

БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ



БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ

Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ)

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для подготовки дипломированных специалистов по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 080502 «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности».

Москва
2005

УДК 621.311.1
ББК 63.3
Б 40

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. **Энергетическая безопасность (Газовая промышленность России).** — М.: МГФ «Знание», ГЭИТИ, 2005. — 688 с.

Данная книга раскрывает теоретические и прикладные вопросы обеспечения энергетической безопасности в газовой отрасли России на рубеже 21 века.

В книге представлен большой фактический и справочный материал по запасам и добыче газа в России и в мире, проблемам функционирования отрасли, развитию газотранспортной инфраструктуры, использованию СПГ, зарубежному опыту либерализации зарубежных газовых рынков, проблемам реформирования отечественного газового комплекса и т.п.

Всесторонне рассматриваются проблемы эффективного функционирования газового комплекса в контексте стратегического развития ТЭК России на перспективу.

Для специалистов в области энергетики, экономики и государственного управления, студентов вузов нефтегазового профиля.

ISBN 5-87633-065-5

© ОАО «Газпром», 2005
© МГФ «Знание», 2005

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ
ТЕМАТИЧЕСКОГО БЛОКА
«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»

Е.А. Телегина, д.э.н., профессор, директор Института геополитических и экономических проблем энергетической безопасности России, научный руководитель тематического блока «Энергетическая безопасность».

В.Ю. Алекперов, д.э.н., президент ОАО «НК ЛУКОЙЛ».

А.А. Арбатов, д.э.н., профессор, заместитель председателя СОПС Минэкономики России и РАН.

В.В. Бушуев, д.э.н., профессор, директор Института энергетической стратегии Минэнерго России.

Е.П. Велихов, д.ф.-м.н., академик РАН, президент Российского научного центра «Курчатовский институт».

А.И. Владимиров, к.т.н, профессор, ректор Российского государственного Университета нефти и газа им. И.М. Губкина.

Р.И. Вяхирев, д.т.н.

В.И. Грайфер, д.т.н., профессор, генеральный директор «РИТЭК».

И.Д. Иванов, д.э.н., заместитель директора Института Европы РАН.

А.М. Мастепанов, д.э.н., заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН.

Е.М. Примаков, д.и.н., академик РАН, председатель Торгово-Промышленной Палаты Российской Федерации.

Л.А. Федун — к.ф.н., вице-президент ОАО «НК ЛУКОЙЛ».

Ю.К. Шафраник, к.э.н., председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России.

Научный руководитель многотомного издания «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты»
К.В. Фролов, академик РАН

Ответственный секретарь издания
Ф.Ф. Светик, профессор

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ:

А.М. Мастепанов — д.э.н.
Е.А. Телегина — д.э.н., профессор
А.Н. Дмитриевский — академик РАН, профессор
Р.М. Тер-Саркисов — д.т.н., профессор
А.И. Владимиров — к.т.н, профессор
В.И. Резуненко — к.т.н.
А.И. Гриценко — член- корр. РАН, профессор
В.В. Ремизов — д.т.н., профессор
Г.Э. Одишария — д.т.н., профессор
В.С. Сафонов — д.т.н.
Н.А. Крылов — д.г.-м.н., профессор
Ю.К. Шафраник — к.э.н.
В.В. Бушуев — д.т.н.
К.Н. Миловидов — д.э.н., профессор
В.П. Сорокин — д.э.н.

В написании отдельных глав и разделов и подготовке материалов принимали участие:

Акопова Г.С. *— к.т.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Аленин В.В.*** *— к.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Арутюнов А.Е.*** *— (ОАО «Газпром»),* ***Бузинов С.Н.*** *— д.т.н., профессор (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Галиуллин З.Т.*** *— д.т.н., профессор (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Захаров Е.В.*** *— д.г.-м.н. (ООО «Мегатрон НВК»),* ***Изотов Н.И.*** *— к.т.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Кривошеин Б.Л.*** *(ИКЭМ),* ***Ластовская М.Р.*** *— к.э.н (Институт энергетической стратегии Минэнерго РФ),* ***Леонтьев Е.В.*** *— к.т.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Мастепанова Т.В.*** *(Институт проблем нефти и газа РАН),* ***Митрова Т.А.*** *(ИНЭИ РАН),* ***Мурадян В.М.*** *— д.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Новикова Л.И.*** *— к.э.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Парфенов В.И.*** *(ОАО «Газпром»),* ***Соловьев Н.Н.*** *— д.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Соловьянов А.А.*** *— д.х.н. (ОАО «Газпром»),* ***Старосельский В.И.*** *— д.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Студеникина Л.А.*** *(ЭНГИН РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина),* ***Ступаков В.П.*** *— к.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Стурейко О.П.*** *— к.т.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Тимонин А.Н.*** *— к.г.-м.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Трегуб С.И.*** *(ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Трифонова Л.В.*** *(ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Щуровский В.А.*** *— к.т.н. (ООО «ВНИИГАЗ»),* ***Диваков И.В.*** *— к.г.н. (МГФ «Знание», ГЭИТИ)*

ПРЕДИСЛОВИЕ

Обеспечение энергетической безопасности является одной из основных стратегических задач государственной энергетической политики большинства современных государств, поскольку роль энергетики (топливно-энергетического комплекса — ТЭК) в обеспечении развития общества и надёжного функционирования экономики является определяющей и постоянно растёт.

Российская Федерация — один из основных производителей и экспортёров топливно-энергетических ресурсов, однако проблема обеспечения энергетической безопасности страны в целом и отдельных её регионов является актуальной и для России.

Теоретические основы обеспечения энергетической безопасности страны, анализ основных угроз и дестабилизирующих факторов, а также основных тенденций их развития изложены в монографии «ТЭК и государство», изданной МГФ «Знание» в 2000 г. в рамках тематического блока «Энергетическая безопасность» многотомного издания «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты».

Новая книга этого блока посвящена газовой отрасли, продукция которой является основой топливно-энергетического баланса современной России, проявившей себя как наиболее устойчивый и эффективный сектор российской экономики в 90-е годы, в самый, пожалуй, сложный период новейшей истории нашего государства.

Газовая отрасль обеспечивает около 50% внутреннего энергопотребления России, более 20% валютной выручки и около 25% налоговых поступлений в федеральный бюджет. Природным газом пользуются свыше 80 млн. жителей нашей страны, он является основой энергопотребления десятков тысяч промышленных и сельскохозяйственных предприятий, на нем вырабатывается свыше 42% электрической и 66% тепловой энергии в стране. В предстоящие десятилетия газовая промышленность получит своё дальнейшее развитие, внося свой вклад в решение задачи увеличения валового внутреннего продукта.

Оценивая вклад отрасли в решение социально-экономических проблем страны, президент России В.В. Путин на совещании по развитию газовой промышленности в Новом Уренгое 20 ноября 2001 г. подчеркнул: «Газ всегда был и еще многие десятилетия останется одной из основных составляющих национального богатства России. А с уче-

том тех проблем, которые переживает современный мир, российский нефтегазовый комплекс способен сыграть роль и в укреплении глобальной экономической стабильности. Я думаю, это не нужно расшифровывать, специалисты прекрасно понимают, что я имею в виду. Замечу, что это очень хорошо понимают и наши зарубежные партнеры».

Естественно, что особое место занимает отрасль и в решении проблем обеспечения энергетической безопасности России.

Настоящая монография систематизирует и обобщает современные представления по газовым аспектам энергетической безопасности. В ней рассматриваются роль газа в мировой экономике и политике, проблемы развития газового комплекса России и его участия в международном сотрудничестве, отдельные методические, правовые и социально-экономические аспекты функционирования и развития комплекса, приводится обширный фактологический материал.

Особое внимание уделено анализу ресурсной базы, возможностям добычи природного газа, оценке состояния и перспективам развития газотранспортной системы, а также подземного хранения газа. С позиций энергетической безопасности проанализированы состояние и перспективы развития газовой промышленности России и проблемы формирования рынка газа в стране; развитие основных зарубежных газовых рынков и их либерализация; роль сжиженного природного газа в мировой торговле газом и газоснабжении потребителей.

В монографии рассмотрены также такие важные вопросы, как место газопереработки в системе энергетической безопасности страны, экологические вопросы, проблемы промышленной безопасности в газовом комплексе и др.

Уверен, что предлагаемая читателю новая книга тематического блока «Энергетическая безопасность» представляет интерес не только для работников газовой отрасли и ТЭК в целом, но и для специалистов в области экономики и государственного управления.

Председатель Правления
ОАО «Газпром» **А.Б. Миллер**

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемая вниманию читателя книга является очередным томом общего масштабного проекта — «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты» и его тематического блока — «Энергетическая безопасность». В этом блоке уже вышли в свет три тома: «Энергетическая безопасность (ТЭК и государство)»; «Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России)» и «Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики)».

Замысел этого тома был активно поддержан ныне покойным В.А. Ремизовым в бытность его генеральным директором ОАО «ВНИИГАЗ».

Рассмотрение проблем энергетической безопасности с позиции газовой отрасли и газоснабжения представляется более чем актуальным. За последние десятилетия природный газ выходит на второе после нефти место (по масштабам использования) среди энергоносителей на планете. Темпы его производства и потребления остаются наиболее высокими, что объясняется и хорошей ресурсной обеспеченностью отрасли, и особенностями газа как энергоносителя (в первую очередь — его экологическими преимуществами перед другими видами органических топлив). Согласно прогнозам как отечественных, так и зарубежных специалистов, природный газ и в предстоящие 20–30 лет будет самым востребованным энергоносителем в мире.

Но чем больше производится и потребляется газа, тем больше возникает и различных проблем, относящихся, в том числе, и к обеспечению энергетической безопасности.

Среди этих проблем в последнее время особенно выделяется политическая. Природный газ, как и нефть, становится важным фактором не только экономического, но и политического влияния и давления.

Об этом и многом другом, что связано с природным газом и энергетической безопасностью, идет речь в новой книге, которую Вы, уважаемый читатель, держите в руках.

РАЗДЕЛ I

РОЛЬ ГАЗА В МИРЕ И В РОССИИ

Глава 1

ГАЗ В МИРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ И ПОЛИТИКЕ

1.1. РОЛЬ ГАЗА В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ

Энергетические проблемы и способы их решения были и будут не только важнейшим определяющим фактором в политике отдельных государств, но и заботой всего мирового сообщества. Учитывая колоссальную стратегическую важность энергетики для жизнеобеспечения мировой экономики и населения планеты, а также высокую капиталоемкость и инерционность инвестиционных проектов в топливно-энергетической сфере, крайне важно предвидеть возможные проблемы и тенденции будущего развития энергетики, а также вероятные масштабы ограничений экономического роста, вызванных дефицитом топливно-энергетических ресурсов, правильно оценить место и роль каждого из основных энергоресурсов в мировом топливно-энергетическом балансе на много десятилетий вперед.

Широкое использование газа в мировой экономике началось лишь с середины 50-х годов прошлого века, когда объем добычи товарного газа составлял более 193 млрд. м^3 в год [1]. За прошедшие годы газовая промышленность выросла в один из наиболее динамично развивающихся сегментов мирового топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Особенно быстро добыча газа в мире росла в 80-е годы, в течение которых она возросла на 37%, причем во второй половине этого периода среднегодовые темпы прироста добычи составляли 3-4% [2].

За последние пятнадцать лет добыча газа увеличилась примерно на треть и достигла в 2002 году 2,6 трлн. м^3 [17].

Подобное развитие газовой отрасли нашло свое отражение и в трансформациях мирового энергопотребления. Так, если в начале 70-х годов доля газа в структуре потребления первичных топливно-энергетических ресурсов в мире была почти в 3 раза ниже, чем нефти, и в 1,5 раза ниже, чем угля, то к 2001 г. доли газа и угля практически сравнялись, а отставание от нефти составляет всего 1,5 раза (**рис. 1.1**).

Расширение мирового рынка газа ускоренными темпами связано с целым комплексом факторов, начиная от хорошей ресурсной обеспеченности, возможности повсеместного использования газа в экономике и быту и кончая его экологическими преимуществами по сравнению с другими видами топлива.

Состояние сырьевой базы является определяющим фактором развития любой отрасли экономики. В этой связи сырьевая база мировой газовой промышленности впечатляет своими масштабами. Ее подробный анализ будет дан в последующих разделах этой книги, а здесь лишь отметим, что по различным экспертным оценкам мировые разведанные (доказанные) запасы газа составляли на 2001 г. от 155 трлн. м³ (*табл. 1.1*) до 164 трлн. м³ (оценка Cedigaz (2001) — **рис. 1.2**). Это в принципе сопоставимо с общими мировыми доказанными запасами нефти. Тем не менее, газовые ресурсы более равномерно распределены по территории земного шара (**рис. 1.3**), чем запасы нефти. Самыми большими разведанными запасами газа располагает Россия (32,2%), что вдвое больше, чем у занимающего второе место Ирана (*табл. 1.2*).

На Ближнем Востоке значительными запасами располагают Катар, Ирак, Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты. Из других стран крупнейшими запасами газа выделяются США, Венесуэла, Алжир, Нигерия, Туркменистан.

Суммарные начальные запасы газа в мире оцениваются, по данным USGS (Американского геологического обзора — одного из наиболее признанных источников подобной информации), на начало 2001 г. в размере 520-595 трлн. м³, из которых 70,4 трлн. м³ — накопленная добыча, 164 трлн. м³ — доказанные и 286-361 трлн. м³ — прогнозные запасы. Распределение этих запасов по территории Земли показано в *табл. 1.3.*

Кроме того, существуют еще и так называемые «ресурсы нетрадиционного газа» — метана в угольных пластах и в виде газогидратов. Ресурсы такого газа оцениваются в тысячи триллионов кубометров, и размещены они по территории планеты значительно более равномерно, чем традиционные ресурсы природного газа (**рис. 1.4**), однако при современных технологиях их освоение требует кратно более высоких затрат.

Темпы прироста разведанной ресурсной базы мировой газовой индустрии в настоящее время существенно превышают аналогичный показатель для нефтяной промышленности. Так, в частности, за последние 20 лет подтвержденные мировые запасы природного газа удвоились. Особенно динамичный прирост запасов газа за этот период наблюдался в государствах бывшего СССР, в развивающихся странах Ближнего Востока, Южной и Центральной Америки, а также в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

В 2000 г. наибольший прирост запасов газа наблюдался на Ближнем Востоке (3,2 трлн. м³; главным образом в Катаре и Саудовской Аравии и Изра-

иле) и в странах Центральной и Южной Америки (около 800 млрд. м³; в основном в Боливии, Венесуэле, Аргентине, Тринидаде и Тобаго). В других регионах изменения или были малосущественны (при этом большую часть прироста запасов в Европе дала Норвегия, а в Юго-Восточной Азии — Папуа — Новая Гвинея), или отсутствовали вовсе.

По состоянию на сегодняшний день мировые запасы природного газа выработаны примерно на 12%, тогда как нефти — почти на 25%. Соотношение «запасы/добыча» в среднем по миру для природного газа составляет 62 года. Наибольшая обеспеченность характерна для стран Ближнего Востока, Африки и бывшего СССР (от 80 до 100 лет), наименьшая — для стран Европы и Северной Америки (*табл. 1.4*).

Как считают американские эксперты [6], уже в период до 2020 г. в целом в мире могут быть открыты новые месторождения природного газа с суммарными запасами примерно в 150 трлн. м³. Более половины этих объемов будут составлять вновь открытые ресурсы государств бывшего СССР, стран Ближнего Востока и Севера Африки. Чуть более 33 трлн. м³ составят запасы Северной и Южной Америки.

Подобная ресурсная обеспеченность не только объясняет высокие темпы добычи газа в последние десятилетия XX века, но и дает основание прогнозировать поступательное развитие газовой отрасли в предстоящие 20-30 лет.

В середине 50-х годов основным производителем природного газа в мире являлись США, на долю которых приходилось около 92% его добычи [1]. Однако уже в 60-70-е годы в число мировых газодобывающих государств выдвигается Советский Союз. Становлению и развитию газовой промышленности нашей страны посвящено большое количество работ [см., напр., 7-9]. Во второй главе книги этим вопросам также будет отведено должное место. Здесь же только отметим, что научно-производственный базис стремительного развития газовой промышленности России обеспечивался благодаря организации целого комплекса научно-исследовательских и проектных работ по самым различным направлениям, причем как фундаментального, так и прикладного характера. Важным этапом стало создание в 1948 г. специализированного научно-технического центра газовой отрасли — ВНИИгаза. В 1960-х годах учеными ВНИИгаза и других научных коллективов (Московский нефтяной институт и др.) были сформулированы основные положения теории формирования месторождений и критерии раздельной оценки перспектив нефте- и газоносности, созданы методы рациональной разведки и научные основы проектирования разработки месторождений. Научные основы газовой геологии позволили впервые (1963 г.) оценить газовые ресурсы России в 32,5 трлн. м³, СССР — в 60 трлн. м³. За последние 30 лет эти прогнозные ресурсы были практически переведены в разряд доказанных, что обусловило переход к интенсивным темпам развития газовой промышленности.

Учеными ВНИИгаза и его бывших филиалов были составлены проекты разработки практически всех крупнейших месторождений на территории стран СНГ, обосновано размещение подземных хранилищ газа (ПХГ) и подготовлены их проекты. Во ВНИИгазе для изучения месторождений природного газа (в области физики пласта и петрографии, газодинамических и газокон-

денсатных исследований скважин, исследований пластовых флюидов, гидрогеологии) создавались методология и технические средства, которые служат основой для прямых и косвенных методов получения информации. Были разработаны, а впоследствии реализованы на газовых объектах технологии и средства для промысловой подготовки газа и конденсата, а также для очистки газа от сероводорода [10].

Во ВНИИгазе начинались научные исследования и вырабатывались научно-технические решения по созданию систем магистрального транспорта газа, которые затем легли в основу концепции формирования и технологотехнического обеспечения единой системы газоснабжения (ЕСГ), а также методов и средств достижения ее надежности и безопасности.

Уже к концу 70-х годов на долю СССР приходилось 28,9% всей мировой добычи газа, а к 1985 г. Советский Союз вышел по этому показателю на первое место в мире (36,3% против 27% у США). Через пять лет добыча газа в СССР выросла еще на 166,7 млрд. м^3, а его удельный вес в мировом производстве природного газа достиг 38,4% (США — 24,5%). Таким образом, эти две сверхдержавы обеспечивали в 1990 г. 63% всей мировой добычи газа [3,11].

Россия в ее современных границах занимает с 1987 г. первое место в мире по добыче газа, когда она составила 508,6 млрд. м^3 (США — 491,2 млрд. м^3) [12].

На рубеже веков в мире сформировалось два крупнейших и четыре крупных газодобывающих региона: США — Канада (28,7% мировой добычи 2000 г.), Россия (24,1%), Североморский регион (9,4%), Ближний Восток (9,0%), Северная Африка (4,5%) и Центрально-Азиатский регион (3,9%). При этом на долю промышленно развитых стран — членов ОЭСР (основных потребителей энергоресурсов в мире) приходится 44% мирового производства природного газа.

В подобном территориальном (региональном) распределении добычи газа кроется одно из основных отличий газовой отрасли от нефтяной, определяющее различия в подходах к определению нефтяной и газовой безопасности, о чем еще будет сказано ниже.

В самом деле, значительная часть мировой нефтедобычи сосредоточена в одном — доминирующем — регионе, на Ближнем Востоке (31-33%). Соответственно, на США — Канаду и Россию приходится 14% и 8,4%, а на каждый из остальных регионов — существенно меньше. При этом удельный вес стран ОЭСР в мировой добыче нефти составляет всего около 29%, тогда как стран-членов ОПЕК — 41,1% [13]. Напротив, в добыче природного газа страны-члены ОПЕК занимают всего 16%.

Структура добычи природного газа по странам и регионам мира приведена на **рис. 1.5**.

Для потребителей важным доводом в пользу широкого использования природного газа является также сравнительно низкая цена и экологичность конечного потребления этого вида топлива. И если по поводу ценообразования на газ существуют различные взгляды, то экологичность потребления газа обусловлена непосредственно присущими ему качествами. Так, в процессе потребления (горения) природного газа не образуется твердых и жидких отходов, подлежащих последующему хранению. Существенно проще, технологичней и надежней системы топливоподачи и организации горения.

Меньше и уже круг вредных выбросов в атмосферу. Количественные характеристики этих выбросов от сжигания природного газа и альтернативных для потребителя видов топлива — мазута и угля — приведены в *табл. 1.5.*

Во второй половине XX века (до 1992 г.) потребление газа в отдельных регионах развивалось под влиянием различных факторов, обусловленных, прежде всего, характером господствующих здесь социально-производственных отношений — рыночных (в странах «капитализма») и командно-административных (в странах «социализма»).

В странах капитализма в этот период достаточно четко можно было выделить три этапа развития газопотребления: этап ускоренного роста, этап замедленного роста и этап стабилизации [15]. Для этапа ускоренного роста (начало 50-х — начало 70-х годов) были характерны быстрые темпы роста энергопотребления, низкие цены на энергоносители, разработка и внедрение высокоэффективных методов дальнего транспорта газа. В целом по капиталистическому миру объем газопотребления увеличился за этот период почти в 4 раза. Однако в территориальном аспекте этот рост проходил крайне неравномерно, в связи с чем основная часть газопотребления приходилась к началу 70-х годов на Северную Америку и Западную Европу, тогда как в развитых капиталистических странах бассейна Тихого океана и подавляющем большинстве развивающихся стран газопотребление находилось в зачаточном состоянии.

Этап замедленного роста (70-е годы) характеризовался резким ростом цен на нефть, а во второй половине периода — и на газ, резким замедлением роста энергопотребления в развитых капиталистических странах, связанным, в частности, с началом широкого развития энергосбережения, пересмотром в США и Западной Европе политики в отношении использования газа, началом активной разработки высокоэффективного газоиспользующего оборудования. Общий прирост газопотребления в странах капитализма составил в этот период 25%, однако по отдельным регионам газопотребление характеризовалось весьма разнонаправленными тенденциями. В начале этого периода (с 1973 г.) началось неуклонное снижение объемов газопотребления в Северной Америке, при быстрых темпах роста во всех остальных регионах капиталистического мира.

Этап стабилизации газопотребления (80-е годы) характеризовался снижением цен на нефть, завершившимся их резким падением в начале 1986 г., и стабилизацией объемов энергопотребления в развитых капиталистических странах, связанной с дальнейшим развитием энергосбережения, началом широкого внедрения высокоэффективного газоиспользующего оборудования. При годовом объеме потребления газа в капиталистическом мире на уровне 1000-1070 млрд. м^3 в этот период продолжалось сокращение газопотребления в Северной Америке, резко замедлился прирост в Западной Европе, при этом сохранились высокие темпы прироста в остальных регионах капиталистического мира.

Для СССР газовая промышленность с середины 70-х годов играла существенно бóльшую роль в энергообеспечении, чем для большинства других развитых стран. В связи со значительно более благоприятными условиями газообеспечения область экономически эффективного применения природ-

ного газа в Советском Союзе была значительно шире, чем в большинстве других стран мира. Это, в частности, относилось к широкому применению природного газа в электро- и теплоэнергетике страны, о чем еще будет сказано ниже.

К причинам, стимулирующим общемировой рост потребления природного газа на рубеже XX и XXI веков, специалисты относят:

- высокую ценовую конкурентоспособность газа;
- обеспокоенность мировой общественности ухудшением состояния окружающей среды;
- стремление стран-потребителей к диверсификации используемых энергоносителей и к повышению уровня своей энергетической безопасности;
- либерализацию рынков природного газа и электроэнергии;
- экономический рост в целом.

В свою очередь, сдерживающее воздействие на еще более широкое использование природного газа оказывают:

- относительная сложность транспортировки газа на рынки сбыта;
- удаленность многих месторождений от регионов-потребителей;
- потребность (как следствие первых двух факторов) в сравнительно больших инвестициях в развитие газовой отрасли [5].

В 2001 г. потребление газа в мире достигло 2569 млрд. м^3, что составило 22% от мирового потребления первичных топливно-энергетических ресурсов. Потребление газа по регионам мира в 1995-2001 гг. представлено в *табл. 1.6.* Эти данные, а также анализ ретроспективных показателей за последние десятилетия позволяют сделать вывод, что за последние 20 лет значительно изменилась географическая структура потребления газа. Хотя крупнейшим рынком газа остается Северная Америка, ее доля за 1981-2001 гг. сократилась вдвое и составила в 2001 г. примерно 29% от мирового газопотребления. Несколько сократилась доля газопотребления Западной Европы, зато резко возрос удельный вес стран бывшего СССР и Восточной Европы, а также стран зарубежной Азии (**рис. 1.6**).

Несмотря на происходящие в последнее время процессы глобализации, единого мирового рынка газа пока не существует. В настоящее время за пределами России и СНГ сформировались три крупных региональных рынка газа: североамериканский, европейский и азиатско-тихоокеанский (восточно-азиатский). Причем, если два первых являются рынками трубопроводного — сетевого газа, то последний — в основном рынком сжиженного газа. Подробная характеристика этих рынков дана в главе 3.

Особое место на рынке газа занимает Россия. Она располагает примерно третью мировых запасов газа, обеспечивая 23% мировой добычи и 16% его потребления на планете (2001 г.). К тому же, Россия — крупнейший экспортер природного газа, на ее долю приходится более трети мировой торговли газообразным топливом.

Наряду с изменением географии потребления газа происходили и трансформации секторальной структуры мирового потребления (использования) газа (*табл. 1.7*). При всей условности приведенных в этой таблице данных (а статистика потребления энергоресурсов, в том числе и природного газа, в большинстве стран мира, по крайней мере, далека от совершенства) можно

выделить следующие основные трансформации в мировой структуре потребления газа, произошедшие в последней четверти XX века:

• опережающий рост использования газа в тепло- и электроэнергетике и на транспорте;

• сокращение доли промышленности в суммарном потреблении газа;

• сохранение удельного веса коммунально-бытового и коммерческого секторов;

• стремительный рост использования газа в прочих секторах экономики (сельское хозяйство, оборона и пр.).

Впечатляет и рост потерь газа при его распределении (в 2,5 раза при увеличении суммарного потребления газа в 2,2 раза).

Причем, существенные изменения произошли и внутри основных направлений использования газа. Так, если в 1973 г. 3/4 газа, использованного на выработку электроэнергии и тепла, сжигалось на конденсационных станциях, 24% — на ТЭЦ (станциях с комбинированным производством тепла и электроэнергии), а на долю котельных (станций по выработке тепла) приходилось всего 0,3%, то в 2000 г. структура была совершенно иной: конденсационные станции — 43,5%, ТЭЦ — 31,1%, котельные — 8,2% [18].

Таким образом, опережающий рост использования газа в тепло- и электроэнергетике связан, прежде всего, с распространением современных паросиловых, парогазовых и газотурбинных установок на станциях с комбинированным производством тепла и электроэнергии (с комбинированным циклом), КПД которых в этом случае достигает 90% и выше.

Говоря о структуре использования газа в мире, следует иметь в виду, что при наличии неких общих тенденций ее трансформации определяющее значение для каждого конкретного региона имеет все же специфика развития и функционирования его собственного рынка газа. Особенно это касается тех основных региональных рынков газа, о которых упоминалось в начале этого раздела.

Кроме того, отраслевая структура газопотребления в отдельных регионах и странах зависит от таких факторов, как уровень развития газовой промышленности и других отраслей энергетического комплекса, а также экономики в целом; политика в области использования газа; климатические условия, и ряда других. Как правило, для стран с «молодой» газовой промышленностью характерно преобладание в газопотреблении относительно ограниченного числа крупных потребителей в промышленности и электроэнергетике. По мере «созревания» отрасли происходит рост газораспределительных сетей и увеличивается возможность использования газа в коммунально-бытовом и коммерческом секторе. В этом отношении характерна эволюция структуры газопотребления Северной Америки и Западной Европы, где в 80-90-е гг. в потреблении газа неуклонно возрастает удельный вес коммунально-бытового и коммерческого сектора и соответственно сокращается доля промышленности и стабилизируется или сокращается доля электроэнергетики. На последнюю из указанных тенденций существенное влияние оказывала проводимая в большинстве стран этих регионов политика ограничения использования газа в электроэнергетике.

Совершенно другая структура газопотребления сложилась в Японии, где значительная часть природного газа используется в электроэнергетике, что обусловлено жесткими экологическими требованиями к составу сжигаемого на электростанциях топлива. В то же время промышленность, коммунально-бытовой и коммерческий сектор Японии используют в основном жидкое топливо.

Третий тип отраслевой структуры газопотребления характерен для большинства стран Азии, Африки и Латинской Америки, а также для Австралии и Новой Зеландии. Здесь характерно преобладание в газопотреблении промышленности (58-75%), достаточно высока доля электроэнергетики (16-36%) и незначительна роль коммунально-бытового сектора (3-15%).

Наряду со степенью «зрелости» газовой промышленности важное значение для характера развития отраслевой структуры газопотребления имеют климатические особенности. Для стран с жарким климатом характерна пониженная доля потребления газа в коммунально-бытовом и коммерческом секторе в связи с меньшими потребностями в отоплении и горячем водоснабжении. Для стран с развитым централизованным теплоснабжением коммунально-бытового сектора также характерно меньшее использование газа в этом секторе.

Отраслевая структура газопотребления в значительной степени зависит и от того, какое место занимает газовая промышленность в национальном энергетическом комплексе [15].

Так, потребление (и производство) газа в США достигло своего пика уже к 1972 г., а затем систематически снижалось до 1986 г. С 1986 г. начался новый рост потребления газа как в США, так и в Канаде, причем уже к 1999 г. в США он вырос практически на 35%, достигнув уровня 1972 г., при этом фактическая стоимость газа — с учетом инфляции — сократились на 25%. Одновременно происходило дерегулирование газовой отрасли и реструктуризация транспортной системы природного газа* [20]. В результате действия всех этих факторов произошли серьезные изменения и в структуре потребления газа. Так, если в 1972 г. на коммунально-бытовой и коммерческий сектора приходилось 43,4% всего потребления газа в стране, к 1993 г. их доля возросла до 72,4% (при снижении, прежде всего, доли промышленных потребителей). Эти изменения проявились и в росте общего числа потребителей газа — с 42,9 млн. в 1972 г. до 57,8 млн. в 1993 г. Причем, если в течение всего этого периода продажи газа жилому сектору оставались практически стабильными, то к 1993 г. 10,8% продаж коммерческому сектору и 52,5% общих продаж промышленному сектору были прерваны [21]. К 1999 г. 56 млн. домов в США (55% их общего количества) были газифицированы, причем в последние годы переходило с других видов топлива на газ около 200 тыс. домов в год. В этих домах (вернее, в 92% из них) природный газ используется для теплоснабжения. Кроме того, в 70% вновь построенных в 1998 г. домов, предназначенных для проживания одной семьи, газ используется для теплоснабжения [20].

---

* Особое значение для реформирования газовой отрасли США имела Директива Федеральной энергетической комиссии № 636 от 1992 г. об отделении транспортных услуг от продажи газа на магистральных газотранспортных системах.

Одной из основных причин роста спроса на газ со стороны жилого сектора как раз и явилась отмеченная выше дешевизна природного газа. Другими причинами стали [20]:

- осознание потребителями, что природный газ является самым высококачественным и экологически чистым источником энергии;
- понимание, что газ дает больше тепла, чем тепловые насосы, а также обеспечивает более эффективный температурный контроль;
- газовые установки теплоснабжения имеют короткий срок окупаемости.

В то же время использование газа для выработки электроэнергии занимает в США подчиненное положение, поскольку страна обладает почти повсеместно удобными для разработки и дешевыми угольными ресурсами, а также по причине высокоразвитой атомной энергетики. И только в 90-е годы, с развитием парогазовых и газотурбинных технологий, спрос на газ со стороны электроэнергетики стал расти, причем не со стороны так называемых общественных компаний (Public Supply), а со стороны промышленных потребителей в целях собственной выработки электроэнергии и тепла. Так, использование газа для производства электро- и теплоэнергии в США с 1973 г. по 1990 г. выросло всего на 7,6%, тогда как с 1990 г. по 1999 г. — более чем в 1,5 раза (в том числе в общественных компаниях — на 13%), соответственно с 83,4 млн. т н.э. до 89,7 и 141,4 млн. т [22].

В целом удельный вес «газовой» электроэнергии в ее суммарном производстве в стране снизился с 21,1% в 1960 г. до 18,6% в 1973 г. и до 11,9% в 1990 г., и возрос к 1999 г. до 15,5% [22].

Структура так называемого «конечного» потребления газа (куда не входит газ, используемый для выработки электроэнергии и тепла, а также для собственных нужд предприятий ТЭК) в странах ОЭСР Северной Америки показана на **рис. 1.7**.

Европейский (западноевропейский) рынок газа менее зрелый, как считают западные специалисты [21], чем североамериканский, он имеет более короткую историю, и изменения структуры потребления газа в последней четверти XX века были здесь не такими радикальными. Особенность европейского рынка — сильная зависимость от импорта газа, поэтому и движение в сторону развития конкурентных рынков здесь более медленное, чем в США.

Спрос на газ в европейских странах ОЭСР с 1972 по 1999 гг. рос практически ежегодно, в результате чего его удельный вес в суммарном потреблении энергоресурсов увеличился с 9,7% в 1973 г. до 20,6% в 1998 г. [11].

В течение всего этого периода основными потребителями газа остаются жилищный, коммунально-бытовой (муниципальный) и коммерческий сектора, на которые в последние годы приходится до 40% общих объемов продаж природного газа. Около 75 млн. семей в Западной Европе сейчас используют газ [23].

Однако наибольший прирост потребления газа в 90-е годы отмечен в промышленности и для производства электроэнергии.

Так, в промышленности стран Европейского Союза потребление газа в период с 1985 г. по 1998 г. росло в среднем на 3% в год, тогда как общее энергопотребление — только на 0,1%. Таким образом, в промышленном про-

изводстве ЕС газ интенсивно вытеснял другие энергоносители — прежде всего уголь (ежегодное снижение потребления на 3,4%) и нефть (на 2,9%). В результате удельный вес природного газа в суммарном энергопотреблении промышленности ЕС вырос с 25,3% в 1985 г. до 34% в 1998 г. [2]. Основные потребители газа — предприятия черной металлургии и химической промышленности, однако их доля систематически снижается — с 51,3% в 1985 г. до 39,6% в 1998 г.

Что касается транспорта, то доля газа в его суммарном энергопотреблении в 80-90-е годы в ЕС систематически снижалась (в среднем на 2,9% в год за 1985-1998 гг.) при практически неизменных валовых объемах потребления (0,2-0,3 млн. т н.э. в год) [2].

Использование газа для производства электроэнергии в каждой из стран Западной Европы существенно различается. На этот процесс влияют как особенности национальных топливно-энергетических балансов (обеспеченность гидроресурсами, углем, уровень развития атомной энергетики и др.), так и особенности налогообложения. В целом по европейским странам ОЭСР использование природного газа на производство тепла и электроэнергии за 1973-1999 гг. выросло в 3,4 раза — с 27,5 до 93,5 млн. т н.э., в том числе за 90-е годы — в 2,4 раза. При этом темпы роста потребления газа общественными компаниями и электростанциями промышленных компаний были одинаковы. Спрос на газ для производства электроэнергии в европейских странах ОЭСР долгое время был ограничен в результате запрета со стороны Европейского Сообщества [21]. И только с отменой этого запрета в 1989 г. во многих странах Западной Европы начался рост потребления газа в названных целях, о чем и свидетельствуют приведенные выше цифры.

Кроме того, свою роль сыграла и ценовая политика Европейского Союза. В период с 1985 г. по 1998 г. цены на мазут для промышленных потребителей (в сопоставимом исчислении) снизились втрое, тогда как на природный газ — только в 2,5 раза, но если в 1985 г. цена на газ (за 1 т н.э.) была на 16% ниже, чем на мазут, то в 1998 г. она превысила последнюю на 4,1%.

В целом, удельный вес «газовой» электроэнергии в европейских странах ОЭСР в ее суммарном производстве снизился с 7,8% в 1973 г. до 6,6% в 1990 г. и вырос до 16,3% в 1999 г.

Структура «конечного» потребления газа в европейских странах — членах ОЭСР показана на **рис. 1.8**.

Особенности формирования азиатско-тихоокеанского рынка газа (это, в основном, рынок СПГ) наложили свой отпечаток и на трансформации структуры потребления газа в этом регионе. Изначально поставки СПГ ориентировались на крупных потребителей, в качестве которых, в первую очередь, выступали тепловые электростанции. Так, в Японии, на которую приходится основная часть потребления газа в азиатско-тихоокеанских странах ОЭСР (1971 г. — 63,5%, 1998 г. — 63,4%), удельный вес тепловых электростанций в суммарном потреблении природного газа достигает 65% (1998 г.), в Республике Корея — 50% (1997 г.) [16].

Азиатско-тихоокеанский рынок газа отличается высоким динамизмом: объем потребления газа здесь вырос за последние тридцать лет более чем в 18 раз (с 5,2 млн. т н.э. в 1971 г. до 94,0 млн. т н.э. в 1998 г.). Этот же динамизм

характерен и для потребления газа в целях производства электроэнергии — примерно за тот же период (1973-1999 гг.) оно выросло в 19,3 раза, достигнув 55,2 млн. т н.э. [11,22].

В тепло- и электроэнергетике азиатско-тихоокеанских стран ОЭСР природный газ, прежде всего, вытесняет мазут и другие нефтепродукты, тогда как потребление угля в этих целях быстро растет. В результате в топливном балансе тепловых электростанций удельный вес газа в конце 90-х годов составлял 26-27% (1990 г. — 25%, 1973 г. — 2,8%), угля — 52% (1990 г. — 38%, 1973 г. — 26,1%), а нефтепродуктов — только 19-20% (1990 г. — 34,6%, 1973 г. — 71%). Остальной объем (1990 г. — 2,5%, 1999 г. — 3,1%) занимают биомассы и отходы [22].

В целом, удельный вес «газовой» электроэнергии в азиатско-тихоокеанских странах ОЭСР в ее суммарном производстве вырос с 2,4% в 1973 г. до 17% в 1990 г. и до 18,7% в 1999 г.

Что касается «конечного» потребления природного газа, то это прежде всего промышленность, жилищный и коммерческий сектор (**рис. 1.9**).

Структура «конечного» потребления природного газа в целом в промышленно развитых странах — членах ОЭСР показана на **рис. 1.10**.

В странах Азии, Африки и Латинской Америки в настоящее время структура газопотребления характерна для стран с «молодой» газовой отраслью: ведущая сфера газопотребления — промышленность (в отдельных регионах на ее долю приходится до 75% валового потребления газа), на втором месте находится электроэнергетика.

Потребление природного газа в других сферах экономики (строительство, сельское хозяйство, транспорт) крайне незначительно, хотя некоторые из этих сфер, в первую очередь транспорт, являются весьма перспективными областями газопотребления.

Структура потребления природного газа в России рассмотрена в главе 2.

Как уже отмечалось, в целом в мире промышленность является одной из ведущих сфер газопотребления.

В промышленности газ используется в основном в качестве котельно-печного топлива (для производства пара), технологического топлива и сырья. В первом случае газ сталкивается с сильной конкуренцией угля и мазута, а при использовании в качестве технологического топлива — с конкуренцией нефтепродуктов и электроэнергии. На выбор конкретного вида топлива влияют его технологические показатели, цена и условия поставок. Промышленные предприятия в большинстве стран мира обладают значительной свободой маневра в выборе энергоносителей. Так, в США 66% энергоиспользующих установок в промышленности и электроэнергетике могут работать как на газообразном, так и на жидком топливе. В этой связи резкое понижение цен на нефть в 1986 г. привело к тому, что многие промышленные потребители перешли с газа на использование нефтепродуктов, в результате чего газопотребление в промышленности только за один год сократилось здесь на 20 млрд. м^3 [15].

Такому положению способствует тот факт, что, как уже отмечалось, значительная часть потребляемого в качестве технологического топлива газа сжигается в печах традиционного типа, предназначенных для сжигания нефтепродуктов. По мере разработки и внедрения специализированного газо-

сжигающего оборудования газ займет более устойчивые позиции в промышленном энергообеспечении.

Газ используется во всех отраслях промышленности, однако основная часть его используется в ограниченном числе отраслей. К ним относятся химическая промышленность, черная металлургия и промышленность строительных материалов. На долю этих трех отраслей приходится 55-70% промышленного газопотребления в основных странах Западной Европы и более 50% — в США. Доля химической промышленности (включая нефтехимию) в промышленном газопотреблении большинства развитых стран составляет порядка 35-40%, а Нидерландов — даже 60%. Нефтехимическая промышленность играет ведущую роль в промышленном газопотреблении и во многих развивающихся регионах (Средний Восток, Юго-Восточная Азия). Значительная часть природного газа используется в химической промышленности в качестве сырья. Так, в Западной Европе на сырьевые цели используется 30% всего потребляемого в химической промышленности газа [15].

Основные сферы сырьевого применения газа в химической промышленности — производство аммиака и метанола. Для этого природный газ преобразуется посредством процесса парового риформинга в синтез-газ (CO, H_2). В настоящее время 80% всей выработки синтез-газа в мире базируется на природном газе. 78% синтез-газа используется для извлечения водорода (который идет для выработки аммиака, применяемого для производства азотных удобрений), 14% идет на производство метанола (который в свою очередь служит исходным продуктом для производства широкой гаммы химикатов). Более половины природного газа, используемого в качестве топлива, идет в химической промышленности на выработку пара, при этом значительная часть паровых котлов в этой отрасли оборудована топливными системами, которые могут использовать как природный газ, так и нефтепродукты. Остальная часть топливного использования газа в отрасли приходится на химические печи и сушильные аппараты [15].

Что касается электроэнергетики, то, как уже отмечалось, в 70-80-е годы ее удельный вес в газопотреблении шел главным образом за счет СССР, европейских стран-членов СЭВ, развитых стран бассейна Тихого океана и стран Азии, Африки и Латинской Америки. В то же время в основных центрах газопотребления (Северной Америке и Западной Европе) использование газа в электроэнергетике сокращалось как в абсолютных, так и в относительных показателях. Это было связано с тем, что в этот период в странах Северной Америки и Западной Европы проводилась политика ограничения использования природного газа (и нефтепродуктов) в электроэнергетике. В США в 1978 г. был принят закон об использовании топлива, который запрещал использование природного газа на вновь вводимых в строй электростанциях и крупных котельных. В странах ЕЭС были приняты аналогичные рекомендации. Масштабы использования природного газа в электроэнергетике отдельных стран, как уже отмечалось, определяются такими факторами, как условия газоснабжения, масштабы развития атомной и угольной электроэнергетики, экологические условия развития энергетики и ряд других.

К числу наиболее эффективных направлений использования газа в электроэнергетике относятся:

• разработка высокоэффективных газотурбинных установок (ГТУ) средней и большой мощности;

• создание новых типов парогазовых установок;

• разработка систем комбинированного производства электроэнергии и тепла различной мощности;

• совместное сжигание газа и других органических энергоносителей для обеспечения требуемых экологических стандартов.

Разработка высокоэффективных ГТУ и создание на их основе комбинированных парогазовых установок обеспечивает резкое повышение эффективности использования природного газа в электроэнергетике.

Рассмотренные основные тенденции в использовании природного газа, по мнению многих специалистов [5,9], получат свое развитие и в предстоящие десятилетия, определяя на перспективу роль газа в мировом топливно-энергетическом балансе.

Говоря о роли газа и газовой промышленности в современном мире, нельзя, однако, не сказать и об «оборотной стороне медали». Газовая промышленность, так же как нефтяная и горнодобывающая, имеет большое значение в 50 развивающихся странах, в которых проживает в общей сложности 3,5 млрд. чел. — почти половина населения всего земного шара. Из них приблизительно 1,5 млрд. чел. зарабатывают менее двух долларов в день. Большинство из них не имеют доступа к безопасной питьевой воде, энергоснабжению, достойному жилью, образованию и медицинским услугам.

Двенадцать из 25 наиболее зависимых от полезных ископаемых государств относятся к категории бедных стран, обремененных большими долгами. Шесть нефтезависимых государств занимают нижние строчки в таблице индекса человеческого развития.

Большинство развивающихся стран, стремясь покончить с бедностью, опираются на разработку природных ресурсов. Эти природные ресурсы — в частности, горнодобывающая, нефтяная и газовая промышленность — могли бы приносить развивающимся странам более высокие доходы.

Однако, как справедливо отметил почетный председатель Секретариата Группы Мирового банка по анализу положения в добывающей промышленности, профессор, д-р Эмиль Салим, история развития добывающей промышленности за последние пятьдесят лет свидетельствует о том, что практически никому не удалось перейти из разряда стран, добывающих и экспортирующих сырье, в разряд стран, обрабатывающих сырье и экспортирующих продукцию его переработки.

В добывающей промышленности, особенно в нефтяной и газовой, доминирует горстка крупных и мощных компаний из развитых стран, в то время как в развивающихся странах существует большое число мелких, слабых и неформальных компаний. При этом в большинстве развивающихся стран высокоприбыльные производства в горнодобывающей, нефтяной и газовой промышленности не в состоянии «взять разбег» [24].

В основе подобного положения лежат две группы причин, впрочем, тесно взаимосвязанных между собой. Первая из них обусловлена самим характером сложившихся (под воздействием промышленно развитых стран и транснациональных корпораций) международных экономических отношений,

когда фактор сырья, с одной стороны, определяет поведение и политику целых государств и регионов, а с другой — стоимость сырья прогрессивно уменьшается в сравнении со стоимостью готовой продукции. Именно этим объясняется, что за последние 30 лет доля беднейших 20% населения мира в глобальных доходах уменьшилась с 2,4% до 1,4%, а доля богатейших 20% населения мира в глобальных доходах, напротив, выросла с 70% до 83%. В 2001 г., выступая на заседании Комитета по подготовке к Всемирному саммиту по устойчивому развитию, Генеральный секретарь ООН Кофи Аннан сообщил, что 20% населения мира — в основном, в развитых странах — удалось поднять свои доходы и уровень благосостояния, в то время как остальные 80% практически не смогли сделать этого [24].

Вторая группа причин состоит в том, что, будучи развивающимися, большинство стран земного шара сталкивается с такими проблемами, как неэффективное государственное управление, слабая нормативно-правовая база, недостаточно высокая оплата труда государственных чиновников, ограниченные управленческие и технические навыки, бесперспективность увеличения внутреннего налогообложения населения с низкими доходами. Поэтому применяемые в настоящее время такие принципы глобализации, как свободная торговля, приватизация, цены свободного рынка и свободная конкуренция, которые провозглашаются международными организациями как гипотетические условия равенства возможностей между развитыми и развивающимися странами, только усугубляют это неравенство.

Закономерно возникает насущная задача трансформировать превалирующую сложившуюся парадигму экономического развития в устойчивое развитие.

Устойчивое развитие имеет три важных составляющих, а именно: социальная устойчивость, экономическая устойчивость и экологическая устойчивость.

Ключевой субстанцией социальной устойчивости является искоренение бедности. Общество — как на национальном, так и на глобальном уровне — сможет сохранять устойчивость только в том случае, если большинство населения не будет страдать от крайней нужды, голода, необразованности и отсутствия доступа к медицинскому обслуживанию.

Ключевой субстанцией экономической устойчивости является устойчивая структура потребления и производства. Экономика сможет сохранять устойчивость в том случае, если потребление и производство будут использовать меньше материальных ресурсов, меньше энергоресурсов, меньше пространства при сокращении отходов и загрязнения окружающей среды.

Ключевой субстанцией экологической устойчивости является управление продолжающимся функционированием природы и экосистем с учетом их неотъемлемой и всепоглощающей способности к изменениям.

Каждая из названных трех составляющих устойчивого развития имеет (или может иметь) газовую компоненту. В первом случае это возможность обеспечить бедное население квалифицированным (рыночным) топливом, тем более что, как уже отмечалось, запасы и ресурсы природного газа по территории земли распределены гораздо более равномерно, чем, например, нефти, и они могут разрабатываться для местного использования с относи-

тельно невысокими издержками. Во втором случае — природный газ является, о чем уже тоже было сказано, наиболее экологически чистым видом топлива. Его использование у потребителя практически не дает отходов и оказывает минимально вредное воздействие на окружающую природную среду. И, наконец, в третьем случае речь может идти об управлении функционированием природы и экосистем с учетом отмеченных возможностей природного газа как одного из наиболее экологически приемлемых энергоресурсов.

Таким образом, хотя традиционный подход к развитию газовой промышленности и не дает возможности развивающимся странам вырваться в число развитых, сам потенциал природного газа несет в себе конструктивные элементы, способствующие вначале трансформации сложившейся парадигмы экономического развития, а затем и переходу к устойчивому развитию в планетарном масштабе.

1.2. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ КАК ПОЛИТИЧЕСКИЙ ФАКТОР СОВРЕМЕННОГО МИРА

Возрастание роли газа в мировой экономике и выдвижение его на ведущие места в мировом энергетическом балансе привели к росту влияния газового фактора и на международные отношения.

В специальном томе серии «Безопасность России» («Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России») [25] подробно рассмотрено значение энергетического фактора в экономической и внешней политике ведущих стран и в мировой политике в целом. Там уже было показано, что острейшая конкурентная борьба за доступ к энергоресурсам и рынкам их сбыта определяет внешнюю политику и дипломатическую деятельность многих государств. Военно-политические акции США и их союзников по защите своих жизненных интересов на Ближнем и Среднем Востоке, нефтяная дипломатия ОПЕК, дипломатические маневры вокруг проблемы доступа к месторождениям Каспия — вот лишь несколько примеров в подтверждение принципиального тезиса: энергетический фактор в настоящее время играет в мировой политике не меньшую роль, чем военный, на его основе формируется внешняя политика и энергетическая дипломатия многих государств — как промышленно развитых (США, Япония, Европейский Союз в целом), так и развивающихся (в первую очередь нефтедобывающих, объединенных членством в ОПЕК). Что касается России, то в отношении нее в том же томе был сделан следующий вывод: при существующем экономическом положении страны одним из основных средств действенного влияния на внешнеполитические реалии на ближайшие годы останутся именно топливно-энергетические ресурсы. Более того, в современных условиях энергетический фактор и проведение активной энергетической дипломатии могут быть использованы как структурный политико-экономический маневр долговременного характера для постепенного вывода экономики России из кризисного состояния и преодоления внешних угроз экономической безопасности страны.

В полной мере сказанное относится и к природному газу, к газовому фактору как таковому. Оценивая его значение, Президент России В. Путин на совещании по развитию газовой промышленности 20 ноября 2001 г. в Новом Уренгое подчеркнул: «Газ всегда был и еще многие десятилетия останется одной из основных составляющих национального богатства России. А с учетом тех проблем, которые переживает современный мир, российский нефтегазовый комплекс способен сыграть роль и в укреплении глобальной экономической стабильности. Я думаю, это не нужно расшифровывать, специалисты прекрасно понимают, что я имею в виду. Замечу, что это очень хорошо понимают и наши зарубежные партнеры» [26].

Воздействие газового, как и нефтяного, фактора на международные отношения объясняется, впрочем, не только проблемой энергетической безопасности. Большое влияние на внешнюю политику всех вовлеченных в энергетическую дипломатию стран оказывает тот факт, что нефтегазовый бизнес является одним из самых прибыльных видов предпринимательства. Это замечание касается как отдельных компаний, так и государства. Кроме того, следует учитывать, что нефтегазовая промышленность по своей природе — одна из крупнейших и имеет наиболее интернациональный характер. Ее деятельность охватывает практически всю планету, а нефтегазовые компании осуществляют свои сделки через национальные границы, не считаясь подчас с государственными интересами.

Нефть и газ в природном состоянии, как правило, тесно связаны — их ресурсы расположены в одних и тех же нефтегазовых провинциях, а зачастую и в одних и тех же месторождениях. Так же тесно связан между собой нефтяной и газовый бизнес, причем ведущие транснациональные компании в этой области являются, как правило, едиными вертикально-интегрированными нефтегазовыми компаниями.

Что же касается нефтяного и газового факторов в мировой политике и экономике, то их действия длительное время были обособлены, вернее, газовый фактор занимал подчиненное положение по отношению к нефтяному, отставал от роли и влияния последнего. Естественно, это было обусловлено особенностями исторического развития той и другой отрасли, тем, что нефть раньше заняла ведущее положение в мировом энергетическом балансе, что нефтяные рынки раньше переросли национальные границы и стали международными.

Однако в последние годы нефтяной и газовый факторы по своей действенности все более сближаются, их влияние на международные процессы становится более единообразным, с той лишь разницей, что нефтяной фактор уже неоднократно приводил к резкому обострению международной ситуации и крупным военным конфликтам (например, первый и второй нефтяные кризисы, ирано-иракская война, конфликт 1991 г. вокруг Кувейта и др.), тогда как у газового фактора все еще впереди — по мере роста значения газа в мировом энергетическом балансе он потенциально готовится к подобной роли.

Впрочем, не только готовится. После трагических событий 11 сентября в Вашингтоне и Нью-Йорке Соединенные Штаты настолько стремительно определились, как метко заметил обозреватель Евгений Бикалов, с «козлом отпущения» (Усама бен Ладен) и «козлятником» (талибановский Афганис-

тан и организация «Аль-Каида»), что навели на подозрение: корни этой истории лежат гораздо глубже, чем кажется на первый взгляд [27].

Любой конфликт, кризисные ситуации или крупные политические события заставляют наблюдателей задаваться многозначительным вопросом: «А не в нефти ли тут дело?». Дополним «нефть» — «газом», вспомним, что Соединенные Штаты прибегают к военной силе, в первую очередь, для защиты собственных экономических интересов (в данном случае благородная цель борьбы с мировым терроризмом гарантировала широкую международную поддержку и понимание, к тому же Белый дом был избавлен от объяснения истинных причин своего вторжения в государство, находящееся за тысячи километров от границ США), и получим ответ: Вашингтон начал лихорадочно осуществлять свою давнюю мечту — получить прямой выход к самым большим на планете неосвоенным запасам нефти и газа в Центральной Азии. Получить, не вступая в прямую конфронтацию с традиционно влиятельными в данном регионе Россией, Китаем и Индией. Собственно Афганистан для Белого дома здесь одновременно выполняет функцию плацдарма, перевалочной базы и политической ширмы. Другой, не менее важный элемент этой «многоходовки» — Туркмения, точнее, ее недра [27], хранящие, по различным оценкам, от 8 до 21 трлн. м^3 газа [5, 21, 28, 29].

Для Туркменистана после распада СССР на повестку дня встал главный вопрос: как обеспечить стабильный и бесперебойный экспорт своего природного газа на мировые рынки, минуя территорию России? В решении этого вопроса и сошлись интересы США и Туркменистана.

Как известно, еще в 1992-1993 гг. появился первый проект, связанный с подачей туркменистанского газа в южном направлении, на Пакистан — Индию, транзитом через Афганистан — так называемый «Трансафганский» проект. Реализация этого проекта выгодна многим: Пакистан остро нуждается в газе; разоренный многолетней войной Афганистан рассчитывает на поступление валюты от транзитных платежей; Туркменистан может, наконец, избавиться от транзитной монополии России и получить альтернативный доступ на мировой рынок энергоносителей. Проект поддерживают и Соединенные Штаты, которые давно разрабатывают планы по созданию маршрутов транспортировки энергоносителей в обход российской территории [16,30]. Инициатором проекта выступила аргентинская компания Bridas SAPIC, которая одновременно пыталась убедить в эффективности проекта* и правительства Туркменистана и Пакистана, и власти Афганистана, который, из-за не прекращающейся десятилетиями гражданской войны, стал основным препятствием в реализации проекта. Поэтому представители Bridas одновременно вели переговоры и с набирающими силу талибами, и с правительством (уже в изгнании) Раббани [30].

Как заметил уже упоминавшийся Е. Бикалов, не кажется ли странным, что движение «Талибан» вовсю заявило о себе в Афганистане именно в начале

---

* Технические и экономические характеристики этого и других аналогичных проектов будут рассмотрены в главе 3.

1995 г., когда Туркменистан и Пакистан пришли к соглашению подписать «протокол о намерениях» по данному проекту? Наверное, нет, если учесть, что само это движение было создано при активном участии спецслужб США и Пакистана на деньги Саудовской Аравии. По одной из версий, основной задачей, стоявшей перед афганскими радикалами, было создание условий для восстановления афганской части Великого шелкового пути — мощного транспортного коридора, включающего комбинированную систему железных дорог и автомагистралей, трубопроводов, авиалиний и путей морского сообщения [30].

«Основополагающий» документ по реализации проекта был подписан в Исламабаде в марте 1995 года президентом С. Ниязовым и премьер-министром Б. Бхутто, которые имели безусловные заверения Кабула о его поддержке. Руководитель Узбекистана И. Каримов также скрепил своей подписью ставшую четырехсторонней договоренность, чем легализовал право на поставку узбекского газа.

Однако в том же 1995 г. интерес к трансафганским проектам проявил дуэт значительно более мощных компаний — американской Unocal (Union Oil Company of California) и саудовской Delta (Delta Oil Co). Летом 1995 г. Bridas и Unocal провели переговоры на предмет совместного строительства газопровода, однако вскоре выяснилось, что американцы в своих контактах с властями Ашхабада настаивают на монопольном осуществлении проекта. Уже в октябре 1995 г. правительство Туркменистана подписало контракт на реализацию Трансафганского проекта с Unocal и Delta [30].

Как бы то ни было, уже в сентябре 1995 г. талибы заняли Герат, гарантировав безопасность любого туркмено-пакистанского маршрута, а в феврале 1996 г. Раббани предоставил Bridas особые права на строительство газопровода по территории Афганистана [31]. Однако под мощным давлением США вначале Туркменистан, а затем (в марте 1996 г.) и Пакистан отказались от сотрудничества с Bridas.

Интересно заметить, что по мере успешного продвижения «Талибана» к власти интерес США к Трансафганскому проекту все более креп и материализовался. Американским партнером Туркменистана в этом проекте уже к концу 1995 года становится компания Unocal, безапелляционно вытеснившая Bridas и пообещавшая «Туркменбаши» обеспечить ускорение этого проекта [31].

Однако в США прекрасно сознавали, что кабульская администрация была в то время наименее надежной с точки зрения ведения переговоров о строительстве, поскольку поддерживала тесные контакты с Ираном — принципиальным противником любых транзитных маршрутов через территорию Афганистана и Пакистана (Тегеран выступал за альтернативные проекты трубопроводов — через свою территорию). Кроме того, отсутствие у Кабула возможности восстановить полный контроль над страной становилось уже очевидным. Единственной силой, способной стабилизировать ситуацию в Афганистане, американские политики и бизнесмены, по всей видимости, признали движение «Талибан». Вашингтон резко активизировал дипломатическую деятельность на афганском направлении. 12 августа 1996 г. в Афганистан с частным визитом прибыл американский сенатор Хенк Браун. В Канда-

гаре он провел переговоры с лидерами движения «Талибан», а спустя две недели отряды талибов развернули масштабное наступление и 27 сентября 1996 г. вошли в Кабул [30].

Вся дальнейшая политика Соединенных Штатов по отношению к «Талибан» определялась исключительно интересами корпорации Unocal [27].

Спустя несколько часов после захвата талибами Кабула Госдепартамент США заявляет о готовности установить с ними дипломатические отношения. Следом представитель Unocal Крис Таггерт с плохо скрываемым удовольствием констатирует, что теперь строительство газопровода становится реальностью. Правда, вскоре оба высказывания были дезавуированы, а их авторов попросили сдерживать свои эмоции.

До конца 1997 г. Bridas и Unocal продолжали вести острую конкурентную борьбу между собой. Обе компании активно «работали» с Ашхабадом и Исламабадом, а особенно с участниками афганского конфликта. Так, Unocal содержала представительства и в контролируемом талибами Кандагаре, и в штаб-квартире узбекского генерала Дустума в Мазари-Шарифе. При этом противники американской компании открыто обвиняли ее в финансировании и просто подкупе ряда полевых командиров.

Победу американо-саудовского альянса во многом обусловило использование мощных политических рычагов. С поддержкой его варианта трансафганского проекта выступили госдепартамент США и лично президент Билл Клинтон [30].

В мае 1997 года талибы занимают последний крупный оплот своих противников — «северную столицу» Афганистана — Мазари-Шариф. Не прошло и месяца, как официальные лица Туркмении, Пакистана, предетавители компаний Unocal и саудовской Delta Oil подписали соглашение о строительстве трубопровода от месторождения Даулетобад через Афганистан в Карачи*.

В октябре для осуществления этого проекта был образован консорциум Central Asian Gaz Pipeline, в который вошли, помимо двух вышеназванных компаний, японская Itochu Corp., южнокорейская Hyundai, пакистанская Crescent Group и Туркменистан.

Заинтересованность в подписании соглашения проявило и ОАО «Газпром», заявив о намерении выкупить «в ближайшем будущем» 10% акций консорциума. Однако представитель «Газпрома» по неизвестным причинам не явился в Ашхабад [30]. Компания некоторое время оставалась в числе потенциальных участников проекта, затем пакет отошел к Unocal, доля которой в результате составила 56,5% и превысила контрольный пакет.

По мнению аналитиков, «неизвестные причины», по которым «Газпром» не принял участие в консорциуме в момент его создания, на самом деле могут быть достаточно прозрачными. Строительство Трансафганского трубопровода объективно, с их точки зрения, противоречит государственным интересам России в регионе, поскольку серьезно ограничивает влияние Москвы на центральноазиатские республики, и в частности на Туркменис-

* Подробнее об этом проекте и его управляющем консорциуме будет сказано в главе 3.

тан. Соответственно, создание всевозможных препятствии на пути реализации проекта отвечает интересам Кремля [30].

В ноябре в Хьюстоне, штат Техас, Unocal на самом высоком уровне организует прием делегации «Талибан», которая также удостоилась чести встретиться с официальными представителями Государственного департамента (МИДа) США.

В феврале 1997 г. Bridas сделала последнюю попытку взять реванш. Компания приобрела дополнительный рычаг давления на Ашхабад, выиграв тендер на монопольную эксплуатацию казахстанского участка системы магистральных газопроводов Средняя Азия — Центр, по которым осуществлялся весь экспорт туркменского газа. Однако в марте 1997 г. Туркменистан неожиданно прекратил экспорт газа через Россию, а в июне правительство Казахстана аннулировало итоги своего тендера, а газопроводы были переданы бельгийской компании Tractebel. Не исключено, что и в этом случае подключилось американское лобби Unocal, тем более что в тот период шла активная подготовка к визиту президента Казахстана Нурсултана Назарбаева в Вашингтон. Аргентинская компания была окончательно отстранена от участия в проекте [30].

Ради осуществления проекта Unocal с молчаливого согласия госдепартамента США заключила своего рода договор о взаимопонимании с движением «Талибан». В начале декабря 1997 г. делегация в составе нескольких министров администрации афганских радикалов посетила американский город Шугар-Лэнд, штат Техас, а уже в январе 1998 г. талибы выразили готовность подписать соглашение о строительстве газопровода через афганскую территорию. Представитель движения заявил в Кабуле, что вооруженные силы талибов готовы полностью обеспечить безопасность маршрута.

Интересно, что помимо Unocal четырехдневный визит делегации движения «Талибан» в США обеспечивала и получившая печальную известность благодаря своему недавнему банкротству энергетическая корпорация Enron. По данным американского журнала «National Enquirer», Enron заплатила движению «Талибан» более 400 млн. долл. США за анализ технического обоснования Трансафганского проекта, причем «большая часть этих выплат была взятками». Переговоры продолжались даже после того, как террористы из «Аль-Каиды» взорвали американские посольства в Африке в 1998 г., — выплаты были сделаны в тот самый момент, когда американские самолеты бомбили лагеря Усамы бен-Ладена в Афганистане и Судане [30].

Казалось, ничто не предвещало срыва указанных планов, и осуществление проекта было лишь вопросом времени. Однако после взрывов американских посольств в Кении и Танзании реализация планов была приостановлена. Международный терроризм уже тогда заставил Вашингтон пересмотреть свою политику в отношении к режиму «Талибан» [30]. Тому было множество причин: и мнение американских либеральных кругов (в том числе феминисток, имеющих значительное влияние в США), возмущенных средневековой жестокостью талибов по отношению к афганским женщинам и всем инакомыслящим, и действия самих талибов, которые не смогли ни окончательно разбить противостоящие им силы, ни договориться с ними по-хорошему. В довершение всего длительное лавирование руководства «Талибан» между Bridas и Unocal закончилось в 1998 году отказом кабульских

властей от контактов с обеими компаниями. Американцы тут же вышли из консорциума Central Asian Gaz Pipeline, отозвали свой персонал из Кандагара и Исламабада, а резкое падение мировых цен на нефть до 13 долл. за баррель и вовсе сделало трубопровод Даулетобад — Карачи нерентабельным [27].

А затем события разворачивались стремительно: в США сменился глава государства, талибы не смогли уничтожить своих противников внутри страны и получить международное признание, а новая администрация Соединенных Штатов не стала препятствовать принятию Советом Безопасности ООН жестких санкций в отношении «Талибан». В дальнейшем Объединенные Нации все туже и туже «закручивали гайки» запретов и эмбарго вокруг талибов: и за производство наркотиков, и за покровительство бен Ладену, и за религиозный фанатизм и преступления против собственного народа. «Резьбу сорвало» 11 сентября 2001 года, когда у Соединенных Штатов и их союзников появился столь необходимый предлог для вторжения в Афганистан [27].

В ночь с 6 на 7 октября первые американские крылатые ракеты и бомбы обрушились на Кабул и Кандагар — началась операция «Несокрушимая свобода», важным промежуточным итогом которой стало избрание в начале декабря на конференции в Бонне переходного правительства Афганистана. Возглавил новый кабинет министров доселе мало известный широкой публике, но «влиятельный» (по оценке западных СМИ) пуштунский лидер Хамид Карзай. Его кандидатура продавливалась Вашингтоном с таким напором и настойчивостью, что невольно заставила обратить особое внимание на биографию Карзая. И если сведения о сотрудничестве в 80-х годах свежеиспеченного премьера с ЦРУ и Пентагоном удивления не вызвали, то информация о его тесных контактах с Unocal все расставила по своим местам [27].

И действительно, Хамид Карзай в 1996-1997 годах являлся консультантом Unocal в проекте строительства трансафганского газопровода [31].

Стоить добавить, что спустя девять дней после избрания Карзая спецпредставителем США в Афганистане был назначен Салмай Халилзод — хороший знакомый главы временной администрации и его коллега по работе в Unocal [27].

И уже в марте 2002 г. в Ашхабаде состоялась встреча С. Ниязова и Х. Карзая, в ходе которой обсуждались и вопросы, связанные со строительством Трансафганского газопровода.

Говоря о газовом факторе как об оружии против некоторых стран и режимов, нельзя не вспомнить, что он (газовый фактор) уже применялся и против нашей страны.

Как известно, одной из самых ярких страниц трубопроводного строительства в СССР стало сооружение трансконтинентального экспортного газопровода «Уренгой — Помары — Ужгород». Страна остро нуждалась в свободно конвертируемой валюте, стремилась увеличить и диверсифицировать свой экспорт. Проект подачи природного газа в ФРГ, который впоследствии окрестили «контрактом века», решал все эти задачи.

Однако администрация Р. Рейгана развязала кампанию против участия американских и европейских фирм в строительстве этого газопровода и настойчиво советовала канцлеру ФРГ Г. Шмидту отказаться от сделки с

Советским Союзом, а в качестве компенсации предложила поставлять в ФРГ уголь и уран [31].

За несколько дней до подписания «Контракта века», предусматривавшего поставки газа странам Западной Европы в счет долгосрочных кредитов западных фирм, в Бонн прибыл личный представитель Р. Рейгана с поручением — уговорить западногерманского руководителя воспрепятствовать подписанию контракта. Однако вопреки давлению Вашингтона западногерманский концерн «Ругаз» в ноябре 1981 г. подписал с советским внешнеторговым объединением «Союзгазэкспорт» соглашение о поставке Советским Союзом в ФРГ с 1984 г., на протяжении 25 лет, 10,5 млрд. м^3 природного газа ежегодно. Как вспоминает О.М. Иващов [31], в течение всего периода строительства газопровода Уренгой — Помары — Ужгород правящие круги США оказывали яростное противодействие, но заказы на поставку труб, компрессорных агрегатов, арматуры, трубоукладчиков и другой строительной техники обеспечивали гарантированные рабочие места десяткам тысяч людей в Западной Европе, страдавшей в ту пору от жестокой безработицы. Ориентировочные подсчеты, характеризующие «сделку века», показывали, что стоимость контрактов для компаний ФРГ составляла около 4,5 млрд. долл., для французских фирм — 3,5 млрд. долл., для голландских и итальянских — по 1 млрд. долл. Европа не поддержала США в бойкоте строительства трансконтинентального газопровода.

Можно привести еще ряд примеров, свидетельствующих о том, что газовый фактор становится новым способом давления на те или иные страны, либо используется как инструмент урегулирования межгосударственных отношений.

Один из них — взаимоотношения между государствами, образовавшимися на месте СССР.

Новые независимые страны (за небольшим исключением) автоматически поделились на добывающие (и, соответственно, экспортирующие) нефть и газ и транзитные (или потенциально транзитные). Грубо говоря, месторождения нефти и газа остались у одних, а трубы и терминалы, через которые их экспортировал СССР, — у других [16, 33].

В ситуации крайней нищеты и разваливающейся экономики и те, и другие вспомнили о мировых ценах и решили их ввести: первые — на энергоносители, вторые — на их транзит по своей территории. Конфликт был неизбежен. И он вспыхнул почти мгновенно.

Через пару недель после подписания в конце декабря 1991 года в Алма-Ате Декларации об образовании Содружества независимых государств в Москву на переговоры с «Газпромом» прибыла туркменская делегация во главе с министром нефтегазовой промышленности.

Цель была одна — получить туркменскую долю долларов от экспорта газа в Западную Европу. До распада СССР туркменские газовые предприятия входили в структуру «Газпрома», теперь же они стали собственностью независимого Туркменистана. А туркменский газ как поступал в общую трубопроводную систему, так и продолжал туда поступать. Следовательно, «Газпром» должен теперь отчислять Ашхабаду долю от прибыли, пропорциональную доле туркменского газа в газпромовских трубах.

Однако туркменскую делегацию в Москве ждало разочарование. В «Газпроме» туркменским гостям заявили, что их газ идет не в Западную Европу, а в бывшие советские республики, в частности на Украину. На резонный вопрос, каким образом «Газпром» определяет «национальную» принадлежность газа в трубе, был получен исчерпывающий ответ. Причем, как отмечает А. Мурсалиев, в грубой форме [33].

Оскорбленные туркмены прервали переговоры и покинули Москву. И вскоре объявили войну. Но не «Газпрому», а Украине, в ультимативной форме потребовав от Киева немедленной оплаты поставленного газа. В противном случае Ашхабад пригрозил прекратить поставки газа. В Киеве стали лихорадочно искать варианты ответного удара вроде прекращения поставок сахара в Туркмению. Но убедительного ответа не нашли и были вынуждены капитулировать. В Ашхабад отправился украинский премьер, клятвенно пообещавший расплатиться товарами и услугами [33].

Причины столь быстрой и убедительной победы одной из самых маленьких и отсталых республик СССР над одной из самых крупных объединяются одним словом: монополизм. Туркмения оказалась монополистом по отношению к Украине. Равно как и «Газпром» — по отношению к Туркмении. Туркмения в ту пору могла экспортировать свой газ только по газпромовским трубам. И потому была вынуждена соглашаться на его условия. Украина, через территорию которой в те годы шел практически весь экспортный газ, могла бы выдвинуть встречные условия. Но — только России, экспортирующей газ в Европу, а не Туркмении, поставляющей его Украине. «Газпром» же от туркмено-украинской газовой войны демонстративно устранился [33].

Это были первые постсоветские энергетические войны, определившие во многом внешнеполитические концепции и приоритеты почти всех постсоветских стран, за исключением России. И в Туркмении, и на Украине МИДы очень быстро подключились к решению энергетических проблем своих стран. Российский же МИД эти «газовые войны» просто не заметил [33].

С взаимоотношениями России и Украины связан целый клубок проблем, в основе которых лежит газовый фактор. Это и условия транзита российского газа в Европу, и задолженность Украины за поставленный российский газ, и несанкционированный отбор (иными словами — воровство, или, по терминологии президента Украины Л. Кучмы, «подворовывание») российского газа, и многое другое.

Выше уже отмечалось, что с распадом СССР Россия оказалась в положении, когда практически весь ее экспортный газ шел через Украину (если точнее, то до 1999 г. — более чем 95% поставок за пределы СНГ и Балтии) [34]. Украина выступает и крупнейшим импортером российского газа (в 1993–1999 гг. — от 51 до 61 млрд. $м^3$ в год). Однако из-за экономического кризиса и низкой платежной дисциплины украинские потребители за газ платили нерегулярно, а когда Россия, в попытке «выбить долги» за поставленный газ, сокращала экспорт, начинался несанкционированный отбор российского газа, идущего по трубопроводам в Европу. К подобным мерам Украина прибегала и в холодные зимы, тем самым ставя под угрозу надежность и безопасность газовых поставок из России в Европу. Так, только по офици-

альным, подтвержденным Украиной, данным лишь в 2000 г. было несанкционированно отобрано 8,2 млрд. м³ российского газа [35].

Накопившаяся задолженность Украины за российский газ составляла в 2002 г. 1,4 млрд. долл. Примерно столько же были должны и украинские коммерческие предприятия [36].

Благодаря «уведенному» из транзитной трубы российскому газу у Украины появился собственный экспорт. В начале 2001 г. в Восточной Европе разгорелся скандал, связанный с украинскими поставками газа в обход российско-румынских договоренностей. Вопреки протестам с российской стороны Бухарест нелегально получал от Украины российский по происхождению газ (2 млн. м³ ежедневно), причем по трубопроводу Хуст (Украина) — Сату-Маре (Румыния), предназначенному для перекачки исключительно «газпромовского» сырья.

Отказываться от «реэкспортной» статьи доходов Киев не собирается. Так, в ходе последнего раунда переговоров премьер-министров двух стран Украина настаивала на предоставлении ей возможности свободно экспортировать 2 млрд. м³ газа в обмен на обещания увеличить собственную добычу, а также экономить на потреблении туркменского сырья [36].

Кстати, пример Украины стал дополнительным доводом для Пекина если окончательно не отказаться, то по крайней мере весьма скептически отнестись к предложениям о прокладке нефтепровода и газопровода из России в Китай через территорию Монголии. Как отмечают очевидцы, в кулуарах Байкальского экономического форума (Иркутск, 2000), где обсуждались, помимо прочего, перспективы поставок энергоносителей в страны Северо-Восточной Азии, китайские представители прямо говорили, что «хвост не может вилять собакой». И ссылались на пример мучений «Газпрома» с Украиной, которая несанкционированно отбирает российский газ, идущий в Европу. Нет никакой гарантии, что то же самое не случится и в Монголии, если по ее территории пройдут нефте- и газопроводы, — говорили они [37].

Проблемы с поставками газа через территорию Украины стали основной причиной того, что ОАО «Газпром» направил свои усилия на диверсификацию путей экспорта: в 2000 г. начались поставки по маршруту Торжок — Беларусь — Польша — Германия и активизировалась работа по созданию польско-словацкого газопровода, по которому можно было бы направлять в обход Украины до 60 млрд. м³ природного газа в год.

Естественно, Украина в этом случае понесла бы большие экономические потери.* Но и затраты России исчислялись бы многими миллиардами долларов.

Исходя из сложившихся реалий, Москва вынуждена решать с Киевом газовый вопрос на взаимоприемлемых условиях. На карту поставлены миллиардные экспортные поступления России, и насколько наше государство сможет реализовать эти прибыли — не в последнюю очередь зависит от позиции сопредельного государства [36]. Объективно Украинская газотранспорт-

---

* За транзит российского газа Украина ежегодно получает более 25 млрд. м³ газа, или около 440 млн. долл. [31]

ная система становится одним из центральных вопросов политического торга между Россией и Украиной, а также объединяющим Россию и Европу звеном.

Похоже, что выход из тянувшейся годами ситуации найден в последнее время: 11 июня 2002 г. в Санкт-Петербурге Президент России В. Путин и президент Украины Л. Кучма в присутствии канцлера ФРГ Г. Шрёдера подписали совместное заявление о создании международного консорциума по управлению Газотранспортной системой Украины. На Украине известие о газовом консорциуме встретили без особого восторга: кто взывает к защите государственных интересов, кто пожимает плечами, вопрошая «а что нам с этого будет» [38]. Напротив, как заявил председатель правления крупнейшей немецкой компании Ruhrgas Буркхард Бергманн, «мы можем только приветствовать инициативу президентов России и Украины Владимира Путина и Леонида Кучмы и канцлера ФРГ Герхарда Шрёдера создать консорциум с участием немецких компаний, который будет содействовать обеспечению бесперебойного транзита газа по территории Украины в европейские страны и надежности снабжения потребителей» [39].

Но даже подписание на самом верхнем уровне политических документов отнюдь не гарантирует, что проблема транзита российского газа через Украину в ближайшее время будет действительно решена.

Решение газовых проблем между Украиной и Россией имеет и целый ряд других, не связанных напрямую с газом, политических аспектов. Это и судьба (вернее, выборы) будущего президента Украины [40], и взаимоотношения России с Белоруссией, поскольку стабилизация украинского экспортного направления дает Москве сильные козыри для переговоров с Минском по целому ряду не только экономических, но и политических вопросов. Несколько последних лет «газовая карта» является одинаково сильным раздражителем как для Украины, так и для Белоруссии, позволяющим России играть на противоречиях двух сопредельных государств [36].

Не исключено, что подвижки в решении российско-украинских газовых проблем помогут России и в переговорах с Туркменистаном.

На Каспийско-Кавказском направлении газовый фактор используют одновременно несколько государств. Это и Россия, и Туркменистан, и Азербайджан, и Турция, и, конечно же, США. Экономическая и политическая борьба идет здесь сразу по целому ряду направлений: за обладание турецким газовым рынком, за транзитные маршруты для поставок центрально-азиатского и азербайджанского газа в Европу, за доступ к газовым ресурсам прикаспийских государств. По каждому из этих направлений в последние годы было опубликовано большое количество материалов как в специальных изданиях, так и в средствах массовой информации. Поэтому остановимся лишь на тех вопросах, которые имеют непосредственное отношение к теме нашей главы [16, 19].

Естественно, что у каждого из названных выше государств на Каспийско-Кавказском направлении есть свои геополитические и стратегические интересы. В ряде случаев эти интересы совпадают, являются общими, но есть и диаметрально противоположные. Результатом их взаимодействия и является большая политическая «игра» как в отношении углеводородного сырья При-

каспия (Центральной Азии и Кавказа), так и в отношении трансконтинентальных транспортных коридоров для его экспорта на мировые рынки.

Особое внимание к этому региону со стороны основных государств мира и ведущих транснациональных корпораций связано также с его географическим положением (регион имеет большие перспективы стать важным сегментом комплексных трансконтинентальных транспортных систем по линиям Юг-Север и Восток-Запад, освоение которых может принести миллиардные доходы для прикаспийских государств) и обладанием другими природными ресурсами* [16, 41].

К настоящему времени для Прикаспийского региона предложено несколько проектов создания подобных коридоров, за каждым из которых стоят свои заинтересованные силы. Причем, как показывает мировой опыт, без активной поддержки и активного лоббирования правительствами США и стран Западной Европы многие подобные крупные инвестиционные проекты (а во всех из них в той или иной степени принимают участие компании этих стран) просто не могли бы реализоваться [25].

В числе проектов создания трансконтинентальных транспортных коридоров для экспорта прикаспийского углеводородного сырья, кроме уже упоминавшихся выше проектов (Трансафганского газопровода) Bridas и Unocal, можно отметить следующие:

- Транстурецкий коридор (нефтепровод Баку — Тбилиси — Джейхан и газопровод Баку — Тбилиси — Эрзурум с возможным подключением к ним потоков углеводородного сырья из Казахстана и Туркменистана, а также и Ирана);
- Российский коридор (нефтепровод КТК и газопровод «Голубой поток», а также нефтепровод Атырау — Самара и система магистральных газопроводов Средняя Азия — Центр);
- Южный (Иранский) маршрут;
- Восточное (Китайское) направление.

Исследователи выделяют следующие проблемы, препятствующие реализации вышеуказанных проектов или тормозящие их [42].

Во-первых, финансирование проектов — это весьма дорогостоящее дело. Участники проектов — не только страны Центрально-Азиатского региона и Кавказа, но и Китай, Россия, Иран, Турция, Пакистан — вынуждены искать внешние источники финансирования, договариваясь с крупными западными компаниями, привлекая их в качестве партнеров, которые, в свою очередь, ставят свои политические ультиматумы.

Во-вторых, трудности, связанные с конфликтными ситуациями на тех территориях, где предполагается проведение трубопроводов или широкомасштабной добычи углеводородного сырья (Нагорный Карабах, Чеченская Республика, Курдистан, Афганистан и т.д.).

В-третьих, ожесточенная конкурентная борьба мощнейших нефтегазовых консорциумов.

---

* Например, в Каспийском море сосредоточено около 90% мировых запасов осетровых рыб [38].

В-четвертых, сложная обстановка вокруг цен на мировом нефтяном и газовом рынках (и опасения в связи с этим осваивать новые перспективные регионы).

В-пятых, различия в подходе к таким вопросам, как уровень приватизации в нефтегазовой отрасли, привлечение иностранного капитала и использование национальных сырьевых запасов.

И, наконец, серьезным тормозом, мешающим договариваться, является внутренняя обстановка упрямого бюрократического националистического снобизма, в результате чего множатся препятствия, переходящие затем в сепаратизм, национальную рознь, терроризм и конфликты. Почти каждая страна СНГ осуждает сепаратизм в своем государстве, но «не замечает» сепаратизм в сопредельном. Этим явлением пользуются международный терроризм и экстремизм [42].

Кроме того, реализация этих проектов в полном объеме затруднена неопределенностью нового правового статуса и режима Каспийского моря.

Решение этих проблем во многом будет зависеть от нахождения баланса интересов в сложной дипломатической «игре», в которой принимают участие пять прикаспийских стран (Азербайджан, Иран, Казахстан, Россия и Туркменистан), ряд внерегиональных государств (в первую очередь, США, страны ЕС, Япония, Турция), а также ведущие международные корпорации.

Анализ имеющихся материалов позволяет определить интересы основных заинтересованных «игроков» в этом регионе следующим образом [16, 19, 41].

Оценивая российские интересы в Прикаспийском регионе, необходимо отметить, что он, в силу географического положения, имеет для России, прежде всего, важное стратегическое значение, особенно в условиях распада СССР и изменения геополитического баланса в мире и в самом этом регионе. Поэтому одним из основных стратегических интересов России является сохранение мира и стабильности в этом регионе, укрепление регионального экономического и политического сотрудничества. Имеет Россия в регионе и свои энергетические и другие экономические интересы.

В частности, это касается доступа к ресурсам углеводородов на территории других стран региона, поскольку, если Россия просто увеличит добычу нефти и газа на своей территории, это приведет к резкому падению цен на мировом рынке и вытеснению российских компаний с рынка из-за высокой себестоимости добычи. Именно поэтому только расширение их участия в добыче нефти и газа в Казахстане, Туркмении и Азербайджане позволит России сохранить позиции на европейском рынке. Одновременно российские инвестиции в базовую отрасль экономики этих стран укрепят позиции Российской Федерации во всем макрорегионе (на Кавказе, Каспии, в Центральной Азии) [43].

Весьма перспективным для внешнеэкономических интересов России является транспортный потенциал Каспия, его биологические ресурсы.

Интересы Азербайджана в регионе определяются, в первую очередь, тем, что ресурсы углеводородов Каспия являются, по сути, основным экономическим потенциалом его выживания. Судя по многим оценкам, нефть и газ Каспия могли бы способствовать не только преодолению нынешнего кризиса в стране, но и обеспечить ей достойное экономическое развитие и

решение острых социальных проблем в первой половине XXI века. Именно поэтому Азербайджан ведет сейчас самую интенсивную деятельность как по привлечению зарубежных инвестиций (уже в 1992 г., всего через несколько месяцев после распада СССР, в Азербайджан пришли первые крупные нефтяные компании — Amoco, BP, Unocal), так и по поиску возможностей диверсификации экспортных маршрутов для своих углеводородов. Приоритетным для страны всегда был нефтяной фактор, но после начала работ на месторождении Шах-Дениз (1999 г.) встал вопрос и о возможности экспорта природного газа.

Диверсификация экспортных поставок нефти в значительной мере реализована введением в эксплуатацию (реконструкцией) нефтепроводов Баку — Супса и Баку — Новороссийск, суммарная мощность которых составляет 12 млн. т/год с возможностью наращивания объемов прокачки до 30 млн. т/год — по 15 млн. т/год каждый [44].

Однако для «большой» каспийской нефти (как азербайджанской, так и казахстанской и туркменской) нужен новый трубопровод.

Изначально рассматривались следующие варианты: Баку — Новороссийск, Баку — Поти (или Батуми), Баку — Джейхан и Баку — Нека (Иран).

Экономически самым выгодным маршрутом был признан Баку — Джейхан, проходящий через иранскую территорию. Не менее привлекательным выглядел вариант с прохождением трубы по территории Армении. В дальнейшем, по политически мотивам, Иран и Армения были исключены из списка претендентов на транзит нефти из Азербайджана, и проект «Баку — Джейхан» превратился в «Баку — Тбилиси — Джейхан».

Основной движущей силой проекта Баку — Тбилиси — Джейхан были правительства Азербайджана, Грузии и Турции, причем два последних при этом преследовали в основном экономические цели — получить плату за транзит.* Никогда не скрывали своей поддержки проекта и США. В начале постсоветского периода эта поддержка органично вписывалась в генеральную линию: США поддерживают любые инициативы молодых независимых государств, которые направлены на ослабление их зависимости от России. Но тогда проект Баку — Джейхан был слишком дорог, и частные компании — его потенциальные инвесторы — не были готовы рисковать столь значительными суммами ради геополитических химер. Тем более что и Россия, как уже отмечалось выше, способствовала налаживанию схем экспорта азербайджанской нефти [16, 44].

Как отмечают эксперты, ситуация могла перемениться в последнее время. Трагедия 11 сентября 2001 г. заставила Вашингтон изменить если не приоритеты своей внешней политики, то, как минимум, алгоритм их достижения. На фоне тех сумм, которые Америка вкладывает в ликвидацию последствий сентябрьских терактов и ведение антитеррористической кампании по всему миру, расходы на сооружение трубопровода из Азербайджана в Турцию не кажутся нереальными. Развитие событий в последние месяцы позво-

---

* По оценкам, при выходе трубопровода на полную мощность (50–55 млн. т/год) в качестве платы за транзит нефти Грузия будет ежегодно получать после 2010 г. 44–48 млн. долл., а Турция — 94–103 млн. долл.

ляет предположить, что США перешли от политической поддержки этого проекта к поддержке финансовой [44].

Выше уже неоднократно подчеркивалась тесная связь нефтяного и газового факторов. Ярко проявилась она в Азербайджане после того, как в марте 2001 года Азербайджан в ходе официального визита Гейдара Алиева в Турцию подписал свой первый «газовый» контракт, а летом компания BP, оператор консорциума по разработке Шах-Дениза, приняла решение о строительстве газопровода Баку — Тбилиси — Эрзурум, который пойдет по той же трассе, что и нефтепровод Баку — Тбилиси — Джейхан. Поэтому сейчас фактически можно вести речь об одном проекте по организации поставок нефти и газа Азербайджана в Турцию и далее на мировые рынки. Юнитизация проектов имеет ряд преимуществ. В их числе: единое проектирование коридоров прохождения трубопроводов, общие земельные участки, общая инфраструктура, создаваемая как для строительства, так и для эксплуатации, одни и те же подрядчики по строительству и поставкам оборудования. Но главное преимущество заключается в сокращении общего объема инвестиций. По предварительным оценкам BP, юнитизация позволит сэкономить четверть от исходных смет проектов [44].

Что касается интересов Грузии, то эта страна заинтересована в транзите газа едва ли не больше, чем в транзите нефти. Тариф за транзит газа согласован в начале 2002 года. После продолжительных консультаций стороны договорились, что Грузия от транзита азербайджанского газа будет получать от 4,8 долл. до 7,4 долл. за 1000 м^3 (в зависимости от периода эксплуатации). Кроме того, Грузия бесплатно будет отбирать из трубы 5% объема транспортируемого газа и имеет право купить в течение 20 лет в общей сложности 8,8 млрд. м^3 газа по льготной цене — 55 долл. за 1000 м^3 [44].

И главный вывод, которые делают аналитики в этой связи: сооружение данных трубопроводов соответствует новым геополитическим интересам Вашингтона, поскольку они могут рассматриваться Белым домом как гарантии стабильности в масштабах всего Закавказского региона [44].

Интересы Ирана в отношении Каспия в меньшей степени определяются энергетическими (нефтяным и газовым) факторами, поскольку основные запасы углеводородов сосредоточены в южной части его суверенной территории и тяготеют к другому геополитическому региону — Персидскому заливу. Для Ирана участие в выработке статуса и режима Каспийского моря, участие в разделе каспийских углеводородов является средством преодоления международной изоляции страны. Кроме того, оно способствует усилению его геополитического влияния в этом важнейшем для Ирана (с позиции внешнеэкономических и внешнеполитических интересов) регионе, а также рассматривается как средство обеспечения интересов национальной безопасности страны [41].

Что касается интересов Казахстана, то они определяются, прежде всего, той же ставкой на углеводородные ресурсы, как средство экономического подъема, что и в ряде других государств региона. Причем, для Казахстана определяющую роль в этом плане имеет нефтяной фактор, в первую очередь привлечение иностранных инвестиций в разведку и разработку месторождений, а также диверсификация экспортных маршрутов экспорта нефти.

До последнего времени основным экспортным нефтепроводом для Казахстана был нефтепровод Атырау — Самара, по которому в соответствии с межправительственным соглашением экспортируется до 17 млн. т нефти в год, причем около 80% этой нефти поступает в Восточную Европу. Сложность этого маршрута для казахской стороны состоит в необходимости постоянного утверждения квот на прокачку, что вносит элемент нестабильности в планы экспортеров. В результате за прошедшее десятилетие появилось несколько проектов, которые и сегодня находятся в поле зрения и инвесторов, и правительства страны. Пока реализован только один — первая очередь КТК, который наряду с нефтепроводом Атырау — Самара стал основным экспортным маршрутом для казахской нефти на ближайшее десятилетие. Расширение мощностей КТК до 67 млн. т в год позволит полностью решить проблему транспортировки дополнительно добытой нефти к рынкам сбыта.

Вместе с тем, при грамотной транзитной политике со стороны российского руководства для Казахстана не потеряет актуальности и экспорт нефти по нефтепроводу Атырау — Самара. С учетом сдачи в эксплуатацию Балтийской трубопроводной системы (БТС), возможной реализации проекта нефтепровода Дружба — Адрия и постоянной модернизации системы магистральных нефтепроводов АК «Транснефть», использование этой структуры может оказаться оптимальным вариантом для поставок нефти из Казахстана на рынок Европы [16, 43].

Что касается газового фактора, то Казахстан заинтересован в сохранении и развитии своей роли транзитной страны для природного газа Туркменистана и Узбекистана, и в этом он объективно выступает союзником России.

Об интересах Туркменистана уже говорилось выше. Во многом они те же, что и у Азербайджана и Казахстана, с тем лишь различием, что носят гораздо более выраженный газовый характер. Туркменистан объективно заинтересован в диверсификации экспортных каналов для своего природного газа, в преодолении транзитной монополии на его поставки со стороны России. Поэтому он поддерживал и будет поддерживать любой проект, нацеленный на переориентацию экспортных поставок газа с российского (Северного) направления: хоть на Западное — отсюда заинтересованность страны в Транскаспийском газопроводе, обеспечивающем возможность поставок на европейский рынок газа через Турцию, хоть на Юго-Восточное — на Пакистан и Индию, хоть на Южное — в Иран. Кстати, аналогичные интересы имеет и другое государство Центральной Азии — Узбекистан.

Подобная политика Туркменистана в немалой степени подогревается и недальновидной политикой России — как ее официальных структур, так и прежнего руководства ОАО «Газпром». Именно последнее, опасаясь (впрочем, вполне справедливо), конкуренции со стороны туркменского газа, лишило в 1994 г. Туркменистан экспортной квоты при поставках газа через территорию России на европейский рынок и тем самым подтолкнуло страну к поиску альтернативных схем экспорта [45], в чем она и нашла поддержку со стороны США. В результате Туркменистан долгое время вообще отказывался экспортировать свой газ через трубы ОАО «Газпром», ссылаясь на

неплатежеспособность Украины и сложность схем взаиморасчетов, в которых, в силу географического положения страны, должны были участвовать Казахстан, Россия, Украина, а также «Газпром» и «ИТЕРА».

Кроме того, по словам обозревателя аналитического журнала «Нефтегазовая вертикаль» Ларисы Славинской, у С. Ниязова сложились не самые лучшие отношения с главой «Газпрома» Р. Вяхиревым. Как говорят в «Газпроме», Туркменбаши называл Рема Ивановича не иначе как «самым хищным волком». «И если бы не участие «ИТЕРЫ», — говорят в департаменте «Газпрома» по добыче и переработке газа, — то поставки туркменского газа на Украину, фактически прекратившиеся в 1995 году, не возобновились бы до сих пор» [45].

Решающую роль в восстановлении подачи туркменского газа на Украину сыграли прошедшие в Ашхабаде в декабре 1999 года переговоры с участием президента Туркменистана С. Ниязова, руководителей ОАО «Газпром» Р. Вяхирева и МГК «ИТЕРА» И. Макарова. В результате было подписано соглашение о поставках по «северному маршруту» через Узбекистан, Казахстан и Россию 20 млрд. м^3 газа из Туркменистана. Большая его часть предназначалась для Украины, а «ИТЕРА» выступила оператором поставок. В конце августа 2000 года «ИТЕРА» подписывает с «Туркменнефтегазом» соглашение о дополнительной закупке в 2000 году 10 млрд. м^3 по цене 38 долл. за 1000 м^3 против прежних 36 долл. Осенью 2000 г. Украина и Туркменистан договариваются о поставках украинским потребителям в 2001 году уже 30 млрд. м^3 газа. Оператором опять становится «ИТЕРА». А в апреле 2001 года «ИТЕРА» подписывает соглашение о закупке самостоятельно в том же году на границе с Туркменистаном еще 10 млрд. м^3 по цене уже 40 долл. за 1000 м^3. По информации из «Газпрома», «сам факт того, что покупателем будет «ИТЕРА», а не «Газпром», а также то обстоятельство, что «ИТЕРА» согласилась платить по 40 долл. за 1000 м^3, сыграли решающую роль в подписании соглашения между Киевом и Ашхабадом» [45].

Интересы Турции определяет совокупность экономических, энергетических и геополитических факторов. Турция заинтересована в обеспечении доступа для своих компаний к богатой ресурсной базе Прикаспийского региона. Кроме того, она заинтересована в том, чтобы через ее территорию были проложены основные маршруты трубопроводов для транспортировки каспийских углеводородов на мировые рынки, и в этом плане она выступает прямым конкурентом России. Как и для нас, для Турции подобные трубопроводы являются источником не только существенных экономических, но и геополитических дивидендов, причем последние, возможно, имеют даже больший приоритет, учитывая мусульманский фактор и всю внешнеполитическую стратегию Турции, направленную на усиление своего влияния в Закавказье и Центральной Азии. Именно поэтому в Турции немало противников газотранспортного проекта «Голубой поток», утверждающих, что договор с ОАО «Газпром» стал следствием массированных взяток, что прямые поставки российского газа либо просто не нужны Турции, либо слишком дороги по сравнению с другими предложениями, да и вообще участие страны в этом проекте является, по меньшей мере, непростительным стратегическим и политическим промахом [46].

Кстати, ближайший союзник Турции — США, которые никогда не делали особого секрета из того, что они отнюдь не желают удачи «Голубому потоку». «Его успех будет означать неудачу попыток США ограничить влияние России в одном из имеющих самое большое значение для стратегии районов мира», — прямо заявила «Нью-Йорк таймс» [46].

Однако в Турции возобладал здравый (вернее, прагматичный) подход, основанный на правильной оценке тех реалий, которые переживает экономика страны. И здесь будет уместно привести мнение д-ра Роберта Катлера, работающего в Институте исследований Европы и России Карлтонского университета Канады: «Неизбежный успех «Голубого потока» в большей степени обусловлен транснациональным слиянием промышленных и деловых интересов России и Турции, чем каким-то стратегическим планом Анкары. Газопровод усилит зависимость Турции от российских источников газа, и из-за этого Соединенные Штаты в последние годы не раз высказывали свое неудовольствие Анкаре. Однако представление о том, что Турция является новым американским «субгегемоном» в регионе, всегда было чрезмерным упрощением» [46].

Что касается США, то их интересы в Прикаспийском регионе, так же как и стран ЕС, и Японии, связаны, прежде всего, с их энергетической стратегией, нацеленной на диверсификацию внешних источников поставок энергоресурсов, а также обеспечением благоприятных внешнеполитических условий для широкого доступа к закрытой в прежние времена для Запада ресурсно-сырьевой базе этого региона и укреплением в нем позиций своих компаний [16, 41].

Для США обеспечение энергетической безопасности входит в число основных приоритетов внешней политики страны. А Прикаспийский регион дает возможность и диверсифицировать импорт основного для страны энергоносителя — нефти, и обеспечить контроль доступа к каспийским и «персидскозаливным» углеводородам и путям их транспорта, и оказывать влияние на всю конъюнктуру мирового рынка нефти [16].

Не меньшее значение для США имеют и геополитические интересы. Именно поэтому Каспийское направление входит в число приоритетных в американской внешней политике*. Этот регион стал объектом пристального внимания США сразу после распада СССР, поскольку в условиях появления независимых государств усилилось его геополитическое значение из-за пересечения коммуникаций между Европой, Азией, зоной Персидского залива, что повлияло на политику США в отношении урегулирования грузино-абхазского, грузино-осетинского, армяно-азербайджанского, чеченского и других конфликтов с целью усиления своего влияния в новых государствах [41]. Соответственно, Прикаспийский регион наряду с Персидским заливом официально трактуется госдепартаментом США в качестве сферы жизненно важных интересов Соединенных Штатов, затрагивающих национальную безопасность страны [16].

---

* К Каспийскому региону США относят не только непосредственно прикаспийские страны, но также Грузию, Армению, Узбекистан и другие государства Центральной Азии [41].

В стремлении усилить свое политическое и экономическое положение в мире США предпринимают значительные усилия, направленные на укрепление независимости государств региона от России и на политическое сближение их с Западом. И газовый фактор стал действенным инструментом в реализации этой политики. Это и активная поддержка вместе с Турцией проекта Транскаспийского газопровода, который позволил бы вывести Россию из схем экспорта более дешевого, по сравнению с российским, природного газа центральноазиатских государств на мировые рынки. Это и противодействие реализации проекта «Голубой поток». Это и негативное отношение к проектам ОАО «Газпром» по освоению газовых ресурсов Ирана.

«Великая игра» — так окрестила американская пресса предпринимавшиеся Вашингтоном в 90-е годы маневры вокруг торговли энергоносителями в Средней Азии, Прикаспийском регионе и Черноморье. «Помощники президента Клинтона расхваливали его «дипломатическую победу», когда он получил обещания Турции, Грузии, Азербайджана и Туркмении поддержать американский план строительства, — писала в этой связи «Вашингтон пост». — Чиновники администрации хлопали друг друга по спинам, гордясь тем, как они переиграли русских, которые сами хотели контролировать торговлю по нефте- и газопроводам. Однако русские сыграли в эту игру жестче, чем ожидала администрация. А друзья Америки в Анкаре, Баку и Ашхабаде, возможно, лишь на словах поддержали американскую дипломатию: сказали президенту США то, что он хотел услышать, а затем заключили за спиной сделки с Москвой» [46].

Анализ экономики, энергетической политики и энергетических проектов прикаспийских государств, образовавшихся на месте СССР, показывает, что в настоящее время и у России, и у Казахстана, и у Азербайджана, и у Туркменистана сложилась сырьевая ориентация экономик, причем во всех этих странах стратегия экономического развития на ближайшее десятилетие рассматривает ТЭК как основную движущую силу на пути структурной перестройки экономики. Главные стратегические цели у них совпадают — это обеспечение реальной политико-экономической независимости государств и вхождение в число наиболее развитых стран мира [43].

Наличие схожих стратегических ориентиров заставляет названные страны конкурировать на мировом рынке нефти газа. Но оно же создает объективные предпосылки и для объединения усилий, для более тесной экономической интеграции.

И можно согласиться с депутатом Государственной Думы РФ Р. Шакировым, который считает, что, как послевоенная Европа в соответствии с планом Маршалла объединялась вокруг машиностроения и производства стали, так и страны СНГ вполне могли бы начать интеграционные процессы с обеспечения надежных магистральных трубопроводов и энергетических систем — основы развития их национальных экономик [47].

Исходя из понимания этих реалий, руководство России вышло с инициативой формирования газового альянса в составе России и независимых государств Центральной Азии. И хотя на апрельском саммите прикаспийских государств 2002 г. глава Туркменистана открыто заявил о своем негативном отношении к этой идее, сбрасывать ее со счетов, похоже, не стоит, тем

более что, по мнению обозревателей, Москва не исключала возможности представить Ашхабаду квоту на экспорт газа в европейские страны [36].

С другой стороны, нужна и серьезная политическая поддержка подобных идей, так как нельзя исключить противодействия им со стороны определенной части политического руководства и других стран Каспийского региона.

И отечественные, и западные аналитики сходятся во мнении, что российская энергетическая политика на Каспии и вокруг него находится на стадии поступательного прагматизма, что, несмотря на имевшие место сбои и противоречивые действия, здесь достигнут определенный прогресс [43, 46, 48]. Так, специалисты российского Фонда развития энергетической и инвестиционной политики и проектного финансирования (ЭНИПиПФ) выделяют три этапа в ее эволюции [49]:

• «Постимперский подход», характерный для 1992-1995 гг., когда политика государства состояла в недопущении начала разработки прикаспийскими государствами своих углеводородных ресурсов, т.к. это может привести к потере Россией влияния в регионе. Ставка на силовые методы решения региональных проблем. Доминируют взгляды МИД.

• «Прагматичный подход» — 1995-1997 гг. В этот период политика государства характеризуется отказом от силовых методов. Происходит сближение позиций по спорным вопросам с соседними государствами. Прекращение попыток задержки освоения месторождений на Каспии. Цель внешней политики — монополизация путей транспортировки каспийских углеводородов на мировой рынок, стремление к прокладке их только по российской территории. Усиление позиций Минтопэнерго, в большей степени, чем МИД, учитывающего интересы российских нефтяных компаний.

• «Интеграционный подход», который в настоящее время находится в стадии становления. Политика государства — отказ от попыток монополизировать пути транспортировки нефти в пользу наиболее экономически целесообразных маршрутов. Фактическое признание разделения Каспийского моря на национальные сектора. Сближение позиций МИД и Минтопэнерго с учетом интересов российских нефтяных компаний. Интересы компаний начинают доминировать при определении приоритетов в государственной политике.

Здесь следует подчеркнуть, что хотя выводы и трактовка поведения государства, сделанные аналитиками ЭНИПиПФ, далеко не бесспорны, но они отражают общую тенденцию в трансформации государственной политики России по отношению к проблемам Каспия. И, конечно, другой вопрос — насколько эта трансформация отвечает глубинным интересам самого Российского государства.

Еще один комплекс внешнеполитических и внешнеэкономических проблем, в решении которых свою весомую роль может сыграть газовый фактор, связан с Северо-Восточной Азией*. В главе 3 газовые проблемы этого региона будут рассмотрены достаточно подробно, поэтому здесь

---

* В этот регион входят Китай, Монголия, обе Кореи и Япония. К нему тяготеет и восток России.

ограничимся лишь констатацией: регион уже сейчас является одним из крупнейших потребителей энергоресурсов, а в ближайшие десятилетия станет ведущим в мире; собственные запасы экологически приемлемого ископаемого топлива (в первую очередь — газа) здесь недостаточны; в сопредельных с регионом районах России потенциальные ресурсы и разведанные запасы углеводородов достаточны для организации их широкомасштабного экспорта [19].

Следует также учитывать современное состояние экономики и освоенности востока России — в первую очередь Восточной Сибири и Дальнего Востока. Как известно, главная проблема российской экономики к востоку от Урала кроется в остром противоречии между богатейшими природными ресурсами (и, следовательно, великим потенциалом роста), с одной стороны, и малонаселенностью этого региона (и, следовательно, низким совокупным спросом и возможностями для накоплений и инвестиций) — с другой. Кроме того, как подчеркивает обозреватель «Известий» Ю. Савенков, было бы безнравственным не испытывать ответственности перед будущим России, зная, что вот-вот на границе с нами появится государство, по экономическим возможностям сопоставимое с США. Прогрессирующий отрыв Китая от России по основным показателям национальной мощи — объективный процесс. И нам надо искать новый баланс достойных отношений с усиливающимся соседом [50].

В этой ситуации закономерно напрашивается вывод о необходимости активного включения востока России в процессы экономической глобализации и регионализации, в первую очередь, через энергетические, в частности газовые, проекты. Как справедливо отмечает один из руководителей Института Дальнего Востока РАН В. Михеев, на огромных и еще мало освоенных пространствах Восточной России вложения в энергетические инфраструктурные проекты не могут быть быстроокупаемыми. Компенсация инвестиций происходит, в основном, косвенным путем — через успехи частного предпринимательства, само существование которого невозможно без современной и работающей энергетической инфраструктуры. В этих условиях, при развитии энергетики Сибири и Дальнего Востока невозможно исходить только из логики экономической прибыли, оно требует стратегических решений [51]. А поскольку в современных хозяйственных реалиях России достаточных средств для масштабных инвестиций на стратегические цели нет ни в государственном бюджете, ни даже у крупнейших компаний, — остается делать упор на привлечение зарубежных инвестиций.

Не касаясь сейчас технических и экономических аспектов этой проблемы, подчеркнем главное: российский природный газ может стать главной движущей силой интеграционных процессов Северо-Восточной Азии, а развитие сотрудничества, привлечение на восток России крупномасштабных международных инвестиций — само по себе весомый фактор сохранения и упрочения национальной безопасности России в этом регионе.

Но, чтобы эта возможность стала реальностью, России, прежде всего, нужны долгосрочная экономическая стратегия, рациональные, гибкие и активные действия в области экономической и энергетической дипломатии. Однако Российское государство в 90-е годы так и не выработало подобной

стратегии, поэтому и не заявило свои стратегические цели в Северо-Восточной Азии. Развернувшиеся интеграционные процессы в этом регионе пока минимально касаются востока России. Тревожными симптомами являются также искренняя уверенность региональных элит в самоценности Сибири и Дальнего Востока для мирового сообщества в силу наличия здесь несметных запасов природных ресурсов и накопленных научных знаний и разработок, якобы автоматически гарантирующих приток иностранных инвестиций [52], и упорное нежелание руководителей ведущих федеральных министерств и ведомств понимать специфику отдельных территорий страны, учитывать огромные пространства и значительное разнообразие природно-климатических и экономических условий, исторических и социальных традиций ее регионов, общую чрезвычайно высокую межрегиональную и внутрирегиональную дифференциацию.

В интересах России принимать самое активное участие в работе Экономического Форума Северо-Восточной Азии, Газового Форума и Экономической конференции, присоединиться к Восточно-Азиатскому Форуму*, поддержать инициативу создания Банка развития Северо-Восточной Азии, других международных организаций, курирующих реализацию крупномасштабных инвестиционных (в частности энергетических) проектов.

Следует отметить, что в последнее время наметился определенный поворот в подходах России к Азиатско-Тихоокеанскому региону и к видению своего места в развивающихся здесь экономических и политических процессах. Важную роль в этом сыграли визиты Президента Российской Федерации В.В. Путина в Китай, Японию, Южную Корею, а также первый Байкальский экономический форум, прошедший в сентябре 2000 г. в Иркутске при поддержке Президента России и под председательством Председателя Совета Федерации ФС РФ Е. Строева [46]. Находит понимание и необходимость государственной координации разработки и реализации различных газовых и газотранспортных проектов на территории Востока России, свидетельством чего является распоряжение Правительства РФ от 16 июля 2002 г. № 975-р о разработке программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Функции координатора деятельности по реализации этой программы возложены на ОАО «Газпром».

---

* Предложение о формировании в 2001 г. Восточно-Азиатского Форума (ВАФ) с участием Китая, Японии и Южной Кореи выдвинул в 2000 г. Пекин. В качестве первого шага в рамках ВАФ предполагается наладить работу трехсторонней аналитической группы, которая будет предоставлять согласованные рекомендации правительствам трех этих стран в области координации экономической и финансовой политики, развития торгового и инвестиционного сотрудничества между ними. Наряду с этим во всех трех странах, включая Китай, на академическом и деловом уровнях ведется проработка таких вопросов, как создание единого энергетического кольца для стран СВА и транспортных коридоров из СВА в Европу, в том числе через территорию России, образование трехсторонней зоны свободной торговли в СВА, формирование валютного союза, введение единой валюты в СВА и т.п. [51].

Тем самым газовый фактор может уже в ближайшее время стать одним из важнейших инструментов восточного вектора энергетической политики России, центральным звеном энергетической интеграции в Северо-Восточной Азии [19].

Приведенные примеры, надеемся, убедительно свидетельствуют, что газовый фактор, газовая дипломатия становятся весомым аргументом в решении многих современных проблем. Несколько перефразируя наш тезис, выдвинутый во второй половине 90-х годов [53], подчеркнем: газовый фактор — мощное оружие, но им, как и всяким подобным оружием, необходимо умело пользоваться. К сожалению, новейшая отечественная история уже знает и негативные примеры. Так, в марте 1997 г. недавно назначенный послом России в Чехии бывший председатель Центризбиркома Н. Рябов дал интервью телекомпании НТВ. Чехия в то время собиралась подавать официальную заявку на вступление в НАТО. И посол, выражая официальную точку зрения МИДа, яростно боровшегося против расширения Североатлантического альянса, заявил, что в случае вступления Чехии в НАТО Россия может прибегнуть к экономическим санкциям против этой страны, в частности, сократив поставки газа и нефти. А Чехия, напомнил он, почти все необходимые ей энергоносители получает из России [53].

В Европе заявление российского посла было встречено с возмущением. Сторонники вступления Чехии в НАТО получили лишний аргумент. Председатель военного комитета НАТО Клаус Науманн в ходе визита в Москву в середине марта не преминул заметить российским партнерам по переговорам: «После того как российский посол в Праге недавно заявил, что в случае расширения НАТО Россия может пересмотреть свои планы поставок газа и других энергоносителей Чехии, мы поняли, что проблема действительно есть. Язык угроз противоречит духу сотрудничества в Европе и только усиливает желание вступать в альянс» [33].

Но наибольшую ярость, по словам уже упоминавшегося А. Мурсалиева, заявление Н. Рябова вызвало не в Чехии и Европе, а в «Газпроме», который в то время вел переговоры с Прагой о подписании нового соглашения на поставки дополнительных объемов газа. Стоимость контракта оценивалась в 5 — 5,5 млрд. долл. При этом параллельные переговоры с чехами вели и норвежцы. Условия «Газпрома» были более выгодными, и в Москве были практически уверены в успехе. Однако заявление посла спутало все эти карты. В Прагу срочно вылетел с визитом российский премьер Виктор Черномырдин. Но напрасно он пытался убедить своих собеседников в том, что «основа российских поставок газа чисто рыночная, а никак не политическая». Ему не поверили. Контракт на поставки газа Прага подписала с Норвегией.

Роль энергетического фактора во внешней политике России в ближайшие десятилетия будет только возрастать. Это — объективная тенденция, обусловленная как экономическим состоянием страны, так и теми процессами, которые происходят в мире. Усиление интернационализации и глобализации энергетики, а также энергетической взаимозависимости стран все больше подтверждают тезис [38] о невозможности отдельной взятой страны, даже крупной и экономически могущественной, самостоятельно обеспечить свою национальную энергетическую безопасность. Поэтому на передний план меж-

дународного энергетического сотрудничества выдвигается проблема обеспечения международной энергетической безопасности на региональном и глобальном уровне. И в этом процессе все большую роль будет играть природный газ. В соответствии со своим местом в мире и региональными энергетическими балансами.

Но чтобы ОАО «Газпром» и другие российские нефтегазовые компании на равных со своими конкурентами — ведущими транснациональными корпорациями — могли участвовать в формировании мирового энергетического пространства XXI века, им нужна соответствующая государственная поддержка, активные и скоординированные действия МИД и других федеральных структур, а также действенная энергетическая дипломатия. Иного не дано.

1.3. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ПЕРСПЕКТИВНОМ МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БАЛАНСЕ

К настоящему времени ведущими научно-аналитическими центрами мира разработано большое количество прогнозов развития как мировой энергетики в целом (в том числе и в разрезе отдельных стран и регионов), так и непосредственно газовой промышленности*. Однако непосредственный анализ этих прогнозов, в том числе и прогнозов развития газовой отрасли и газопотребления, не входит в задачу данной книги, тем более что это достаточно сложная проблема, поскольку каждый из прогнозов базируется на собственной методологии, детали которой, как правило, не раскрываются.

Для нас же, исходя из целей нашего исследования, в первую очередь важно понять общие закономерности развития мировой энергетики, уловить основные тенденции формирования мирового энергетического баланса и трансформации в нём роли природного газа. Поэтому мы, как правило, будем пользоваться последним прогнозом Международного энергетического агентства — одной из наиболее авторитетных организаций в этой области, сделанным на период до 2020 г. и опубликованным в 2001 г.**[5], а что касается более отдаленной перспективы — прогнозом ученых Сибирского отделения Российской академии наук [63].

И эти, и другие исследования, проводимые международными организациями и национальными коллективами ученых, в том числе в России, свидетельствуют, что при всей важности и значимости энергосбережения рост энергопотребления и, следовательно, производства энергии в мире неизбежен, по крайней мере, на ближайшие 25-30 лет. Этому выводу полностью соответствует наметившаяся тенденция сокращения разрыва в уровнях

---

* См., например [3, 5, 14, 61-65]

** Этот прогноз учитывает наиболее важные новые направления энергетической политики и меры, одобренные в странах ОЭСР и связанные, в основном, с обязательствами в рамках Киотского протокола. Он не учитывает возможные, потенциальные или даже вероятные политические инициативы в будущем.

жизни населения в развивающихся и развитых странах, что является важнейшей общечеловеческой задачей.

Более того, по оценкам ученых Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, энергопотребление в мире может расти и до самого конца XXI века, увеличившись против уровня конца 90-х годов XX века на 75% к 2050 г. и в 2,25 раза — к 2100 г. При этом сохраняется проблема связанного с ростом энергопотребления увеличения выбросов парниковых газов (прежде всего — CO_2).

Суммарное мировое потребление энергоресурсов (спрос на энергоресурсы) за период с 1997 г. по 2020 г. возрастет на 57%, т.е. ежегодный темп прироста составит 2% в год, что несколько ниже, чем в предшествующий 23-летний период (2,2% в год).

Средний уровень энергоемкости в мире, измеряемый как уровень потребления первичных энергоресурсов на единицу реального ВВП, в течение прогнозируемого периода должен уменьшаться на 1,1% в год, что соответствует исторически сложившимся тенденциям начиная с 1971 г.

Основными тенденциями прогнозируемого роста спроса на энергоресурсы в ближайшие десятилетия, по оценкам специалистов МЭА, станут:

- ориентация в мировом потреблении первичных энергоресурсов в основном на органическое топливо, на долю которого к 2020 г. будет приходиться 90% от суммарного объема потребляемых энергоресурсов;
- существенное изменение степени участия различных регионов в мировом спросе на энергоресурсы на фоне уменьшения доли стран ОЭСР в пользу развивающихся стран. Основной прирост потребления энергоресурсов будет приходиться именно на последние (68% от общего прироста), причем рост спроса на энергоресурсы только в Китае будет практически таким же, как во всех странах ОЭСР;
- резкое увеличение активности в международной торговле энергоресурсами, в особенности нефтью и газом (*табл. 1.8*);
- серьезное увеличение доверия к импорту нефти и газа со стороны основных потребляющих регионов, включая страны ОЭСР и динамично развивающиеся экономики Азии, особенно во второй половине прогнозируемого периода;
- превышение к 2010 г. выбросов CO_2, связанных с энергетикой, уровней, требуемых рамками обязательств по Киотскому протоколу, несмотря на осуществляемую правительствами стран ОЭСР политику и меры, предпринимаемые в этом направлении;
- продолжение доминирования нефти в структуре мирового топливно-энергетического баланса;
- опережающий рост спроса на природный газ (по темпам роста — 2,7% в год — газ будет уступать только возобновляемым источникам энергии — 2,8% в год);
- после 2010 г. природный газ в мировом топливно-энергетическом балансе выйдет на второе место после нефти, оттеснив уголь на третье место;
- среди ископаемых видов топлива спрос на газ будет расти самыми высокими темпами (2,7% в год против 1,9% — на нефть и 1,7% — на уголь).

Последовательное увеличение удельного веса природного газа в мировом энергетическом балансе — сложившаяся тенденция, и, как свидетельствуют прогнозы, в обозримой перспективе эта тенденция будет сохраняться. Однако реализация этой тенденции будет происходить в конкурентной борьбе с другими видами топлива и энергии: в ближайшие годы — прежде всего, с нефтью и углем, в более отдаленной перспективе — с углем и атомной энергией, полученной на базе безопасных ядерных реакторов, а затем и с возобновляемыми источниками энергии.

Исследование долгосрочных тенденций развития мировой энергетики с позиций последовательного исчерпания в XXI веке дешевых ресурсов нефти, природного газа, угля и урана, проведенное учеными СО РАН, свидетельствует [63], что:

- пик мировой добычи нефти будет достигнут в середине века; наиболее дорогие категории нефти в XXI в. будут неконкурентоспособными; более экономичным будет производство синтетического моторного топлива из угля (начиная с середины века);
- мировая добыча природного газа с наибольшей степенью вероятности будет нарастать до конца века; две самые дорогие его категории, представляющие нетрадиционный метан и газогидраты, не будут востребованы; природный газ целесообразно использовать, в первую очередь, для производства тепловой энергии, затем — пиковой электроэнергии и синтетического топлива, а также в химической промышленности и на транспорте;
- ресурсы угля исчерпываются в гораздо меньшей степени, и повышение его цен (мировых) будет значительно меньше, чем у нефти и природного газа;
- потребление угля особенно сильно зависит от величины глобальных ограничений на выбросы CO_2;
- запасы природного урана используются полностью, причем во второй половине века в больших масштабах должны применяться быстрые реакторы (бридеры).

Отметим, что из этих выводов наиболее спорным представляется утверждение о том, что в течение всего XXI века ресурсы нетрадиционного природного газа оказываются по сути невостребованными. Во всяком случае, исходя из того внимания, которое уделяется этой проблеме развитыми государствами (в первую очередь — Японией и США), есть все основания в этом сомневаться.

К 2020 г. потребление газа в мире по сравнению с 2000 г. вырастет более чем на 70% — с 2,5 трлн. $м^3$ в год до 4,3 трлн. $м^3$. Темпы ежегодного прироста использования газа, как уже отмечалось, составят в среднем 2,7%, а его доля в общемировой структуре потребления энергоносителей может возрасти к 2020 г. с нынешних 22% до 28%.

Наибольший прирост потребления газа будет наблюдаться в развивающихся странах, особенно в Азии, одновременно здесь произойдут значительные изменения в территориальной структуре потребления газа. Так, если в 1997 г. крупнейшим азиатским потребителем газа была Япония, на которую приходилось свыше 53% его потребления в регионе, то к 2020 г. по объему потребления газа в лидеры могут выйти Китай и Индия, оттеснив

Японию на третье место. В результате в основных азиатских государствах удельный вес газа в структуре их топливно-энергетических балансов будет составлять от 10 до 30%, а в целом по региону он возрастет с 16% в настоящее время до 23% к 2020 г.

Быстрый рост спроса на газ ожидается также в странах Центральной и Южной Америки. Доля газа в общей структуре потребления первичных энергоносителей и в этом регионе к 2020 г. увеличится практически в полтора раза.

Среди промышленно развитых стран наибольший рост использования природного газа будет в Северной Америке (главным образом, в США) и в Западной Европе. Темпы ежегодного прироста использования газа в развитых странах составят около 2%.

В большинстве регионов спрос на газ будет расти в соответствии со спросом на электроэнергию. Темпы роста спроса на газ, используемый на электростанциях, увеличатся до уровня свыше 4% в год. В странах ОЭСР спрос на газ в электроэнергетике будет увеличиваться наиболее быстро в Европе, и к 2020 г. Европа догонит Северную Америку по этому показателю. В странах, не входящих в ОЭСР, потребление газа на электростанциях растет наиболее быстро в Азии (в целом), в Латинской Америке и в странах с переходной экономикой (без России, где потребление газа на выработку электроэнергии уже в конце 80-х годов прошлого века было самым высоким в мире).

В результате доля природного газа в общемировой структуре потребления энергоносителей, используемых для производства электроэнергии, к 2020 г. возрастет до 26% (25% — в развитых странах; для сравнения: в настоящее время — 14%). В России доля газа в выработке электроэнергии составляла уже в 1985 г. свыше 50% (2000 г. — 60,8%; 2020 г., в соответствии с «Энергетической стратегией» — 50,8%) [65].

Результатом действия данной тенденции станет дальнейшее взаимослияние предприятий газовой промышленности и электроэнергетики, а также увеличение взаимозависимости между этими отраслями. Такой процесс уже идет в большинстве развитых стран мира. Его активизации содействуют такие факторы, как стабильность поставок газа, обострение конкуренции в сфере предложения различных видов энергоносителей и совершенствование технологии производства газовых турбин для электрогенераторов.

Ранее, в разделе 1.1. уже были рассмотрены основные причины, стимулирующие мировой рост потребления газа на рубеже XX и XXI веков. Их действие в полном объеме сохранится и на период до 2020 г.

Помимо чисто экономических факторов, на развитие мировой газовой индустрии будут влиять и политические факторы, причем это влияние для участников рынка может быть как положительным, так и отрицательным. Данное положение обусловливается тем, что в ряде стран государство полностью или частично является собственником запасов природного газа, производственных мощностей по его добыче и переработке, а также транспортной инфраструктуры. Кроме хорошо известных примеров в государствах бывшего СССР, это: Kogas — в Южной Корее, Petronas — в Малайзии, Petramina — в Индонезии, China National Petroleum Corporation — в Китае, Gas Authority of India Ltd. — в Индии, Oman LNG — в Омане, Adgas — в ОАЭ, National Iranian Oil Company — в Иране, Sonatrach — в Алжире, Nigerian

National Petroleum Corporation — в Нигерии, Egyptian General Petroleum Company — в Египте и Mossgas — в ЮАР.

Исследования, проведенные специалистами МЭА, свидетельствуют, что:

— мировой рынок природного газа находится в процессе непрерывного развития благодаря его высокой степени доступности, высокой конкурентоспособности с точки зрения затрат и экологическим преимуществам перед другими видами топлива;

— неравномерность географического расположения запасов газа и различие затрат по регионам на его добычу приведут к изменениям в региональных моделях поставок газа. Вероятно, возрастёт добыча газа в странах с переходной экономикой, европейских и североамериканских странах — членах ОЭСР. Однако доля этих регионов в мировой добыче газа снизится ввиду более высоких темпов роста добычи в других регионах, в особенности в Азии, Латинской Америке и на Ближнем Востоке;

— основными факторами, определяющими перспективы добычи газа, остаются объёмы и местоположение запасов газа, затраты на поставку, цены на газ, государственная политика и новые способы торговли газом, включая появление внутренней конкуренции в газовой отрасли [66].

В разделе 1.1. уже отмечалось, что ресурсы и запасы природного газа на планете весьма значительны, и распределены они по регионам более равномерно, чем нефть, однако поставка газа на рынок требует крупных инвестиций. У этой проблемы имеется, по крайней мере, три аспекта, причем каждый из них усиливает действие двух остальных.

Прежде всего, дальнейшее наращивание добычи газа в мире потребует значительных инвестиций в создание производственных мощностей и развитие инфраструктуры для транспортировки газа из регионов с крупными и дешёвыми запасами в плотно населенные районы с растущим спросом на газ.

Во-вторых, доля расходов на транспортировку в общих затратах в перспективе, вероятно, повысится, поскольку месторождения газа, расположенные вблизи рынков потребления газа, истощаются. Трубопроводы останутся основными средствами транспортировки газа в Северной Америке, Европе и Латинской Америке, однако, по всей вероятности, роль сжиженного природного газа возрастет. Торговля существенно расширится в следующие два десятилетия, главным образом, в Азиатско–Тихоокеанском регионе, а также в регионах Атлантического бассейна [16].

И, наконец, цены на газ, как сами по себе, так и в сравнении с ценами на нефть и затратами на добычу, будут играть важнейшую роль в инвестициях в газовые проекты. В связи с удлинением путей транспортировки и ростом затрат возникает необходимость привлечения значительных инвестиций в развитие транспортной инфраструктуры. В свою очередь это влечет за собой установление более высоких цен на сырьё, чем те, которые преобладали в 90-х гг. на большинстве рынков. Однако это требование входит в противоречие с целями либерализации рынков газа, которая набирает силу не только в Евросоюзе, но и в других регионах*. Как результирующая этих противопо-

---

* Подробнее этот вопрос будет рассмотрен в разделе V.

ложных по направленности тенденций, — не исключается, что цены на природный газ могут снизиться по сравнению с максимальным уровнем, достигнутым в конце 2000 г. и начале 2001 г. [66].

Что касается влияния научно-технического прогресса на динамику затрат на добычу природного газа, то большинство западных специалистов уверены в решающей роли совершенствования технологий в сдерживании таких затрат. В основе подобного вывода лежит как анализ тех процессов, которые происходили в нефтегазовой отрасли в 80-90-е годы XX века, так и оценка будущих технических новшеств*.

Применение новых технологий, более совершенных методов управления и разработки проектов, а также рост производительности в 80-90 годы значительно снизили затраты на поиск и разработку новых газовых месторождений и транспортировку газа на рынки. В целях снижения затрат на добычу и введения в разработку новых месторождений потребуются дальнейшие технологические достижения. В частности, в ближайшее время серьёзный потенциал по снижению затрат может быть реализован при применении технологий, позволяющих более точно определять характеристики открытых месторождений (например, сейсмических технологий), а также в сфере инженерных разработок в бурении и производстве. Также имеется серьёзный потенциал по снижению транспортных затрат путём применения таких технических решений, как трубопроводный транспорт высокого давления, глубоководные трубопроводные системы, более эффективные технологии по производству сжиженного природного газа [66].

За пределами 2010 г. затраты могут снижаться медленнее, чем в предыдущее десятилетие, особенно в том случае, если будет продолжаться уменьшение финансирования исследований как результат низких цен на газ и либерализации газовых рынков. С другой стороны, внедрение инновационных технологий позволит перейти к эксплуатации ресурсов, которые не могут разрабатываться при помощи современных технологий.

Постоянный прогресс в сфере газожидкостных технологий даст возможность осуществить разработку некоторых запасов газа, ныне считающихся нерентабельными ввиду их малых размеров и удалённости от рынков сбыта. Объёмы газа, добыча которого считается нерентабельной в современных условиях, оцениваются в 49-65 трлн. м^3 [66].

Важное значение как для будущей инвестиционной привлекательности газовой отрасли, так и для энергетической (газовой) безопасности стран — потребителей (импортеров) газа имеет развитие конкуренции внутри самого газового сектора, однако в оценке того, как конкретно (в какую сторону или с каким знаком) эта конкуренция будет влиять на объемы привлеченных инвестиций, специалисты расходятся. По мнению МЭА, эта проблема остается открытой.

Рост конкуренции между различными поставщиками газа, приводимый в движение регулирующими рынок реформами, будет оказывать серьёзное воздействие на цены и, следовательно, на инвестиции в проекты по добыче

---

* См., например [69].

газа. Развитие конкуренции будет стимулировать рост краткосрочных (спотовых) рынков и способствовать формированию цен на газ отдельно от цен на нефть в долгосрочных соглашениях. Тем не менее, цены на нефть будут влиять на цены на газ ввиду конкуренции между различными видами топлива. Долгосрочные газовые контракты будут заключаться, однако будет иметь место тенденция к сокращению срока их действия и смягчению требований по системе «бери или плати».

Как отмечают специалисты МЭА, в тех странах, где имеется значительный опыт функционирования не регулируемых правительством газовых рынков, конкуренция ещё не разрушила существующую систему разработки запасов газа и транспортную инфраструктуру. Однако существуют опасения, главным образом в Европе, что конкуренция может тормозить инвестиции в крупномасштабные газовые проекты. Для успешного осуществления таких проектов, видимо, понадобятся долгосрочные контракты с жёстко детерминированными условиями. Также потребуется тесное сотрудничество между добывающими и транспортно-распределительными компаниями и потребителями и расширенный диалог между правительствами, заинтересованными в минимизации инвестиционных рисков [66].

С учетом всех вышерассмотренных факторов, а также возможностей ресурсной базы газовой промышленности, рост добычи природного газа за 2001-2020 гг. составит, по оценкам МЭА, около 75% (до более чем 4,3 трлн. куб. м в 2020 г.).

Самые быстрые темпы роста добычи газа ожидаются в Африке и на Ближнем Востоке, особенно после 2010 года. По прогнозам, общая доля этих регионов в мировой добыче газа увеличится с 14% в 2000 г. до 20% в 2020 г. (*табл. 1.9*).

Существенно возрастет добыча газа в Азии. Зато значительно снизится удельный вес Северной Америки (на 8%) и Западной Европы (на 5%) [19].

Для достижения прогнозируемых объемов добычи газа в период до 2020 г. потребуется свыше 2,9 трлн. долл. инвестиций, из которых 894 млрд. долл. будет вложено (с 1997 г. по 2020 г.) в газодобычу в странах ОЭСР, 319 млрд. долл. — в странах с переходной экономикой и более 1,7 трлн. долл. — в развивающихся странах.

Как уже отмечалось, в отличие от нефти, глобального рынка природного газа не существует, что, в первую очередь, объясняется дорогостоящей его транспортировкой. В силу ее особенностей потребитель привязан к системе трубопроводов, по которым поставляется основная часть добытого топлива. С развитием достаточно быстрыми темпами технологий сжижения газа и его перевозки специальными танкерами, растут межконтинентальные поставки газа.

Однако до сих пор международные рынки газа носят ярко выраженный региональный характер. Полностью сформировались и развиваются три крупных региональных рынка природного газа: североамериканский, европейский и азиатско-тихоокеанский (или восточноазиатский). Цены на газ на этих рынках существенно отличаются, что объясняется различием в производственных расходах при добыче и транспортировке газа, а также различиями в регулировании цен внутреннего рынка.

В последние годы наблюдается наращивание объемов мировой торговли газа с 120 млрд. м³ в 1975 г. до 663 млрд. м³ в 2000 г. Дальнейшее увеличение международной торговли газом связано с развитием дорогостоящей транспортной инфраструктуры.

На мировом рынке природного газа (в отличие от нефти) Россия играет существенно более заметную роль, обеспечивая в настоящее время около 35% мирового экспорта (*табл. 1.10*).

В период до 2020 г. основной импорт газа будет осуществляться на европейский рынок газа, который останется крупнейшим импортером газа в мире. Причем, в странах ЕС, в частности, хорошо понимают, что Евросоюз находится на пути к новой энергетической зависимости, что существуют риски, связанные с долгосрочными проблемами поставок, но идут на это [64]. Высокими темпами будет расти также импорт газа в странах АТР и Северной Америки.

Основными экспортерами газа, по прогнозам МЭА, к 2020 г. станут государства Африки и Среднего Востока, которые уже к 2010 г. оттеснят Россию и другие государства СНГ на второе место в мире. Подобные прогнозы базируются на предположении, что именно государства Среднего Востока и Северной Африки возьмут на себя основной прирост в поставках газа на европейский рынок, о чем будет более подробно сказано ниже.

Транспортировка газа — ключевая проблема развития рынков газа и мировой торговли газом в целом. И хотя в период до 2020 года единый мировой рынок газа, по всей видимости, еще не сложится, однако региональные газовые рынки, в первую очередь за счет развития сети магистральных трубопроводов, станут более интегрированными как на региональном, так и на межрегиональном уровнях. Общая схема формирования «мирового» рынка газа показана на **рис. 1.11**.

Большую роль в процессе повышения удельного веса природного газа в перспективном топливно-энергетическом балансе играют новые газовые технологии, обеспечивающие расширение сфер использования природного газа, открытие путей для новых рынков газа с одновременным уменьшением его использования путем сжигания, а также вовлечение в баланс дополнительных ресурсов газа.

В этом отношении следует указать на следующие тенденции развития газовых технологий в XXI веке [62]:

- дальнейшее использование газа на всех видах транспорта;
- создание и внедрение технологий получения жидких углеводородов из газа; производство метанола из газа;
- дальнейшее развитие технологии и оборудования процессов когенерации с целью получения электроэнергии и тепла из газа;
- использование криогенных технологий, кондиционирование воздуха на природном газе;
- создание и внедрение малых газовых турбин в различных технологических процессах;
- создание технологий эффективного извлечения газа из плотных коллекторов;
- создание новых технологий извлечения газа из газогидратных залежей на суше и в акваториях;

• вовлечение в разработку мировых ресурсов метана угольных месторождений.

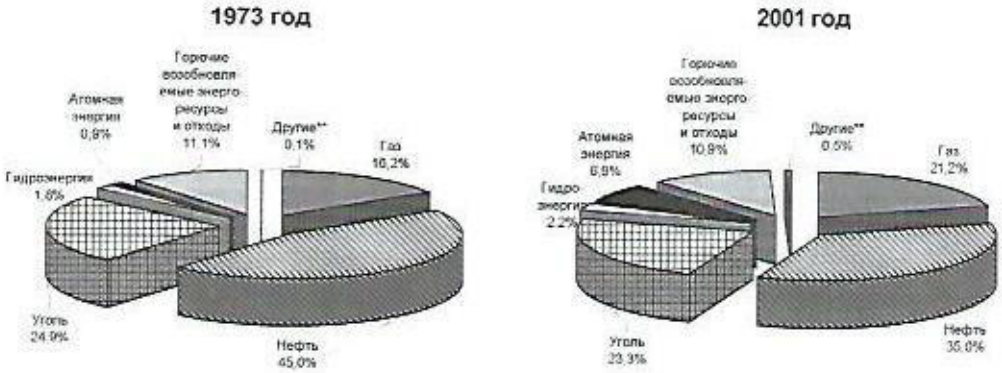
Особый интерес представляют технологии глубокой переработки углеводородного сырья и получения из газа жидких углеводородов (т.н. технологии «газ — в — жидкость»), на разработку которых развитые страны (США, Япония, Германия и др.) ежегодно тратят миллиарды долларов.

По мнению ведущих специалистов ВНИИгаза, газохимические прикладные научно-технические проблемы, решение которых лежит в основе подобных технологий, представляют исключительно важное значение [10]. Поэтому вдвойне отрадно, что отечественные ученые из Института нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева РАН и Института органической химии РАН практически без финансирования разработали принципиально новую технологию получения из природного газа моторных топлив (в том числе высокооктанового бензина и диметилового эфира) [70]. Причем специалистами этих институтов разработаны компактные промышленные установки, позволяющие производить высокооктановый бензин непосредственно на газовых промыслах, а также сжигать природный и попутный газ, вырабатывая электроэнергию, а из выхлопных газов получать тот же бензин [70].

Значение подобных разработок трудно переоценить, ибо они дают возможность не только существенно увеличить долю природного газа в мировом энергетическом балансе, замещая в нем, через бензин и диметиловый эфир, нефтепродукты, но и значительно укрепить энергетическую безопасность Российской Федерации, поскольку позволяют использовать в качестве сырья природный газ низкого давления, многие сотни миллиардов которого «брошены» в старых нефтегазоносных провинциях.

Рис. 1.1.

Структура общего объема потребления первичных энергоресурсов в мире*



6036 млн. т **10029 млн. т н.э.**

** Включая запасы в портах для международного судоходства и торговлю электроэнергией*

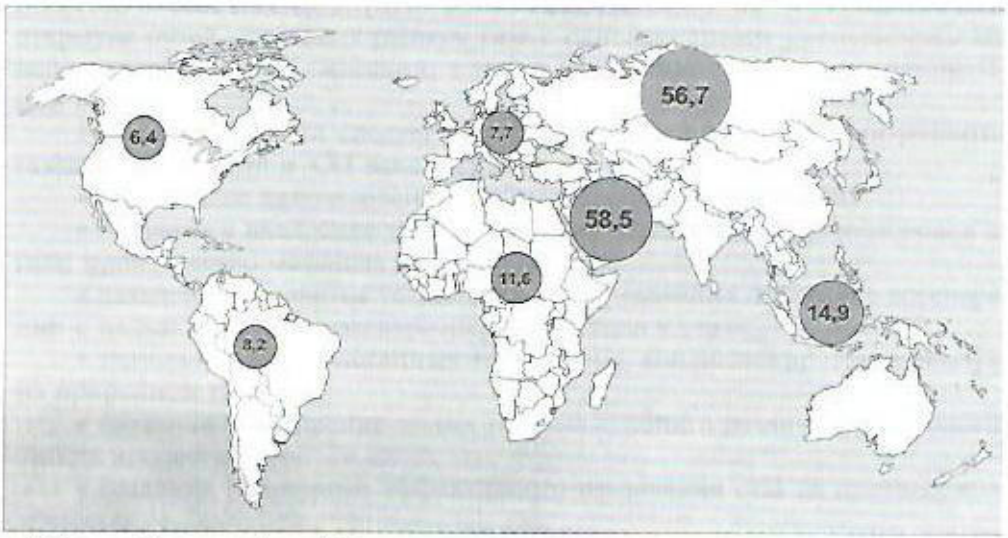
*** Другие: включая геотермальную, солнечную, ветровую и тепловую и др. энергии*

Источник: [3]

Рис. 1.2.

Доказанные запасы газа (трлн. м³)

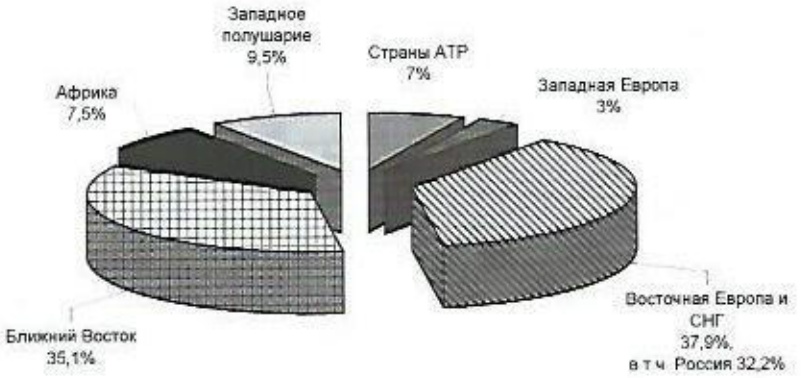
Всего в мире: на 1 января 2001 г. — 164 трлн. м³
Обеспеченность запасами — 62 года добычи на современном уровне



- *В России и Иране находится 50% мировых запасов газа*
- *Бывший СССР и Ближний Восток обладают 70% мировых запасов газа*

Рис. 1.3.

Структура распределения запасов природного газа по регионам мира



Источник: [4]

Рис. 1.4.

Размещение основных ресурсов газогидратных залежей

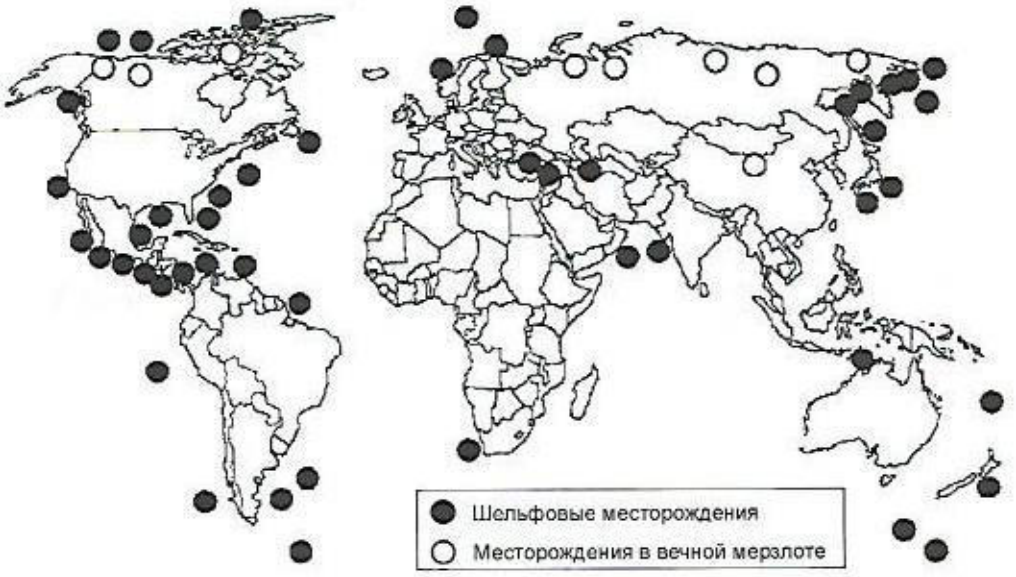
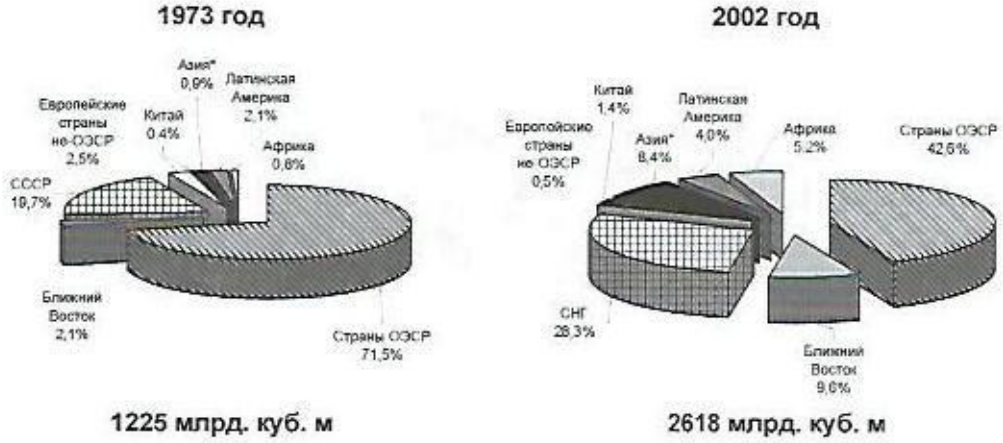


Рис. 1.5.

Структура добычи природного газа по регионам

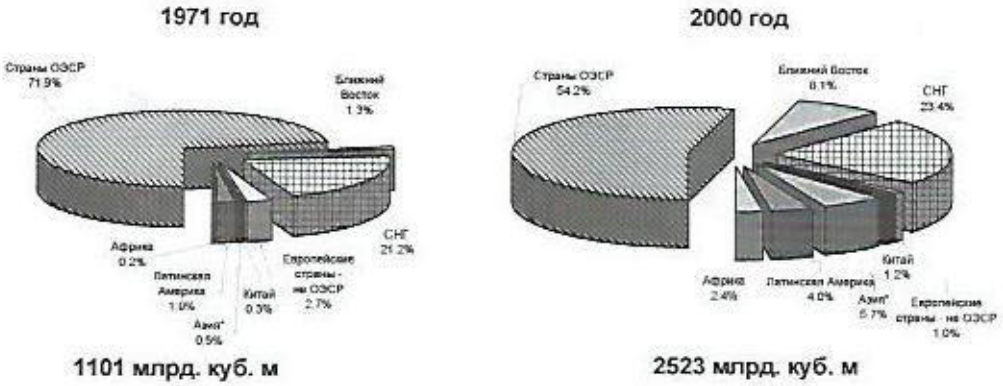


** Азия: без Китая*

Источник: [3]

Рис. 1.6.

Структура потребления природного газа по регионам



** Азия: без Китая*

Источник: [17]

Рис. 1.7.

Структура «конечного» потребления газа в странах ОЭСР Северной Америки

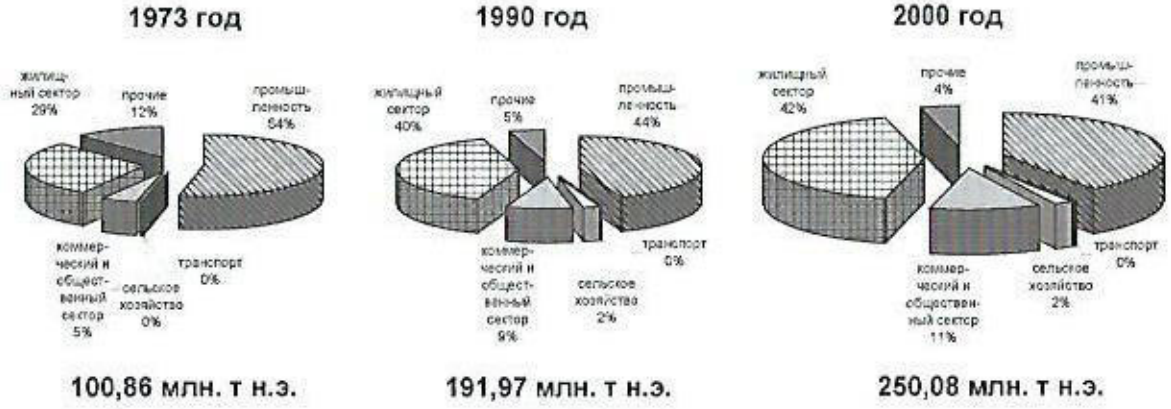


В «конечное» потребление газа не входит газ, используемый для выработки электроэнергии и тепла, а также для собственных нужд предприятий ТЭК

Источник: [22]

Рис. 1.8.

Структура «конечного» потребления газа в европейских странах ОЭСР



В «конечное» потребление газа не входит газ, используемый для выработки электроэнергии и тепла, а также для собственных нужд предприятий ТЭК

Источник: [22]

Рис. 1.9.

Структура «конечного» потребления газа в азиатско-тихоокеанских странах ОЭСР

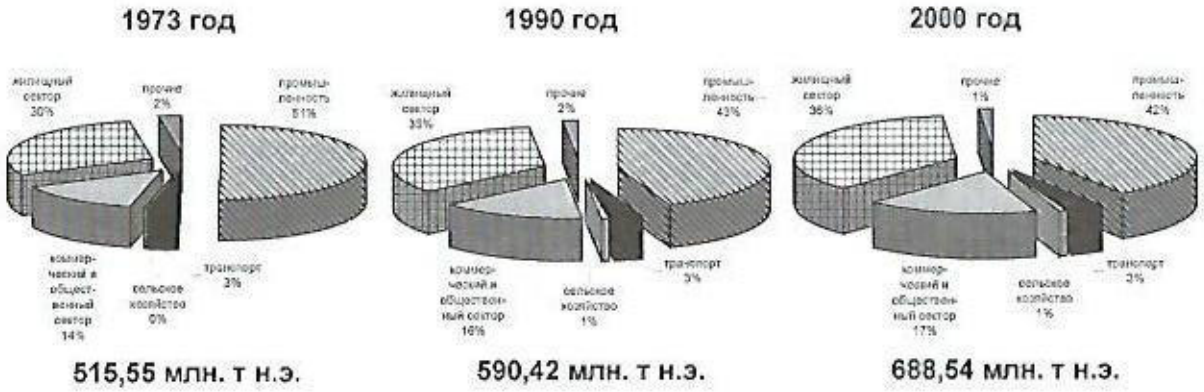


В «конечное» потребление газа не входит газ, используемый для выработки электроэнергии и тепла, а также для собственных нужд предприятий ТЭК

Источник: [22]

Рис. 1.10.

Структура «конечного» потребления газа в странах ОЭСР

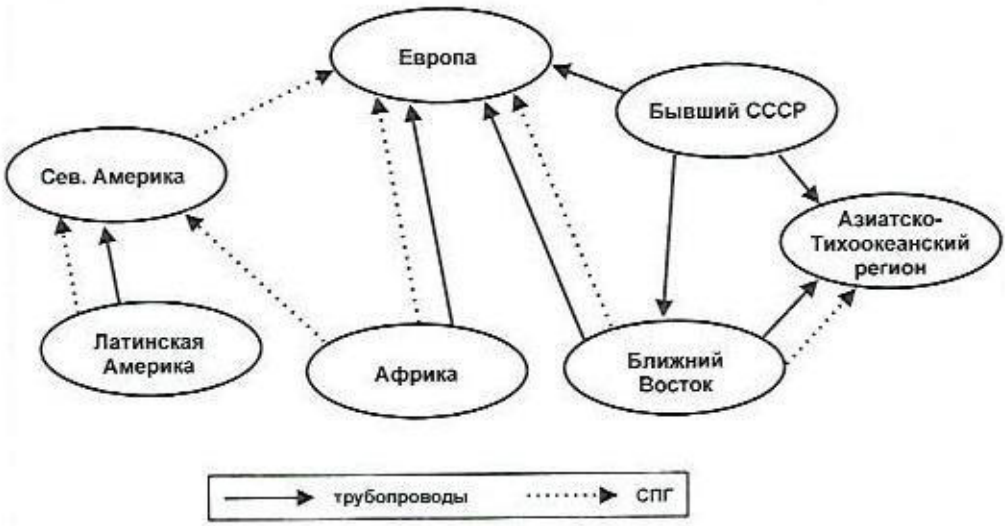


В «конечное» потребление газа не входит газ, используемый для выработки электроэнергии и тепла, а также для собственных нужд предприятий ТЭК

Источник: [22]

Рис. 1.11.

Мировой рынок газа. Структура новых сетей поставок



Расширение сетей трубопроводов и новых проектов с использованием сжиженного природного газа — двигатели региональной и мировой рыночной интеграции

Источник: [67]

Таблица 1.1

Распределение запасов и добычи природного газа по регионам и странам мира

Регионы и страны	Запасы газа, трлн.куб.м		Добыча газа, млрд.куб.м	
	2001	2002	2001	2002
Страны АТР	**12,3**	**12,6**	**283,2**	**301,7**
В том числе:				
Австралия	2,5	2,5	32,8	33,6
Бруней	0,39	0,39	11,3	11,4
КНР	1,37	1,51	30,3	32,6
Индия	0,65	0,76	27,3	28,4
Индонезия	2,62	2,62	66,3	70,6
Малайзия	2,12	2,12	47,3	50,3
Европа и Евразия	**61,0**	**61,04**	**968,2**	**988,1**
В том числе:				
Азербайджан	0,85	0,85	5,2	4,8
Великобритания	0,73	0,7	105,8	103,1
Дания	0,08	0,08	8,4	8,4
Германия	0,34	0,32	17,4	17,4
Италия	0,23	0,23	15,2	15,1
Казахстан	1,85	1,84	10,8	12,3
Нидерланды	1,77	1,76	61,9	59,9
Норвегия	1,25	2,19	53,9	65,4
Россия	47,57	47,57	542,4	554,9
Румыния	0,1	0,1	13,6	10,8
Туркменистан	2,86	2,01	47,9	49,9
Украина	1,12	1,12	17,1	17,2
Узбекистан	1,87	1,87	53,5	53,81,5
Ближний Восток	**55,91**	**56,06**	**229,8**	**235,6**
В том числе:				
Иран	23,00	23,00	63,3	64,5
Ирак	3,11	3,11	—	—
Кувейт	1,49	1,49	9,5	8,7
Катар	14,4	14,4	27,9	29,3
Саудовская Аравия	6,22	6,36	53,7	56,4

(Окончание на следующей странице)

Таблица 1.1 (окончание)

Африка	**11,16**	**11,16**	**130,3**	**133,2**
В том числе:				
Алжир	4,52	4,52	78,2	80,4
Египет	1,56	1,66	21,5	22,7
Ливия	1,31	1,31	5,6	5,7
Нигерия	3,4	3,51	18,4	17,7
Северная Америка	**7,55**	**7,15**	**779,8**	**766,0**
В том числе:				
США	5,02	5,19	557,7	547,7
Канада	1,69	1,7	186,8	183,5
Мексика	0,84	0,25	35,3	34,8
Латинская Америка	**7,16**	**7,08**	**102,0**	**103,0**
Аргентина	0,78	0,76	37,1	36,1
Бразилия	0,22	0,23	7,2	7,6
Колумбия	0,12	0,13	6,1	6,2
Венесуэла	4,18	4,19	29,1	27,3
Итого весь мир	**155,64**	**155,78**	**2493,3**	**2527,6**

Источник: [121]

Таблица 1.2

Удельный вес отдельных стран, обладающих крупнейшими запасами природного газа

Страна	Доля от мировых запасов (%)
Всего в мире	100
20 ведущих стран Из них:	88,8
Россия	32,2
Иран	15,4
Катар	7,5
Саудовская Аравия	4,0
ОАЭ	4.0
США	3,2
Алжир	3,0
Венесуэла	2,8
Нигерия	2,3
Ирак	2,1
Туркменистан	1,9
Малайзия	1,6
Индонезия	1,4
Узбекистан	1,3
Казахстан	1,2
Канада	1.2
Нидерланды	1,2
Кувейт	1,0
Китай	0,9
Мексика	0,6
Остальной мир	11,2

Таблица 1.3.

Суммарные начальные запасы газа в мире (трлн. м³)

	Суммарные начальные запасы	Из них:		
		Накопленная добыча	Разведанные запасы	Прогнозные запасы
Всего в мире	520-595	70,4	164	286-361
Северная Америка	55-62	29	6,6	19-26
Латинская Америка	25-30	3,6	8,2	13-18
Европа	20-23	8,1	8,2	4-7
Бывший СССР	240-270	18,5	55,8	166-196
Африка	25-30	2,4	11,7	11-16
Ближний Восток	120-140	4,6	58,5	57-77
Азия	35-40	4,2	15,0	16-21

Таблица 1.4

Обеспеченность добычи запасами газа по регионам

Регион	Обеспеченность добычи запасами (годы)
Ближний Восток	200
Африка	85
Страны с переходной экономикой	77
Центральная и Южная Америка	45
Западная Европа	16
Северная Америка	10

Таблица 1.5

Количественные характеристики выбросов от сжигания природного газа и альтернативных видов топлива

Выбросы	Природный газ	Мазут (с содержанием серы 1%)	Уголь (с содержанием серы 1%)
SO_x (кг/т нефт. экв.)	0	20,0	29,2
NO_x (кг/т нефт. экв.)	2,3-4,3	8,2	11,5
CO_2 (кг углерода на 10^9 Дж)	13,78	19,94	24,12

Таблица 1.6

Потребление газа по регионам мира в 1995-2001 гг.

Регионы мира	1995 г.		2001 г.	
	млрд.куб.м	% от общего потребления	млрд.куб.м	% от общего потребления
Сев. Америка	719,0	33,0	753,1	29,3
Европа (ОЭСР)	379,3	17,3	490,4	19,0
Страны ОЭСР Тихоокеанского региона	96,5	4,4	127,6	4,9
Латинская Америка	72,8	3,3	100,5	4,0
Европейские страны — не ОЭСР	41,0	1,9	26,6	1,0
Страны бывшего СССР	566,3	25,8	594,3	23,4
Африка	45,8	2,1	66,1	2,5
Ближний Восток	147,5	6,7	212,7	8,2
Азия	101,5	4,6	164,6	6,3
Китай	17,7	0,8	30,6	1,2
Мир, всего	2187,9	100	2569,3	100

Источник: Natural Gas Information, IEA, Paris, 2003

Таблица 1.7

Трансформации секторальной структуры мирового потребления газа

Направления и сферы использования	1973		2000		2000 в % к 1973
	млн. т н.э.	%	млн. т н.э.	%	
Выработка электроэнергии и тепла	211,0	20,7	773,0	34,6	366,4
Преобразование в другие виды энергоносителей (включая сжижение)	13,7	1,3	27,7	1,2	202,2
Отрасли ТЭК	106,6	10,4	206,5	9,2	193,7
Промышленность	386,8	37,9	522,3	23,4	135,0
Транспорт	17,7	1,7	64,9	2,9	366,7
Коммунально-бытовой и коммерческий сектор	270,2	26,5	568,5	25,4	210,4
Прочие сектора	3,1	0,3	33,6	1,5	1083,9
Потери при распределении и статистические погрешности	12,0	1,2	40,3	1,8	335,8
Суммарное потребление	1021,1	100,0	2236,8	100,0	219,1

Таблица 1.8

Торговля энергоресурсами между регионами* (млн. т н.э.)

	1999 г.	2010 г.	2020 г.
Нефть	1348	2157	2886
Природный газ	213	336	565
Уголь	110	127	148
Итого	1671	2620	3599

**Не включает международную торговлю внутри регионов, объем которой может быть очень значительным*

Источник: [5, 66]

3*

Таблица 1.9

Прогнозы темпов роста добычи газа в мире (по регионам)

	млрд. куб.м,				%, доля в мире			
	1990	**2000**	**2010**	**2020**	**1999**	**2000**	**2010**	**2020**
Сев. Америка	617	729	841	887	30	29	25	21
Европа	210	301	298	298	10	12	9	7
Тихоокеанский регион	27	40	69	92	1	2	2	2
Страны с переходной экономикой,	835	738	898	1177	40	29	27	28
в т.ч. Россия	*640*	*584*	*697*	*849*	*31*	*23*	*21*	*20*
Азия	124	232	387	615	6	9	12	14
Латинская Америка	112	120	241	365	5	6	7	8
Африка	70	131	236	357	3	5	7	8
Ближний и Средний Восток	99	223	340	524	5	9	10	12
Всего в мире	2070	2537	3310	4315	100	100	100	100

Таблица 1.10

Страны — крупнейшие экспортеры и импортеры природного газа

Экспортеры	млн. куб. м	%
Россия	214159	32,29
Канада	100354	15,13
Алжир	61801	9,32
Норвегия	46510	7,01
Индонезия	37010.	5,58
Нидерланды	35892	5,41
Туркменистан	33650	5,07
Малайзия	22858	3,45
Великобритания	16140	2,43
Катар	14507	2,19
Австралия	10417	1,57
Другие	69891	10,55
Всего в мире	**663189**	**100**

Импортеры	млн. куб. м	%
США	107005	16,13
Германия	75767	11,42
Япония	75015	11,31
Украина	60700	9,15
Италия	57445	8,66
Франция	42062	6,34
Россия	37300	5,62
Корея	19035	
Нидерланды	17417	2,63
Беларусь	17100	2,58
Бельгия	16721	2,52
Испания	15967	2,41
Другие	121655	18,36
Всего в мире	**663189**	**100**

Глава 2

ГАЗ В ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

2.1. ПОТЕНЦИАЛ И СТРУКТУРА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Газовая промышленность России представляет собой совокупность предприятий, осуществляющих геологоразведочные работы на суше и шельфе, бурение разведочных и эксплуатационных скважин, добычу и переработку природного газа, газового конденсата и нефти, транспорт и распределение газа и газового конденсата, подземное хранение газа, использование газа в качестве моторного топлива, производство бытовой и промышленной газовой аппаратуры, ремонт и восстановление газопроводов и оборудования, научно-исследовательские и проектные разработки, машиностроение и строительно-монтажные работы (**рис. 2.1**).

С позиций энергетической безопасности чрезвычайно важно, что около 90% добываемого газа в России обеспечивают предприятия ОАО «Газпром».

ОАО «Газпром» получил широкую известность в России и далеко за ее пределами как крупнейшая газовая компания, на долю которой приходится свыше 20% мировой и 94% российской добычи природного газа. На сегодняшний день «Газпром» обеспечивает около 8% ВВП страны, четверть налоговых поступлений в федеральный бюджет, выпускает до 8% отечественной промышленной продукции. Акционерами «Газпрома» выступают более полумиллиона граждан России, включая физических и юридических лиц. Фиксированной долей в акционерном капитале компании владеют иностранные инвесторы: к настоящему времени она составила 10,31%. На предприятиях «Газпрома» занято 300 тыс. человек, и эта отрасль имеет градообразующее значение во многих районах страны. Блок-схема ОАО «Газпром» показана на **рис. 2.2**.

История «Газпрома» как крупнейшей газовой компании мирового топливно-энергетического комплекса началась в феврале 1993 г., после преобразования в акционерное общество Государственного газового концерна «Газпром», созданного на базе Министерства газовой промышленности СССР (1989 г.). Именно это обстоятельство явилось важной вехой в истории развития газовой отрасли страны.

За прошедшие годы компании удалось упрочить свои позиции на рынках энергоносителей в Европе и Азии, утвердить свою профессионально-производственную репутацию и корпоративные ценности с учетом опыта развития отечественной газовой промышленности за предыдущий период. «Газпром» соединяет в целостную технологическую и организационную цепочку десятки предприятий и компаний, обеспечивающих весь цикл производственных и финансово-коммерческих операций с природным газом, а также другим углеводородным сырьем.

Основными направлениями многопрофильной деятельности компании в настоящее время являются:

- геологоразведочные работы на суше и шельфе;
- буровые работы;
- добыча газа, газового конденсата и нефти;
- переработка газа и газового конденсата;
- транспортировка газа;
- подземное хранение газа;
- продажа газа;
- научно-исследовательские и проектные разработки;
- охрана окружающей среды.

Эти направления формируют профильные, вспомогательные и непрофильные виды деятельности производственного комплекса ОАО «Газпром». К профильным производствам относятся предприятия (компании), находящиеся в составе ОАО «Газпром» или под его контролем и осуществляющие работы по добыче, транспортировке, хранению газа, переработке газового конденсата и нефти. Они показаны на **рис 2.2** и в *табл. 2.1* [4].

К вспомогательным производствам относятся предприятия, находящиеся в составе ОАО «Газпром» или под его контролем и осуществляющие работы по обслуживанию профильных производств. Они осуществляют транспортное обслуживание, контроль за состоянием техники безопасности, материально-техническое снабжение, разработку новых видов оборудования, обеспечение связи, проектирование месторождений, конструирование и изготовление опытных образцов, геологоразведочные и буровые работы.

К непрофильным производствам ОАО «Газпром» относятся предприятия, находящиеся в его составе или под его контролем и осуществляющие коммерческую деятельность, как правило, не связанную с основной специализацией «Газпрома».

Основные (где ОАО «Газпром» имеет 100% акций) предприятия вспомогательных и непрофильных производств также показаны на **рис. 2.2**.

Доля организаций нефтяной промышленности и независимых производителей и поставщиков газа составляет чуть более 10%. В перспективе добыча газа этими организациями возрастет до 25%, что отражает сло-

жившуюся структуру распределения запасов газа по недропользователям (**рис. 2.3** и **2.4**).

Газовая промышленность в течение последних десятилетий развивалась бурными темпами. По сравнению с сороковыми годами объем добычи газа увеличился в 270 раз, его доля в общем производстве топливно-энергетических ресурсов страны возросла с 1% до 47-49% при сокращении доли с 50 до 12%.

В переходный период отрасль проявила себя как наиболее устойчивый и эффективный сектор ТЭК страны, обеспечивающий около 50% внутреннего энергопотребления, более 20% валютной выручки, около 25% налоговых поступлений в федеральный бюджет.

Сохранение целостности Единой системы газоснабжения (ЕСГ) и поэтапная реструктуризация отрасли (выделение непрофильных производственных структур) позволили обеспечить ее устойчивое функционирование в ходе экономических реформ. Добыча газа в 1990-2000 гг. снизилась на 9%; в первые годы — в основном вследствие сокращения платежеспособного спроса на газ в России и в странах СНГ, а в последующие годы — ввиду отставания ввода в действие мощностей из-за недостаточности инвестиционных ресурсов. Основные показатели развития газодобывающей отрасли в 1990-2000 гг. представлены в *табл. 2.2.*

Устойчивая и эффективная работа отрасли была обусловлена эксплуатацией уникальных по мощности и эффективности месторождений и газотранспортных систем, сооруженных в 70-80 годы, которые представляют собой основу современного потенциала газовой промышленности. С позиций энергетической безопасности особую тревогу вызывает тот факт, что:

— почти 75% всей текущей добычи газа обеспечивают всего три месторождения (Уренгойское, Ямбургское и Медвежье), расположенные в одном районе с радиусом 150-200 км;

— базовые месторождения в значительной мере уже выработаны: Медвежье — на 78%; Уренгойское (сеноман) — на 67%, Ямбургское (сеноман) — на 46%;

— износ основных фондов газотранспортных систем составляет 56%: 14% газопроводов уже выработали свой срок амортизации (33 года), в том числе 20% — магистральных; 64% газопроводов эксплуатируются от 10 до 32 лет; треть всех газораспределительных станций выработала технический ресурс.

Главной отличительной чертой газовой промышленности является то, что с самого начала она развивалась как единый технологический и организационно-экономический механизм. Именно это позволило оптимизировать уровни добычи газа по регионам, рационально сформировать газотранспортные потоки и в конечном итоге обеспечить надежное и бесперебойное газоснабжение всех экономических районов России, СНГ, а также экспорт газа в крупных масштабах. Создана и продолжает развиваться в СНГ Единая система газоснабжения, в состав которой включены свыше 200 газовых и газоконденсатных месторождений, 220 тыс. км магистральных газопроводов, 46 подземных хранилищ газа, компрессорные станции с общей установленной мощностью 50 млн. кВт, газоперерабатывающие заводы и газораспределительные станции. Все эти объекты неразрывно связаны технологически,

а нарушение одного из элементов ЕСГ неизбежно приведет к негативным последствиям и для России, и для стран СНГ.

В границах России протяженность газотранспортной сети Единой системы газоснабжения составляет 150 тыс. км., надежность поставок газа обеспечивают 22 объекта подземного хранения газа*. Сырьевую базу отрасли составляют 770 месторождений природного газа, из которых в разработку вовлечено 338 с разведанными запасами 21,6 трлн. м^3 (что составляет более 46% от всех запасов России).

Важным направлением деятельности газовых и нефтегазовых компаний России является газопереработка. Основные показатели развития газоперерабатывающей отрасли за 1990-2000 гг. приведены в *табл. 2.3.*

Значение газопереработки для экономики не только газовой промышленности, но и всего национального хозяйства России особенно возрастет в предстоящие 20-30 лет по мере освоения и разработки новых месторождений, природный газ которых отличается сложным, комплексным составом с высоким содержанием этана, пропана, бутанов и других углеводородов (Западная Сибирь), серы (Прикаспий) и гелия (Восточная Сибирь). Структура разведанных запасов газа России по компонентному составу показана на **рис. 2.5** и в *табл. 2.4*, а разведанные запасы попутных компонентов приведены в *табл. 2.5.*

Для обеспечения энергетической безопасности страны и ее регионов огромное значение имеет бесперебойное функционирование системы газораспределения.

Газораспределительная сеть России представляет собой сложный инженерный комплекс. Протяженность газораспределительных сетей в городах и сельской местности составляет 350 тыс. км., из них 240 тыс. км — подземные газопроводы. Функционирует 30 тыс. газорегуляторных пунктов, 445 газонаполнительных станций и пунктов производительностью 2,4 млн. тонн сжиженного газа в год.

Отрасль газораспределения состоит из 318 газораспределительных организаций (ГРО), из них 306 существуют в форме акционерных обществ.

Наиболее крупные территориальные ГРО имеют в структуре своего акционерного капитала блокирующий пакет (25% + 1 акция) акций, закрепленных в федеральной собственности.

Роль головной координирующей организации в секторе газораспределения отведена ОАО «Росгазификация». Пакет акций ОАО «Росгазификация» в размере 51% закреплен в федеральной собственности.

Основные направления деятельности в газораспределительной отрасли:

— Осуществление бесперебойной подачи газа потребителям и безопасной эксплуатации газораспределительных систем.

— Экономически обоснованное развитие газификации в городах, рабочих поселках и сельских населенных пунктах.

— Улучшение финансового состояния газораспределительных организаций.

---

* Подробнее проблемы функционирования и развития ЕСГ будут рассмотрены в разделе III.

— Повышение уровня технической оснащенности газораспределительных организаций.

— Внедрение газо- и энергосберегающих технологий, совершенствование учета газа за счет внедрения средств телемеханики и установки современных приборов учета газа у потребителей.

— Подготовка и повышение квалификации руководящих работников и специалистов газового хозяйства, их аттестация в сроки, установленные Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

И, наконец, следует отметить, что газодобывающая отрасль является лидером по созданию системы производственно-экологического мониторинга в качестве эффективной структуры контроля за источниками антропогенного воздействия на окружающую среду и наблюдением за качеством природных комплексов в целях предупреждения чрезвычайных экологических ситуаций, определения и принятия оперативных мер по ликвидации их последствий и организации текущей работы по рациональному природопользованию [72].

2.2. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В СТРУКТУРЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ: ПРОБЛЕМЫ ОТРАСЛИ И РОЛЬ ГОСУДАРСТВА

В разделе 2.1 уже отмечалось, что в 90-е годы — в самый, пожалуй, сложный период новейшей истории нашего государства — газовая отрасль проявила себя как наиболее устойчивый и эффективный сектор российской экономики, обеспечивающий около 50% внутреннего энергопотребления, более 20% валютной выручки и около 25% налоговых поступлений в федеральный бюджет. Природным газом пользуются свыше 80 млн. жителей России, он является основой энергопотребления десятков тысяч промышленных и сельскохозяйственных предприятий, на нем вырабатывается свыше 42% электрической и 66% тепловой энергии в стране.

К таким результатам газовая отрасль пришла за сравнительно небольшой период времени, но, как отмечают специалисты [9] становление газовой промышленности СССР шло тернистым путем: с победами и поражениями в борьбе с предыдущим технологическим укладом и его символом — углем («хлеб промышленности»). Более 100 лет, начиная с середины XIX века, газ (доменный и коксовый, искусственные горючие газы из угля) был байпродуктом могучего угольно-металлургического комплекса. И вдруг в конце 1940-х — начале 1950-х годов этот слабый (после войны производство газа в стране не превышало 3 млрд. м^3) «гадкий утенок» бросает вызов всесильному углю, постепенно уменьшая его роль в энергоснабжении страны. За 50 лет (с 1940 по 1990 гг.) объем добычи газа в СССР увеличился в 270 раз (до 815 млрд. м^3), его доля в общем производстве топливно-энергетических ресурсов возросла с 1 до 40% при сокращении доли угля с 50 до 19%.

Процесс такой радикальной перестройки шел в жестокой борьбе амбиций и интересов, он непосредственно затрагивал судьбы 2 млн. шахтеров и

членов их семей и двух-трех сотен тысяч людей новой профессии — газовиков. Косвенно он отражался на перепрофилировании деятельности миллионов машиностроителей, железнодорожников, металлургов и работников других специализаций, а главное — на десятках миллионов жителей крупных городов и промышленных центров, избежавших запредельных загрязнений атмосферы, водоемов и отчуждения земель [9].

И отечественные, и зарубежные ученые и специалисты дают одинаковые оценки этим явлениям: создание газовой промышленности России — беспрецедентный по размаху и удивительный по глубине прорыв в новый технологический уклад с коренными структурными преобразованиями не только топливно-энергетического комплекса, но и широкого круга смежных отраслей экономики — от машиностроения и металлургии до транспорта и сельского хозяйства. Этот прорыв за три десятилетия неузнаваемо изменил нашу энергетику, тяжелую промышленность, а также быт двух третей населения страны (и что особенно важно — трех четвертей сельского населения), резко снизил его заболеваемость и смертность благодаря кратному уменьшению нагрузки на природную среду, особенно атмосферу крупных городов и промышленных центров.

Всего за несколько десятков лет была создана крупнейшая в мире газовая индустрия, оформившаяся в виде Единой системы газоснабжения не только половины территории бывшего СССР, но и стран Восточной Европы и сохранившая свою жизнеспособность и значимость, несмотря на крушение социально-экономических систем, распад государств и другие глобальные процессы, прокатившиеся в конце XX века по территории Евразии и изменившие судьбы всего человечества.

По мнению Президента России Владимира Путина, учитывая проблемы, которые переживает современный мир, российский газовый комплекс способен сыграть определяющую роль в укреплении глобальной экономической стабильности, поэтому развитие отрасли должно происходить с учетом всех факторов, в том числе и внешнеэкономических [26]. Внешнеэкономические и внешнеполитические факторы были уже рассмотрены в главе 1, а что касается экономического и внутриполитического значения газовой отрасли для России — это следует проанализировать особо.

Чтобы лучше понять значимость газовой отрасли для России, рассмотрим кратко те социально-экономические проблемы, с которыми страна столкнулась в 90-е годы XX века.

Прежде всего, отметим, что на рубеж тысячелетий Россия вышла с ослабленной государственной властью, разбалансированной, высокозатратной и технологически устаревшей экономикой, неблагоприятным деловым и инвестиционным климатом, целым комплексом трудноразрешимых проблем социального характера, с огромной дифференциацией населения, при которой основная его часть располагает крайне низкими реальными доходами, а около 30% находится за чертой бедности. Таковой оказалась плата за годы реформ, годы становления нового Российского государства и коренного реформирования его экономики [71].

В стране сложилась крайне высокая энергоемкость экономики, в 2-3 раза превышающая удельную энергоемкость экономики развитых стран Запада.

Основой такого положения является сформировавшаяся еще до начала экономических реформ тяжелая энергоемкая структура промышленного производства и нарастающая технологическая отсталость энергоемких отраслей промышленности. За годы реформ структурный фактор энергоиспользования усугубился из-за вытеснения с внутреннего рынка малоэнергоемких отечественных отраслей (машиностроения, легкой, пищевой промышленности), а удельные энергетические затраты в сфере производства возросли из-за недогрузки мощностей. В результате удельная энергоемкость экономики, с учетом влияния падения ВВП, дополнительно возросла не менее чем на 20%.

Предпоследний год второго тысячелетия — 1999 г. — стал, по-видимому, переломным в новейшей экономической истории государства. Следующий, 2000 г., останется в памяти первым годом внушительного экономического роста: валовой внутренний продукт (ВВП) возрос на 7,7%*, промышленное производство увеличилось на 9,0%, сельскохозяйственное — на 5%. Реальные доходы населения выросли на 9,2%, прирост инвестиций в основной капитал достиг 17,4%.

Однако 2000 г. стал одновременно, по мнению многих специалистов и аналитиков, и годом упущенных выгод [см., напр., 71, 75, 77]. Именно в этом году еще раз (хотя и с противоположным знаком) со всей очевидностью проявилась зависимость России от конъюнктуры мировых энергетических рынков и динамики мировых цен на нефть. Именно в нем, несмотря на значительный прирост добычи нефти и угля под воздействием небывало выгодных для России цен на энергоресурсы, рухнула энергетика Приморья и страна вплотную подошла к системному энергетическому кризису.

Как в этой связи мы уже отмечали [76], и для Федерального центра, и для регионов еще и еще раз встает задача — всесторонне проанализировать достигнутое и потерянное, зафиксировать базу и твердо наметить меры, обеспечивающие поступательное развитие и России в целом, и каждого ее региона.

Условия для подобного развития есть. Как отмечается в «Основных направлениях», страна все еще обладает значительным потенциалом ускоренного роста. Огромный интеллектуальный капитал, созданные основы рыночных институтов, богатые и разнообразные природные ресурсы, основные элементы производственной и коммуникационной инфраструктуры, накопленные финансовые сбережения — все эти факторы создают благоприятные предпосылки для обновления России.

Анализ функционирования экономики России в переходный период позволяет выделить в ее эволюции следующие основные этапы:

— Первая половина 90-х годов — резкий экономический спад и стремительное нарастание социально-экономического кризиса.

— Вторая половина 1995-1996 гг. — замедление спада, первые признаки относительной стабилизации.

— 1997 — первая половина 1998 гг. — перелом тенденции.

---

* По данным Госкомстата России — 2001 г. В последующем произошли переоценки роста ВВП и других базовых показателей в сторону их повышения. — ВВП — 8,3%, промышленной продукции — 11,9%, сельскохозяйственной продукции — 7,7% и т.п.

— 1999 — 2001 гг. — новый этап стабилизации и закрепление положительных тенденций в экономике.

За годы первых двух этапов коренным образом изменилась сама экономическая система страны. В результате разгосударствления и приватизации средств производства стало активно развиваться предпринимательство, в том числе малое, экономика страны стала многоукладной. Сформировались рынки: сбыта производимой продукции, фондовый, другие рыночные институты. В определенной мере оптимизировалась структура ВВП за счет увеличения в ней доли сектора услуг.

Однако эти позитивные изменения проходили на фоне глубокого системного кризиса, охватившего не только экономику, но и все российское общество.

С раскладом на отдельные составляющие экономики Советского Союза, функционировавшей как единый хозяйственный механизм, во всех новых суверенных государствах, в том числе и в России, оказались нарушенными важнейшие пропорции между основными секторами экономики. Естественно, что этот дисбаланс самым губительным образом сказался на всех воспроизводственных процессах. В 1996 г. объем производства ВВП в стране составлял всего 58% от уровня 1990 г.

В условиях развала финансовой системы и потери контроля со стороны государства за денежным обращением, инфляции, спровоцированной либерализацией цен и ставшей доминирующим фактором как экономических процессов, так и повседневной жизни населения страны, произошла глубокая трансформация производственной структуры: переориентация на преимущественное развитие сырьевых отраслей в целях экспорта их продукции и вытеснение с внутреннего рынка отечественных продуктов питания, товаров повседневного спроса и предметов первой необходимости с их замещением импортом, что крайне негативно сказалось на положении сельского хозяйства и легкой промышленности. В результате в 1996 г. объем производства продукции легкой промышленности составил лишь 13,4% от уровня 1990 г., тогда как объем производства продукции отраслей ТЭК — 66,1%.

Вызванный непродуманными действиями платежный кризис и неспособность государства обеспечить нормальное поступление налогов подорвали доходную базу бюджета, на долгие годы обусловили его дефицит. Курс на демонетизацию экономики, ее долларизацию, а также «бегство» капиталов из России породили неплатежи, денежные суррогаты и бартер, которые стали основой во многом криминальной экономики натурального обмена и доминантой всей экономической жизни страны.

Резко снизился уровень жизни населения (только за 1990-1999 гг. — более чем в три раза [77]), стремительно нарастало расслоение общества на бедных и богатых. Возникли серьезные нарушения в глубинных мотивационных механизмах производительной деятельности, разорвалась связь между добросовестным трудом, его квалификацией и общественной значимостью, с одной стороны, и величиной зарплаты, уровнем благосостояния и общественным статусом — с другой стороны. Люди потеряли ориентиры в резко изменившейся жизненной среде, утратили стимулы к добросовестному труду [78].

В этих условиях природный газ (вернее, дешевый природный газ) стал одним из основных стабилизирующих факторов российской экономики. Так, уже к концу 1992 г. цены на промышленную продукцию выросли (по сравнению с 1990 г.) в 115 раз, тогда как цены на газ — только в 10 раз, к концу 1993 г., соответственно, в 1149 раз и в 346 раз. Подобная ситуация продолжалась и в последующие годы, поэтому к концу 1996 г., когда цены на промышленную продукцию по сравнению с 1990 г. выросли более чем в 14 тысяч раз, цены на газ увеличились лишь в 12,5 тысячи раз (для сравнения: цены на нефть и электроэнергию — почти в 15 тысяч раз).

Дешевый природный газ и возможность (из-за практической безнаказанности) не платить за него дали дополнительные шансы уцелеть тысячам производственных предприятий и сохранить тепло в домах и надежду на выживание десятков миллионов россиян.

В 1997 г. в динамике ВВП произошел перелом — замедление спада сменилось стабилизацией, а затем и началом роста. В итоге ВВП в 1997 г. по сравнению с 1996 г. увеличился на 0,8% (в 1996 г. — уменьшился на 3,5%) и составил 59,7% от ВВП 1990 г. (в сопоставимых ценах) [73]. Тенденция роста ВВП сохранялась и в первые месяцы 1998 г., затухая к середине года. Но уже в августе разразился острейший кризис. Накопленная масса нерешенных проблем и отложенных действий достигла такой величины, что без существенной корректировки всего экономического курса вероятность нового периода резкого обвала неизмеримо возросла. В этой связи потребовались незамедлительные меры по изменению существующих хозяйственных механизмов, действующих налоговых, ценовых и других макроэкономических институциональных условий функционирования национального хозяйства России [71]. Попытки правительства страны решить эти проблемы в 1999 г. увенчались успехом. Уже в первом полугодии появились объективные признаки того, что наиболее острая фаза системного кризиса, обусловленная событиями «августа-98», пройдена и в экономике страны созданы предпосылки для оживления реального сектора и его главного звена — промышленности, для позитивных перемен на потребительском рынке и нормализации положения в финансово-бюджетной сферы. В целом за год производство ВВП в России выросло на 3,2% к уровню 1998г. и составило 4545,5 млрд. руб.

Рис. 2.1

Что такое газовая промышленность России – 2000 г.



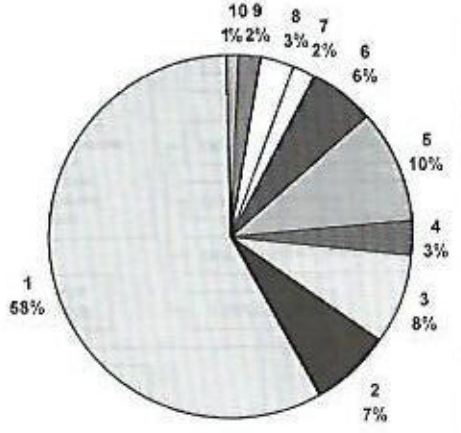
Разведка и добыча газа
- 3 газодобывающие компании: ОАО «Газпром», ОАО «Якутгазпром», ОАО «Норильскгазпром»
- 10 вертикально-интегрированных и многопрофильных гефтегазовых (нефтяных) компаний

Переработка газа и газового конденсата
- 7 газоперерабатывающих заводов
- 13 газоперерабатывающих заводов ОАО «Сибур»
- 7 газоперерабатывающих заводов в составе вертикально-интегрированных и многопрофильных нефтегазовых (нефтяных) компаний

Магистральный транспорт газа
ОАО «Газпром»

Система газораспределения
- ОАО «Росгазификация», региональные АО газоснабжения и газификации

Структура потребления природного газа в промышленности России



1 – электроэнергетика
2 – топливная промышленность
3 – черная металлургия
4 – цветная металлургия
5 – химическая и нефтегазовая промышленность
6 – машиностроение и металлообработка
7 - лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность
8 – промышленность строительных материалов
9 – пищевая промышленность
10 – другие отрасли промышленности

Источник: [71]

Рис. 2.2

Блок-схема ОАО «Газпром»

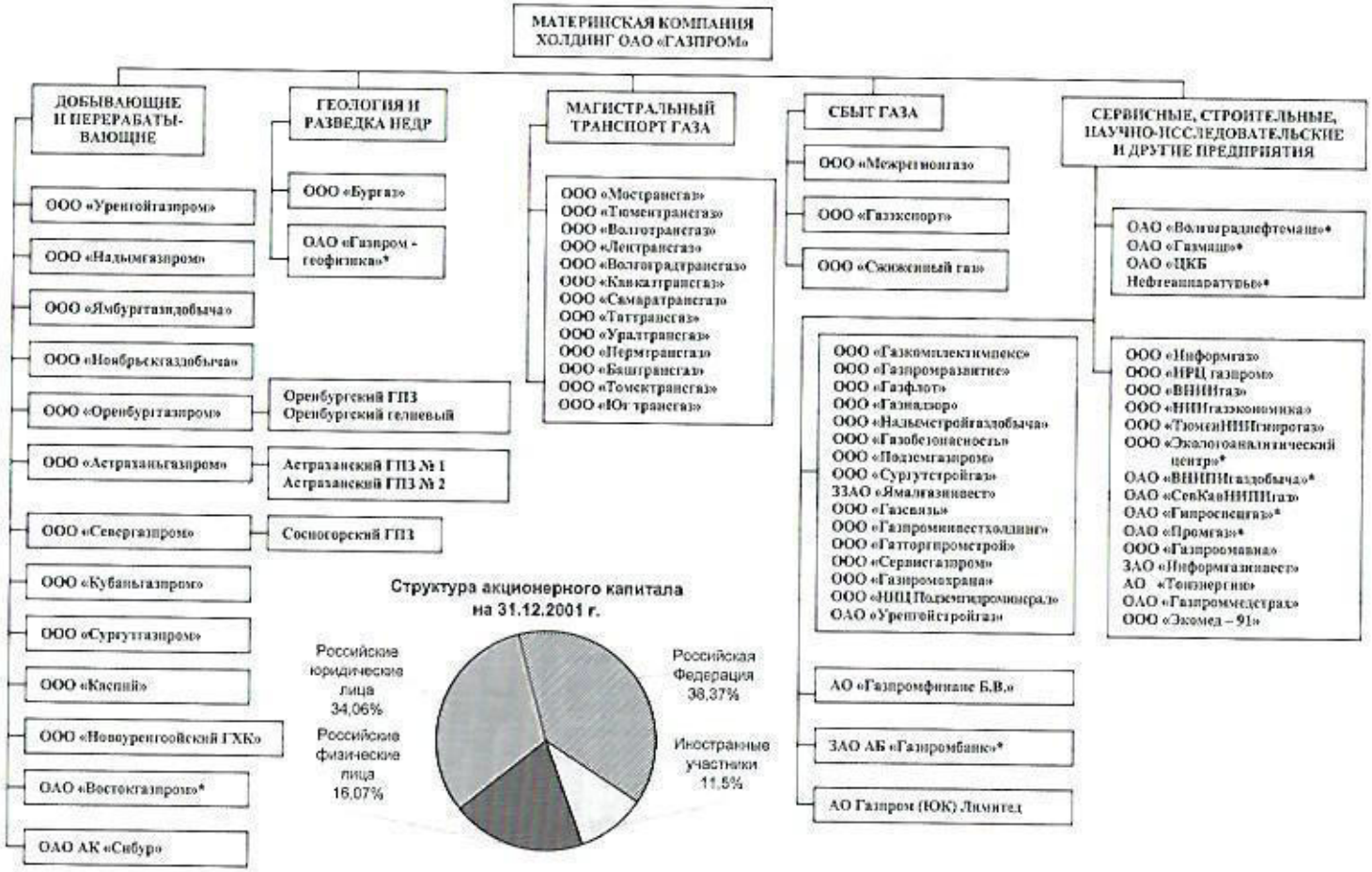


Рис. 2.3

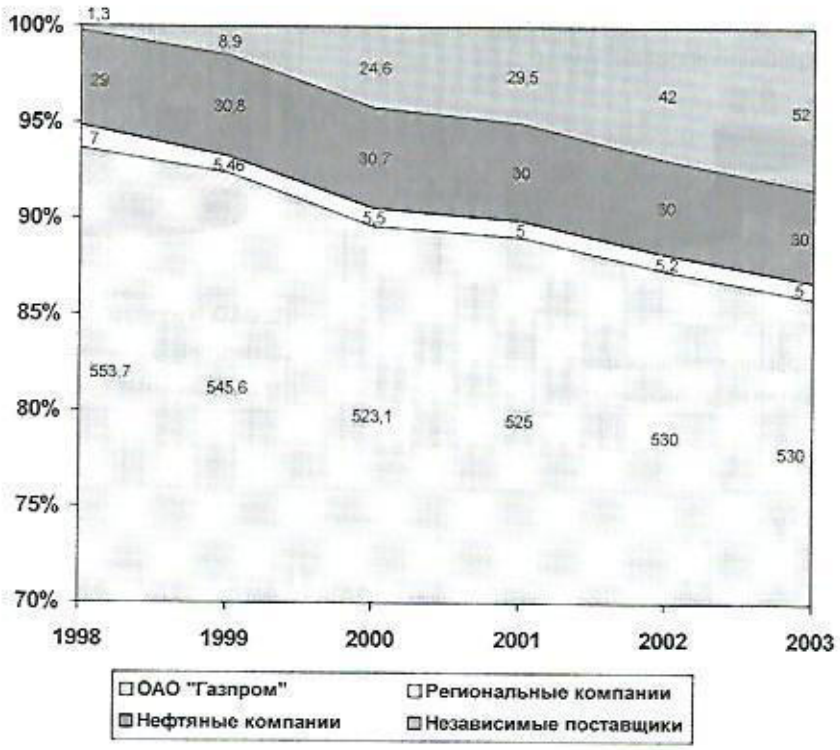
Структура распределения запасов и добычи газа по недропользователям в 2000 г.



Источник: [71]

Рис. 2.4

Структура распределения запасов и добычи газа по недропользователям



Источник: [71]

Рис. 2.5

Структура разведанных запасов газа России по компонентному составу, %



Таблица 2.1

Профильные производства в составе ОАО «Газпром» или под его контролем

Наименование	Основной производственный профиль
Уренгойгазпром	Добыча и переработка природного газа
Надымгазпром	Добыча природного газа
Ямбурггаздобыча	Добыча и переработка природного газа
Оренбурггазпром	Добыча и транспортировка природного газа
Астраханьгазпром	Добыча и переработка природного газа
Сургутгазпром	Добыча, переработка и транспортировка природного газа
Кубаньгазпром	Добыча, переработка и транспортировка природного газа
Ноябрьскгаздобыча	Добыча природного газа
Тюментрансгаз	Транспортировка газа
Лентрансгаз	Транспортировка газа
Мострансгаз	Транспортировка газа
Томсктрансгаз	Транспортировка газа
Пермтрансгаз	Транспортировка газа
Уралтрансгаз	Транспортировка газа
Баштрансгаз	Транспортировка газа
Волготрансгаз	Транспортировка газа
Кавказтрансгаз	Транспортировка газа
Югтрансгаз	Транспортировка газа
Таттрансгаз	Транспортировка газа
Самаратрансгаз	Транспортировка газа
Каспийгазпром	Строительство газопроводов и транспортировка газа

(Окончание на следующей странице)

Таблица 2.1 (окончание)

Центргаз	Газификация центрального Нечерноземья, реконструкция магистральных газопроводов
Волгогаз	Газификация промышленных и сельскохозяйственных объектов
Межрегионгаз	Координация торговли природным газом на территории России
Ульяновскгазсервис	Обслуживание газопроводов
Газэкспорт	Экспорт природного газа, импорт оборудования
Сжиженный газ	Поставка и реализация сжиженного газа
Востокгазпром	Координация политики «Газпрома» в восточных регионах страны и прилегающих станах
ЗАО «Росшельф»	Освоение нефтегазовых месторождений на шельфе арктических морей России
Зарубежнефтегаз	Реализация проектов за пределами России
ОАО «Газсибконтракт»	Добыча и переработка попутного нефтяного газа, продажа продуктов его переработки
Сибнефтегазпереработка	Добыча, транспортировка и переработка газа
ОАО «Сургутский газоперерабатывающий завод»	Переработка попутного нефтяного газа
ОАО «Пермский газоперерабатывающий завод»	Переработка попутного нефтяного газа
Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод	Переработка природного газа
АО «Газум» (Финляндия)	Транспортировка газа
«Винтерсхал Газ ГмбХ» (Германия)	Транспортировка газа
«EVROPOL GAZ»	Транспортировка и реализация газа
АО ОВЕРГАЗ	Транспортировка газа
АО GAMMA GAZPROM	Транспортировка газа
АО Вольта	Транспортировка и реализация газа
Латвияс Газе	Транспортировка и реализация газа

Источник: [74]

Таблица 2.2

Основные показатели развития газодобывающей отрасли

Показатели	1990	1991	1993	1995	1997	1999	2001
Добыча газа – всего, млрд.куб.м	640, 6	643,1	617,6	595,7	571,1	591,6	581,0
в т.ч. природного	602,1	607,7	588,8	570,0	573,8	563,7	550,8
попутного	38,5	35,4	28,8	25,7	27,3	28,0	30,2
из нее:							
Добыча газа (ОАО «Газпром» и другие газодобывающие объединения Минэнерго РФ), млрд.куб.м	596,9	601,8	577,7	559,5	533,8	545,6	511,9
в т.ч. природного	595,8	601,5	577,4	559,0	533,2	544,6	510,9
попутного	0,	0,3	0,3	0,5	0,6	1,0	1,0
Добыча газа (ГП «Роснефть» и другие нефтедобывающие предприятия Минэнерго РФ), млрд.куб.м	44,5	41,3	33,5	29,0	29,4	29,6	32,2
в т.ч. природного	6,3	6,2	5,0	4,8	4,5	4,3	5,1
попутного	38,2	35.1	28,5	24,2	24,9	25,3	27,1
Добыча газового конденсата всего, тыс.т.	10212,1	10306,8	8604,8	8339,9	8780,5	9714,0	10678,0
в т.ч. ОАО «Газпром» и другие газодобывающие объединения Минэнерго РФ	9903,6	9883,9	8271,7	7898,9	8350,4	9279,1	9567,4
Добыча природного газа по категориям скважин всего, млрд.куб.м	601,1	607,7	588,8	570,0	543,8	563,7	550,8
старые	…	…	556,9	560,3	533,8	555,5	534,6
новые	…	…	31,9	9,7	10,0	8,7	16,2
Добыча природного газа по категориям скважин (ОАО «Газпром» и другие газодобывающие объединения Минэнерго РФ), млрд.куб.м	595,8	601,5	577,4	559,0	533,2	544,6	510,9
старые	581,6	588,5	562,6	560,3	523,5	540,7	497,7
новые	14,2	13,0	14,9	8,7	9,7	3,9	13,2
Собственные нужды и потери газопроводов, млрд.куб.м	63,6	63,5	57,1	54,2	47,7	50,8	45,6
Средний дебит газовых скважин – всего тыс.куб.м./скв.-мес.	10227,8	10138,4	9529,6	9104,2	8828,2	8782,2	8223,5
по категориям: старые	…	…	9231,4	9065,9	8864,9	8749,0	8045,9
новые	…	…	22238,9	12058,2	14060,0	12582,0	16429,6

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 2.2 (продолжение)

Средний дебит газовых скважин (ОАО «Газпром») тыс.куб.м./скв.-мес.	12128,1	12001,8	11194,7	10459,5	9687,7	9634,1	8932,3
по категориям: старые	11903,5	11713,0	10860,1	10410,0	9618,3	9635,7	8804,9
новые	19981,5	30551,7	24453,7	14714,1	15836,0	9415,1	19468,9
Фонд эксплуатации газовых скважин (на конец года), всего	5881	6224	6602	6310	6432	6331	6804
действующие	5143	5198	5424	5492	5629	5718	6145
в т.ч. ОАО «Газпром» и другие газодобывающие объединения	…	…	5353	5509	5658	5421	5734
действующие	…	…	4661	4829	5109	4966	5247
Ресурсы нефтяного (попутного) газа, млрд.куб.м	48,2	45,6	35,3	30,5	33,0	35,5	37,7
в т.ч. сожжено в факелах	9,7	10,0	6,3	5,9	5,4	5,4	7,4
Уровень использования попутного газа, %	80	78	81,4	80,2	82,6	79,5	80,5
Количество ПХГ, единиц	21	23	23	21	21	22	
Закачка активного и подушечного газа в ПХГ, млрд.куб.м.	27,8	31,1	41,1	38,2	35,0	52,6	
Отбор активного газа из ПХГ, млрд.куб.м	24,9	29,1	28,3	26,1	46,5	52,5	48,3
Коммерческая скорость бурения эксплуатационных скважин, м/ст.-мес.							
Россия	913	913	906	…	1124	1434	1378
ОАО «Газпром»	906	915	1017	709	796	930	1313
Средняя глубина законченных бурением скважин (ОАО «Газпром»), м							
эксплуатационных	1872	1794	1936	1414	1331	1232	1508
разведочных	2634	2362	2314	1784	2466	2688	1663
в т.ч. на газ							
эксплуатационных	…	1895	2351	1549	1449	1469	1531
разведочных	…	2398	2252	1512	2478	3355	3423

(Окончание на следующей странице)

Таблица 2.2 (окончание)

Использование календарного времени в бурении (ОАО «Газпром»), тыс.ч							
эксплуатационном	854,9	707,0	480,0	351,7	232,4	142,3	96,7
разведочном	207,2	180,2	140,5	185,6	143,0	129,9	139,6
Объем бурения газовых скважин, всего, тыс.м	1235,4	1180,5	574,2	332,8	301,7	187,1	
эксплуатационных	736,6	609,8	405,4	229,8	204,1	135,4	206,9
разведочных	498,8	570,7	141,8	103,0	97,6	51,7	
Объем бурения скважин (ОАО «Газпром»), тыс.м							
эксплуатационных	1141,2	1076,1	560,7	346,5	256,8	183,6	176,3
разведочных	1141,2	104,0	107,8	82,9	88,4	63,1	59,5
из них – на нефть							
эксплуатационных	241,4	330,9	150,2	41,5	9,2	…	0,7
разведочных	11,2	24,6	42,7	23,0	10,6	20,1	19,9
из них – на газ							
эксплуатационных	713,2	582,6	290,2	217,4	177,1	113,5	145,4
разведочных	53,1	41,6	55,3	50,9	71,9	36,8	33,8
Коэффициент эксплуатации действующего фонда газовых скважин,	0,952	0,956	0,952	0,947	0,939	0,951	0,952
в т.ч. ОАО «Газпром»	0,949	0,953	0,950	0,949	0,942	0,956	0,959

Источник: [73]

Таблица 2.3

Основные показатели развития газоперерабатывающей отрасли

Показатели	1990	1991	1993	1995	1997	1999	2001
Объем сырья для переработки по видам:							
газ нефтяной (попутный), млн.куб.м	27686,4	23828,3	19135,0	18237,1	11738,4	12274,0	14534,1
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	178,4	144,4	139,0		29,1	29,7	31,8
нефтедобывающие компании	27508,0	23683,9	18996,0	18237,1	11709,3	12244,3	14502,3
газ природный, млн.куб.м	48792,2	48345,0	42914,1	36370,9	33759,6	34896,6	34633,8
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	48672,8	48225,9	42697,9	36288,5	33728,5	34832,2	34569,9
нефтедобывающие компании	119,4	119,1	216,2	82,4	31,1	64,4	63,9
газовый конденсат, тыс.т							
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	2059,7	2262,6	2864,6	4112,8	451,3	4950,4	5050,8
нестабильный газовый конденсат, тыс.т							
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	13815,1	14156,7	11415,0	7672,2	8125,0	8981,9	9347,8
широкая фракция и продукты стабилизации, тыс.т							
нефтедобывающие компании	1240,0	—	1276,0	986,5	1573,0	1215,8	1663,5
Производство основных видов промышленной продукции газопереработки							
газ сжиженный, тыс.т	2367,6	2396,8	2081,5	1768,8	1890,4	2490,6	3730,0
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	849,9	796,7	709,2	633,3	637,3	1363,7	2114,8
нефтедобывающие компании	1517,7	1600,1	1372,3	1135,5	1253,1	1126,9	1615,2
сухой газ, млн.куб.м	66424,9	62111,7	57522,7	47427,7	48324,1	43159,6	41112,7
в т.ч. газ сероочистки (ОА «Газпром»)	43228,8	42517,0	39245,0	32151,0	31332,4	31738,2	27766,0
газ отбензиненный							
нефтедобывающие компании	23196,1	19594,7	18277,7	16119,3	16407,8	11421,4	13346,7
газ стабилизации							
(ОАО «Газпром»), млн.куб.м	490,4	552,8	514,1	402,5	375,8	384,6	313,2
нестабильный газовый бензин, тыс.т	5988,1	6101,2	4990,7	4257,2	3691,0	2470,7	2260,9
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	1939,0	1833,4	1741,5	1720,3	2076,6	900,6	—
нефтедобывающие компании	4049,1	4267,7	3249,2	2437,5	1614,4	1570,1	2260,9

(Окончание на следующей странице)

Таблица 2.3 (окончание)

дизельное топливо, тыс.т							
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	884,4	1018,8	1160,1	1147,6	1257,9	1521,1	1617,4
стабильный газовый конденсат, тыс.т							
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	8758,0	9524,0	5374,2	5080,0	5356,1	5912,4	6047,5
сера (газовая), тыс.т	1995,4	2352,9	2021,3	2435,7	2634,8	4071,0	4697,7
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	1988,2	2346,5	2017,5	2432,4	2631,1	4067,7	4494,7
нефтедобывающие компании	7,2	6,4	3,8	3,3	3,7	3,3	3,0
сажа (ОАО «Газпром») тыс.т	67,0	65,3	29,1	26,9	30,5	23,9	29,4
Этановая фракция, тыс.т							
ОАО «Газпром» и др. газодобыв. АО	288,7	286,4	270,8	272,0	268,8	310,6	285,9
нефтедобывающие компании	273,6	269,5	191,0	168,2	154,3	128,9	169,6

Источник: [73]

Таблица 2.4

Структура разведанных запасов газа по компонентному составу, %

Районы	Метановые	Метановые сероводород-содержащие	Этан-содержащие	Этансеро-водород-содержащие
РОССИЯ	57,1	0,6	34,4	7,9
Северный	18,3	31,1	37,1	13,5
Северо-Кавказский	54,5	13,6	31,9	—
Поволжский	2,1	0,9	0,2	96,8
Уральский	2,9	6,7	2,5	87,9
Западно-Сибирский	63,5	—	36,5	—
Восточно-Сибирский	27,4	0,2	72,4	—
Дальневосточный	23,6	0,4	76	—
Шельф	77,2	0,4	22,4	—

Таблица 2.5

Разведанные запасы попутных компонентов природного газа России, млн. т*

Регионы	Конденсат	Этан	Пропан	Бутаны	Газовая сера
РОССИЯ, всего	1800	1160	596	372	961
В том числе:					
Северный район	59	19	10	8	—
Баренцево море	13	—	—	—	—
Архангельская область	19	6	4	4	—
Республика Коми	27	13	6	4	—
Северный Кавказ	11	10	2	2	—
Краснодарский край	6	7	1	1	—
Ставропольский край	3	3	1	1	—
Прочие регионы	2	—	—	—	—
Урало-Поволжье	507	170	91	737	961
Астраханская область	425	88	49	45	922
Оренбургская область	74	78	40	27	39
Прочие регионы	8	4	2	1	—
Западная Сибирь	1111	844	431	253	—
Тюменская область	1075	830	415	242	—
Томская область	36	14	16	11	—
Восточная Сибирь	44	40	23	14	—
Красноярский край	27	21	13	7	—
Иркутская область	17	19	10	7	—
Дальний Восток	68	77	39	22	—
Саха (Якутия)	25	46	23	11	—
Сахалинская область	42	30	16	11	—
В том числе Шельф	4	30	16	11	—
Прочие регионы	1	1	—	—	—

** Значения меньше 1 млн.т не учитывались*

Источник [9]

Глава 3

ОСНОВНЫЕ ГАЗОВЫЕ РЫНКИ. РОЛЬ РОССИИ В ИХ ФОРМИРОВАНИИ

3.1. ОСНОВЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ

3.1.1. Становление рынков и вопросы энергетической безопасности

Закономерности формирования современной рыночной экономики, неравномерное распределение на территории земли топливно-энергетических ресурсов и обусловленное этим географическое несоответствие основных центров и районов добычи (производства) и потребления топлива и энергии форсировали становление и развитие различных **рынков энергоресурсов. Будучи вначале исключительно локальными и продуктовыми, эти рынки** со временем **эволюционировали в сторону региональных и глобальных (мировых) рынков отдельных энергоресурсов и региональных рынков энерготоваров,** или **энергетических рынков.**

В основе подобной эволюции наряду с общими тенденциями развития производительных сил лежит значительная взаимозаменяемость различных видов топлива и возможность преобразования их в конечные энергоносители — электроэнергию и тепло. Тем не менее, в настоящее время рынки отдельных энергоносителей (энерготоваров) как сегменты (сектора) энергетического рынка в силу технологических и/или регулятивных ограничений разделены, причём зачастую даже географическая близость не гарантирует единой торговли. Подлинно глобальный характер некоторых рынков (например, нефти) позволяет рассчитывать на то, что с ростом дерегулирования и развитием технологий интеграция рынка будет только расти.

Конечной целью развития энергетических рынков **является формирование глобального энергетического пространства** с едиными правилами «игры», построенными на принципах справедливой конкуренции, недискриминации, взаимодополняемости и взаимной выгоды. Формирование подобного энергетического пространства **в полной мере отвечает базовым принципам энергетической безопасности**, таким как гарантированность энергообеспечения и его надёжность, диверсификация используемых видов топлива и энергии, предотвращение энергорасточительства, учёт требований устойчивого развития и экологической безопасности и др.

Несмотря на то, что темпы и масштабы формирования отдельных энергетических рынков отличаются, основные закономерности присущи всем энергетическим рынкам. Безусловно, Россия с ее богатейшими ресурсами (в первую очередь газовыми) является ключевым элементом создаваемого будущего «общего энергетического рынка», и без активного участия России процесс его формирования будет существенно замедлен. Но не остановлен.

Формирование газовых рынков имеет много общего с развитием нефтяных рынков. В рамках монопольной структуры организации нефтяного рынка доминирующими видами сделок на нем были долгосрочные контракты, обеспечивающие минимизацию рисков поставки за счет привязки отдельных поставщиков и потребителей друг к другу. Такие контракты соответствовали интересам покупателей и продавцов в условиях, существовавших до начала 70-х годов, при сравнительно стабильных в текущем измерении ценах на нефть, устойчивом опережающем росте спроса на жидкое топливо и развивающейся инфраструктуре рынка.

Однако в условиях интенсивных колебаний (или скачков) цен и появления избытка предложения рынок продавцов превратился в рынок покупателей, которые, в условиях долгосрочных контрактов, вынуждены были брать на себя дополнительные ценовые риски. Уменьшить эти риски смог переход от долгосрочных контрактов к краткосрочным. Снижение риска поставки обеспечивалось в этой ситуации за счет создания разветвленной инфраструктуры (сети терминалов, трубопроводов и коммерческих запасов жидкого топлива по всему миру) при расширении географии добычи углеводородов, что гарантировало как производителям, так и потребителям возможность выбора контрагентов, то есть реализацию **принципа множественности покупателей и поставщиков.**

Таким образом, наряду с долгосрочными и среднесрочными контрактами стал активно развиваться рынок контрактов краткосрочных, в том числе наличного товара с немедленной (спот) и отсроченной (форвард) поставкой. В результате во второй половине 80-х годов стало возможным формирование фьючерсного рынка, то есть рынка нефтяных контрактов со всеми атрибутами рынка ценных бумаг и с возможностью не только спекулятивной игры на котировках цен на нефть, но и использования механизмов хеджирования — страхования ценовых рисков. В рамках новой — конкурентной — организации нефтяного рынка поставщики и покупатели получили возможность уравновесить (сбалансировать) свои интересы за счет минимизации рисков поставки (обеспечивает развитая инфраструктура) и ценовых рисков (обеспечивает фьючерсный рынок нефтяных контрактов). К настоящему времени

на мировом рынке нефти произошла практически полная перестройка его организации — от монопольной к конкурентной.

По сходным с нефтью объективно обусловленным сценариям развиваются рынки и других энергоресурсов, описываемые так называемой «кривой Хубберта» (см. **рис. 3.1**). В первую очередь, это относится к региональным рынкам газа — с соответствующими лагами запаздывания по сравнению с этапами развития рынка нефти. Раньше всех произошел переход к конкурентной форме организации на рынке газа США, следом за ним аналогичный рынок сформировался в Великобритании. В настоящее время такой рынок создается и в континентальной Европе, ускорение ему придает принятая ЕС «Европейская директива по газу».

Объективной предпосылкой перехода к конкурентной организации рынка газа является наличие соответствующей разветвленной газовой инфраструктуры, обеспечивающей множественность выбора между поставщиками и потребителями. Одной из ее характеристик может служить соотношение протяженности распределительных газовых сетей и магистральных газопроводов. По оценкам специалистов, в США этот показатель составляет 12:1, в Западной Европе — 10:1, в России — 2:1. Данная характеристика свидетельствует о том, что **Россия** в настоящее время **находится на более ранней стадии формирования газового рынка со всеми вытекающими из этого последствиями.**

Дерегулирование энергетических рынков в Европе и в США производилось как в интересах потребителей, стремившихся получать плоды свободной конкуренции в виде снижения цен и улучшения качества товаров и услуг, так и в интересах производителей, жаловавшихся на недостаточную инвестиционную привлекательность их бизнесов, продукты которых продаются по регулируемым государством ценам. Те же причины заставляют проводить либерализацию энергетических рынков в России. Однако в силу вышеотмеченного отставания от развития газовой инфраструктуры, от России нельзя требовать тех же темпов либерализации, которые наблюдаются в Западной Европе.

Все либерализованные рынки имеют принципиально схожие тенденции развития. Свобода заключения сделок приводит к унификации контрактов, концентрации спроса и предложения, появлению хеджеров, инвесторов и спекулянтов, профессиональных посредников и консультантов. На дальнейших этапах появляются организованные торговые площадки, институты саморегулирования, стандарты раскрытия информации. Спотовый, форвардный, фьючерсный и опционный рынки энергии быстро обретают сходство с фондовыми и товарными биржами.

Имея доступ к глобальным и локальным энергорынкам, потребители получили возможность формирования портфелей энергетических товаров. Приобрели популярность сложные стратегии, учитывающие весь вертикальный процесс создания стоимости: от шахт и скважин до лампочек в домах и моторов на фабриках. Новые продукты, возникающие в результате увязывания реальных товаров, финансовых и страховых контрактов и услуг, привели к возникновению целой отрасли дилеров энергетического рынка, объединяющих функции игрока, посредника и консультанта.

3.1.2. Основные закономерности развития рынков газа

Зарубежные специалисты [80, 81] **в развитии рынков газа выделяют четыре основных этапа:** зарождение, рост, развитие и переход к конкурентному виду.

На первом этапе (его ещё называют стадией зачаточного развития) освоение месторождений газа происходит в условиях отсутствия сформированной системы газоснабжения, поэтому газовые контракты вначале попарно связывают индивидуальных производителей и потребителей. Специфика газового бизнеса предопределяет, что на этом этапе основные капиталовложения осуществляются не в добычу газа, а в строительство газопроводов. Следовательно, освоение газовых месторождений должно предусматривать длительный период максимальной добычи в целях оптимальной загрузки трубопроводов и быстрейшей окупаемости инвестиций в проект.

В целях реализации «эффекта масштаба», освоение ресурсов газа начинается, как правило, с крупных месторождений. Следовательно, в целях минимизации издержек формирования «стартовой» газовой инфраструктуры, потребители газа должны также быть крупными и единичными (в промышленности, электроэнергетике) или концентрировать значительный спрос в рамках малой территории (коммунально-бытовой сектор в крупных городах), то есть быть заинтересованными в стабильных долгосрочных поставках. Минимизация риска поставки на этом этапе обеспечивается применением механизма долгосрочных контрактов типа «бери и/или плати», а ценового риска — применением формулы ценообразования «кост-плюс» (cost +). В ее рамках контрактная цена газа устанавливается по принципу: издержки плюс налоги плюс приемлемая рентабельность. Аналогичный механизм применялся на начальном этапе формирования нефтяного рынка в рамках «традиционных концессий».

Сочетание долгосрочного характера контрактов, гарантирующих объемы продаж в течение всего (или большей части) срока разработки месторождения газа, и цены, гарантированно покрывающей издержки плюс налоги, предоставляет возможность для привлечения заемного финансирования, в качестве обеспечения которого выступает будущая выручка от реализации проекта. Такая схема минимизирует риски долгового финансирования и стоимость заемных средств, то есть финансовые издержки реализации проекта, которые могут быть особенно высоки в странах с переходными экономиками и только формирующейся правовой системой, при которой контрактное право еще недостаточно развито. На начальной стадии развития рынка цена на газ определяется, исходя из экономики отдельных газовых проектов, разрабатываемых независимо друг от друга, поэтому цены отдельных контрактов не связаны между собой. Единой, унифицированной цены на газ в это время не существует. Контрактная цена газа может расти вследствие освоения более труднодоступных месторождений и монопольной организации самого рынка.

Общими характеристиками первого этапа (который длится до 25 лет) являются:

- слабо развитая газовая инфраструктура;

• незначительно число участников рынка;
• большой технологический и политический риск;
• ограниченная нормативно-правовая база.

На первом этапе большую роль в развитии газовых рынков играет государство. Понимая необходимость освоения ресурсов газа, развития газовой инфраструктуры и увеличения выработки электроэнергии на газе (а в ряде случаев — и возможность за счёт газа улучшить платёжный баланс страны путём отказа от импортируемых нефтепродуктов), государство не только обеспечивает инвесторам соответствующие стимулы, позволяющие им идти на больший риск, не только создает условия для освоения газовых ресурсов, но и осуществляет масштабные инвестиции в развитие отрасли. Естественно, что на этом этапе формирования газового рынка государство осуществляет и регулирование его развития.

Второй этап в истории формирования газовых рынков — **этап роста** — самый короткий. Его продолжительность составляет около 5 лет. Этот этап характеризуется:

• развитием инфраструктуры газового рынка;
• ростом числа участников рынка;
• началом и расширением конкуренции между участниками;
• ослаблением факторов рыночного риска;
• потребностью в нормативной основе для формирования структуры рынка.

На втором этапе меняется и совершенствуется роль государства в развитии рынка. Основными задачами на этом этапе становятся адекватность использования ресурсов (т.е. ограничение дублирования), обеспечение масштабного роста частых инвестиций и стимулирование дальнейшего расширения инфраструктуры. Соответственно, государственная политика в газовой отрасли нацеливается на создание стимулов для эффективного использования ресурсной базы, на создание условий, обеспечивающих расширение доступа новых потребителей к газу, и на содействие созданию чёткой нормативно-правовой базы для новых проектов. Именно **в этот период закладывается** та **основа,** которая позволяет говорить о формировании **государственной политики в газовой отрасли** как об отдельной части энергетической политики в целом.

Этап развития газового рынка (третий этап) — наиболее продолжительный и наиболее важный для формирования энергетических рынков в целом. При переходе к этому этапу (или к стадии интенсивного развития) происходит смена доминирующей формулы ценообразования и видов контрактов. Расширяя зону своего применения, газ вступает в конкуренцию с другими энергоносителями в различных сферах конечного потребления. По мере формирования газовой инфраструктуры и захвата новых сегментов рынка появляется возможность установления единых цен на газ. Чтобы иметь долгосрочные конкурентные преимущества, его цена должна адекватно соотноситься с ценами альтернативных ему энергоносителей. Поэтому на данном этапе начинают широко применяться различные «формулы привязки» к ценам заменителей газа в конкретных сферах потребления — нефтепродуктов, угля, электроэнергии.

Использование «формулы привязки» в качестве механизма формирования цен на газ позволяет также сглаживать ценовые колебания на рынке энергоресурсов, к которым привязываются цены газа, и переносить их на рынок последнего с лагом запаздывания (беря, например, за основу усредненные значения цен альтернативных газу энергоресурсов за период в несколько месяцев, предшествующих расчетной дате). Такой механизм ценообразования создает дополнительные ценовые стимулы для расширения спроса на газ в период повышающейся ценовой конъюнктуры на рынке нефти, когда цены на газ растут вдогонку за ценами на нефть, но не опережают их. Но при этом цены на газ могут оказаться выше цен на конкурентные нефтепродукты в период понижения цен на рынке нефти, что также происходит вследствие действия механизма «формулы привязки». Тем самым будут создаваться стимулы для переключения спроса на альтернативные газу энергоресурсы, увеличения избытка его предложения, появления краткосрочного предложения газа по демпинговым ценам (ниже расчетных цен «формул привязки»), то есть по ценам спроса, и повышения заинтересованности потребителей в переходе от долгосрочных к краткосрочным контрактам на поставку газа.

С дальнейшим развитием рынка газ завоевывает оптимальную для себя нишу, определяемую зоной его конкурентных преимуществ. Наращивание предложения ведет к усилению конкуренции, развитию инфраструктуры газоснабжения, появлению множественности поставщиков и путей доставки газа на рынок (реализация концепции «множественности путей доставки» как механизма снижения риска поставки), а также к росту объемов спотовой торговли, ведущей на рынке избыточного предложения к дальнейшему снижению цен (краткосрочные контракты как механизм снижения ценового риска для потребителей). Однако массовый переход к краткосрочным контрактам, как доминирующей форме соглашений между поставщиками и потребителями, станет возможным только тогда, когда завершится формирование базовой газовой инфраструктуры, окупятся произведенные ранее капиталовложения в долгосрочные капиталоемкие проекты по добыче и транспортировке газа. Таким образом, этот переход произойдет тогда, когда капиталовложения в новые проекты будут «добавлять» очередные альтернативные пути и источники поставок газа в дополнение к уже существующим, а не являться вложениями в реализацию пионерных проектов в новых районах с отсутствующей или слабо развитой инфраструктурой.

Преждевременный отказ от долгосрочных контрактов в пользу краткосрочных ведет к увеличению рисков финансирования крупномасштабных инвестиционных проектов в газовой отрасли и перекладыванию этих повышенных рисков на производителей газа, для которых, таким образом, значительно возрастают финансовые издержки реализации данных проектов. В итоге **капиталовложения в новые проекты могут резко сократиться** в связи с нехваткой финансирования, по крайней мере, до тех пор, пока не будут найдены эффективные механизмы перераспределения финансовых рисков между всеми участниками газового бизнеса.

Именно **в преждевременном отказе от долгосрочных контрактов кроется одна из основных угроз энергетической безопасности,** причём эта угроза тем

более опасна, что она долгое время находится в скрытой форме, таится за видимым благополучием газовой отрасли.

Следует, однако, отметить, что эта угроза может сыграть и положительную роль, т.к. нехватка инвестиций в газовую отрасль может замедлить наращивание масштабов развития рынка и создаст стимулы не столько для увеличения поставок первичной энергии, сколько для повышения эффективности ее использования, с одной стороны, и для снижения издержек производства первичной энергии, с другой.

На стадии интенсивного развития рынка монопольная форма его организации утрачивает способности его дальнейшего эффективного развития и уступает место конкурентной организации рыночного пространства, нацеленной на снижение издержек и повышение эффективности во всех звеньях «энергетической (газовой) цепочки». На этой стадии краткосрочные и разовые сделки начинают преобладать, создавая предпосылки для организации биржевой торговли «бумажным» газом (биржевыми газовыми контрактами), что представляет алгоритм, аналогичный переходу к биржевой торговле на рынке нефти. При этом сохранятся и долгосрочные контракты, ценовая формула которых будет привязана к биржевым котировкам.

Этап интенсивного развития газового рынка характеризуется следующими основными особенностями:

- хорошо развитой инфраструктурой;
- замедлением темпов роста спроса на газ (рынок газа уже близок к насыщению);
- большим количеством числа участников рынка;
- регулированием деятельности естественных монополий.

Однако на третьем этапе формирования рынка газа всё более выпуклыми становятся и его недостатки, к которым в первую очередь относится недостаточное использование возможностей конкуренции и неэффективная структура рынка.

Задачи государства на этом этапе приобретают всё в большей мере черты экономического регулирования. К ним (задачам) относятся: развитие политики поддержки энергетических предприятий, отделение экономического регулирования от других мер государственного воздействия на рынок, ослабление финансового бремени для государства по поддержке отрасли и обеспечение саморегулирования на базе конкуренции. Соответственно, целями государственной политики в газовой отрасли становятся: создание правовых условий для защиты потребителей, создание специального регулирующего органа, приватизация государственных предприятий отрасли, стимулирование конкуренции и др.

Четвёртый этап развития рынка газа может наступить лишь тогда, когда рынок достигает зрелого возраста, т.е. по прошествии не менее чем 40 лет его развития. На этом этапе, этапе конкурентного развития, на стадии зрелого рынка, развитие газовой инфраструктуры заменит «формулы привязки» (в которых ценообразование происходит по принципу конкуренции между газом и альтернативным ему энергоносителем) на биржевые котировки. На бирже конкурентное ценообразование будет происходить в рамках пары «газ — газ». Цены на зрелом, конкурентном рынке будут характеризоваться тенден-

цией к понижению. Конкурентные преимущества на таком рынке будут иметь те производители, которые смогут еще быстрее снижать издержки и глубже проникать на рынок конечного потребления, где цены наиболее высоки.

Четвёртый этап — сформировавшийся, зрелый, конкурентный рынок — характеризуется:

- активной конкуренцией и низкой прибыльностью;
- эффективными рыночными структурами — центрами торговли и прозрачным ценообразованием;
- ценообразованием на основе межгазовой конкуренции;
- огромным числом участников рынка;
- горизонтальной интеграцией со смежными отраслями;
- разукрупнением (дезинтеграцией) цепочки снабжения газом.

Задачи государства на этапе конкурентного, зрелого рынка всё больше смещаются в плоскость повышения эффективности рынка — использования конкуренции как способа его регулирования, достижения рыночной эффективности, регулирования только структур, остающихся монопольными. В соответствии с этими задачами государственная политика в газовой отрасли направлена на создание рыночных структур для привлечения новых участников и собственно рынков для обеспечения эффективной торговли ресурсами, а также на отказ от регулирования во всех конкурентных сегментах рынка.

В общем виде этапы развития рынков газа показаны на **рис. 3.2**.

Разные рынки газа (страновые и региональные) находятся на различных этапах своего формирования. Большинство из них (страны Европы и ЕС в целом, Аргентина, Япония) находятся на втором этапе — этапе роста, газовый рынок Великобритании относят к третьему этапу, а газовые рынки США, Канады, Австралии — к четвёртому этапу, этапу развитого рынка. На начальной стадии развития — на этапе зарождения — находятся газовые рынки Индии, Китая, Бразилии и многих других государств, а также южноазиатский, восточноазиатский и латиноамериканский рынки газа в целом.

Газовый рынок России можно отнести в рассмотренной шкале зрелости **ко второму этапу** — этапу роста, хотя **в нём зримо присутствуют и отдельные элементы (черты) третьего этапа.**

3.1.3. Участники энергетических рынков и торговля энерготоварами

Как и на традиционных рынках, **основными агентами на энергетических рынках являются производители и потребители.** Именно с их деятельности начинаются торговые операции (продавец-покупатель), лежащие в основе формирования рынка. Однако по мере развития энергетических рынков появляются всё новые и новые агенты — действующие лица, обеспечивающие, прежде всего, инфраструктуру рынка и его распространение на новые территории.

Рассмотрим кратко основных участников развитого энергетического рынка. Их можно сгруппировать следующим образом [82]:

- **Потребители и производители.** Потребители энергоресурсов в первую очередь заинтересованы в покупке энергии оговоренного качества для своих нужд на определённый период времени, а производители — в продаже её.

И те, и другие заинтересованы также в получении объективной ценовой информации для принятия деловых решений. Колебания цен на свободном рынке, гораздо более существенные, чем те, к которым привыкли производители и потребители в период государственного регулирования, способствовали формированию спроса на хеджирование рисков. При наличии ликвидного рынка энерготоваров потребители и производители получают возможность на определённые периоды времени застраховаться от колебаний цен не через заключение долгосрочных прямых контрактов, а через торгуемые на организованных рынках производные инструменты.

• **Хеджеры.** К этой группе участников рынка относятся те же производители и потребители, выходящие на рынок не с целью продажи или приобретения товара, а с целью страхования своего бизнеса на случай развития событий по тому сценарию, который представляется им неблагоприятным. Практически повсеместно дерегулирование энергетического рынка проводится поэтапно. Сначала доступ к свободным ценам и новым типам контрактов получают только крупные потребители, способные обеспечить максимальный уровень закупок. Тем не менее, большие массы мелких потребителей, вплоть до домашних хозяйств, представляют не меньший интерес для рынка и в совокупности образуют существенный сектор спроса. Аналогично тому, как на рынке частных сбережений для обслуживания мелких инвесторов возникают взаимные фонды и иные формы коллективных инвестиций, на рынке электроэнергии их место занимают агрегаторы.

• **Агрегаторы.** Агрегаторами являются профессиональные посредники, собирающие мелких потребителей в пулы и выступающие от их имени покупателями на дерегулированных оптовых рынках. В роли агрегаторов могут выступать специализированные сбытовые компании, местные сетевые компании или кооперативы, образованные самими потребителями. Асимметрия информации между продавцами и покупателями энергии, невозможность для непрофессионала собрать и проанализировать весь объём информации о рынках в масштабах региона, ограничения на доступ к инфраструктуре торговли — всё это привело к появлению классического типа посредника — энергетических брокеров.

• **Брокеры.** Брокерами являются профессиональные посредники, представляющие на нынешнем этапе развития рынка специфические интересы производителей или покупателей энергии при доступе к торговым системам, или в переговорах с новым типом участников энергетического рынка — энергетическими дилерами, либо маркетерами (power marketers). Брокеры дают клиенту весь объём информации о доступных товарах, ценах, типах контрактов, а также аналитические исследования и обзоры рынка. Однако брокеры не участвуют в сделках своим капиталом и не перераспределяют риски между участниками рынка. Наибольшее внимание клиентов и регулирующих органов сегодня привлекают энергетические дилеры. Компании, готовые вкладывать свои деньги в формирование портфелей энергопродуктов для перепродажи, приобретают всё больший вес на рынке. Как правило, они не ограничивают свой бизнес той или иной географией и развивают операции на глобальной основе, то есть всюду, где степень либерализации рынков достигла необходимого уровня.

• **Энергетические дилеры (маркетеры).** К этим участникам рынка относятся компании, заключающие за свой счёт сделки с энергетическими товарами на организованных или внебиржевых рынках, а также предоставляющие услуги по управлению позициями и рисками для производителей и потребителей энергии. Дилеры либо принимают на себя рыночные риски, либо перепродают их клиентам или контрагентам. Первоначально покупка энергетических товаров для дальнейшей перепродажи использовалась крупными производителями и дистрибьюторами как возможность компенсировать колебания в ценах и объёмах предложения и спроса. Многие крупнейшие энергетические дилеры сегодняшнего дня построили трейдинговый бизнес на основе владения собственными энергетическими активами, и до сих пор лидеры рынка владеют значительными мощностями, даже увеличивают их, сопровождая выход на новые рынки приобретением местных компаний.

Среди ведущих энергетических дилеров США (*табл. 3.1*) в 1999-2000 гг. первое место занимала печально знаменитая компания «Энрон», банкротство которой потрясло энергетический рынок Соединённых Штатов. Однако банкротство даже ведущего энергетического дилера не привело к серьёзным угрозам энергетической безопасности ни США в целом, ни их отдельных регионов.

Обслуживание клиента дилером начинается со всесторонней оценки его потребностей в отношении объёмов, надёжности и качества поставок. Особенности контрактов часто определяются существующей инфраструктурой и влиянием государства на те или иные рынки. Для клиентов важно добиться оптимальной структуры энергетического портфеля, состоящего из различных продуктов. Цели клиента могут заключаться как в фиксировании затрат на энергию на некий период времени, так и во взятии на себя рисков и связанных с рисками возможностей заработать. Предложение энергодилера может включать оптимальную структуру контрактов, лучших поставщиков, необходимые инвестиции в технологии, особенно в энергосбережение, мониторинг систем теплоснабжения, освещения, кондиционирования.

Отдельную группу образуют энергетические услуги, не включаемые напрямую в портфель энергетических активов. Потребитель, не будучи профессионалом в области энергетики, всегда будет нуждаться в услугах консультантов по оптимизации технологий, энергосбережению, автоматизации биллинга или в полной передаче управления счётчиками, биллингом и оплатой счетов стороннему контрактору. Существенной компонентой является содействие в заключении контрактов на обслуживание и ремонт, а также стратегия выделения резервных мощностей и их использования в случае аварий или для продажи на рынке. Одной из интересных бизнес-моделей энергоконсультантов является участие энергокомпании в экономии клиента. Получая долю в будущем сокращении расходов, энергокомпания консультирует клиента и может даже профинансировать установку измерительного оборудования или внедрение энергосберегающих технологий.

Биржевые и внебиржевые контракты на энергетические товары различаются в зависимости от потребностей участников сделок. Однако все они складываются из основных типов контрактов, хорошо известных на товарных и финансовых рынках и позволяющих построить сложные стратегии, страхующие комплексные риски производителей и потребителей.

Базовым типом контрактов являются **спотовые сделки**, предусматривающие поставку товара и оплату немедленно. Как правило, спотовые сделки не позволяют отказаться от поставки или заменить её денежными расчётами между покупателем и продавцом. Спотовый рынок может быть более динамичен, чем рынки производных инструментов, но его объёмы могут быть значительно меньше объёмов форвардных и фьючерсных рынков.

Форвардный рынок предусматривает обязательство купить или продать товар в будущем по оговоренной цене. Форвардные контракты различаются временем исполнения, стандартными условиями поставки, а также особенностями расчётов. Форвардные контракты, как правило, заключаются непосредственно между сторонами на внебиржевом рынке (в отличие от фьючерсных контрактов).

Фьючерсы являются стандартными контрактами, условия которых идентичны форвардным. Однако фьючерсные контракты отличаются максимально возможной стандартизацией условий и торгуются на биржах, где клиринговые расчеты выступают единой стороной сделки для всех участников. Как правило, фьючерсные контракты требуют не полной оплаты стоимости контракта в момент заключения, а только оплаты фиксированной части, так называемой «маржи». При движении рынка выигрыш или проигрыш сторон фьючерсного контракта зачисляется на их счета в клиринговой палате, и заключение сделки противоположной направленности позволяет реализовать прибыль или убыток и выйти из сделки. Если позиция по фьючерсному контракту не закрыта до его истечения, расчётные фьючерсы могут быть закрыты исходя из цен спотового рынка, а поставочные фьючерсы позволяют получить реальный товар в оговоренных пунктах поставки. Наличие спотового, фьючерсного и форвардного рынков позволяет строить стратегии хеджирования сделок.

Свопы предполагают обмен потоками платежей или иными выгодами от двух портфелей активов. На энергетических рынках свопы часто обозначают просто долгосрочные серии форвардных или фьючерсных контрактов. Например, стороны обмениваются платежами, равными разнице цен спотового рынка газа этого месяца и фиксированной (или индексированной) цены. Такая сделка позволяет зафиксировать цену (или привязать её к индексу) на оговоренный период, для которого не существует в точности соответствующих стандартных контрактов.

Популярными комбинированными стратегиями на рынках производных энерготоваров являются **спрэды**. Спрэд предполагает фиксацию цены на покупку одного товара и продажу другого, то есть комбинацию двух фьючерсов. Важными видами спрэдов являются **искровой спрэд**, отражающий разницу цен на электричество и топливо, используемое для его производства, и **перегонный спрэд**, отражающий разницу цен сырой нефти и получаемых из неё нефтепродуктов.

Дерегулирование и развитие ликвидных рынков привели к формированию спроса на более гибкие инструменты, позволяющие не просто фиксировать условия деятельности на будущее, но и получать прибыль при движении цен в благоприятную сторону. Для использования таких возможностей на финансовом рынке используются опционы.

Опционный контракт даёт право вступить в сделку на оговоренных условиях. Предметом сделки, лежащей в основе опциона, может быть товар, фьючерсный контракт или портфель контрактов, такой, как своп.

Если в опционном контракте на покупку (**опционе колл**) цена товара будет выше оговоренной цены исполнения опциона, опцион выгодно исполнить, и его владелец получит прибыль. При падении цены ниже спотовой опцион истечёт неисполненным. Аналогично при цене исполнения опциона на продажу (**опциона пут**) большей, чем цена товара спот, продажа по нему принесёт владельцу прибыль, а при меньшей — владелец откажется его исполнять. За право выбора или отказа покупатель опциона платит при заключении опционного контракта премию продавцу опциона. Использование опционов позволяет зафиксировать нижнюю или верхнюю границу будущей сделки (стратегия **пол** или **потолок**) и получать весь объём прибыли в случае движения цен в другую сторону. Комбинация покупки разнонаправленных опционов (пола и потолка) позволяет построить **коридор**, в котором покупатель будет покупать (или продавец продавать) товар по рыночной цене. Однако если цена выйдет за пределы коридора, владелец опционов будет иметь гарантированную цену.

Оборот биржевых площадок по энергетическим товарам растёт во всём мире. Государственные ограничения, действующие на некоторых рынках, накладывают существенные ограничения на обращающиеся товары. Связь торговли электроэнергией с диспетчеризацией пока ещё не привела к полноценному разделению этих услуг и возможности организовать отдельную торговлю, хотя скандинавские страны продвинулись по этому пути дальше, чем США. Торговля успешно развивается как на старых товарных биржах, получивших согласие властей на расширение круга предлагаемых продуктов, так и на новых площадках, пользующихся возможностями современных информационных технологий, позволяющих организовать торговлю в Интернете «под ключ» за считанные дни. **Основными торговыми энергоплощадками** в мире в настоящее время **являются**:

The International Petroleum Exchange (IPE)

Расположенная в Лондоне биржа основана в 1980 г. IPE торгует широким спектром энергетических продуктов, включающим:

- фьючерсы на сырую нефть (Brent). Контракт позволяет требовать как физической поставки, так и финансового расчёта на основе публикуемой цены спотового рынка. По взаимному соглашению фьючерсы одновременно торгуются на IPE и на Singapore International Monetary Exchange;
- опционы на сырую нефть (Brent). Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE;
- фьючерсы на мазут. Фьючерсные контракты позволяют получать реальный товар в Амстердаме, Роттердаме, Антверпене и в ряде других портов региона;
- опционы на мазут. Торгуются опционы на соответствующие фьючерсные контракты IPE;
- фьючерсы на природный газ. Поставка реального товара по контракту осуществляется в газовой сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день из ближайших семи дней;

• контракт на электроэнергию (запущен в марте 2001 г.). Контракт сделан близким к фьючерсу на природный газ для облегчения арбитража и хеджирования позиций. Поставка осуществляется в энергетической сети Великобритании. Торгуются контракты с периодом поставки шесть месяцев (зима-лето), квартал, месяц, остаток текущего месяца и в любой день от двух до семи дней вперёд.

The New York Mercantile Exchange (NYMEX)

Данная товарная биржа основана в Нью-Йорке более 130 лет назад. В настоящее время торгуется широкий спектр энергетических товаров, обслуживающих рынок США. Помимо фьючерсов и опционов на электроэнергию, торгуются фьючерсы и опционы на нефть, газ и уголь. Традиционные инструменты фьючерсной торговли, контракты на нефть, нефтепродукты и иные энергоносители торгуются на стандартных для фьючерсных бирж условиях. На бирже торгуются:

• сырая нефть (Brent). Контракт запущен в обращение в сентябре 2002 г., в надежде отобрать часть рынка у IPE;

• светлые нефтепродукты;

• мазут (используется для хеджирования цен на дизельное и авиационное топливо);

• пропан;

• природный газ (с поставкой на насосную станцию Henry в Луизиане, или по соглашению сторон);

• уголь месторождений Аппалачских гор (с поставкой на пристани реки Огайо или Big Sandy River).

Nord Pool, The Nordic Power Exchange — биржа, основанная в 1993 г., охватывает торговлю электроэнергией в странах Скандинавии, включая Данию.

Amsterdam Power Exchange (APX). Биржа организует только спотовый рынок электроэнергии. APX совместно с Nord Pool учредила фьючерсную биржу European Electricity Futures Exchange для торговли деривативами, основанными на ценах APX.

Наряду с биржевой торговлей энергоресурсами в последнее время получают распространение и внебиржевые рынки. Начало этому явлению положили соответствующие процессы на рынках ценных бумаг. Своеобразным феноменом последних лет здесь стал расцвет «электронных коммуникационных сетей» (ECN), создаваемых брокерами для исполнения заявок клиентов. Мини-биржи, работающие внутри корпоративных фронт-офисных систем, сводят клиентов брокера друг с другом и выносят на фондовые биржи вовне только неудовлетворённые в системе спрос и предложение. В США, несмотря на жёсткие требования к функционированию таких сетей (раскрытие заявок и цен заключаемых сделок через биржевые системы), ведущие ECN, такие, как Instinet и Archipelago, получили 30-40% в обороте биржевого рынка.

Те же процессы можно наблюдать и на энергетических рынках. Крупнейшие дилеры превращают свои торговые залы в центры похожих коммуникационных сетей, где клиенты могут в он-лайне получить котировку и заключить сделку не только по всему спектру финансовых инструментов,

обращающихся на биржевых площадках, но и по более экзотическим продуктам, продаваемым и покупаемым самим дилером. Как правило, сложные свопы или производные инструменты торгуются крупными дилерами вне бирж. Фрагментация энергетических рынков разных стран между различными биржами делает привлекательной концепцию энергетического супермаркета, а приток клиентских заказов позволяет энергетическим дилерам исполнять заказы по ценам лучше биржевых. Создатели энергетических коммуникационных сетей используют Интернет как дешёвую инфраструктуру, связывающую их с клиентами, с биржами и друг с другом.

Таким образом, в последнее время в мире наблюдается всё больший **разрыв между реальными энергетическими товарами и услугами и торговыми операциями с ними.** Существенно ускоряя процессы купли-продажи и придавая им глобальное измерение, подобный разрыв **таит в себе одну из ещё до конца не осознанных угроз энергетической безопасности,** связанную с несанкционированным доступом к электронным сетям и базам данных не только хакеров-любителей, но и электронных террористов.

3.2. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО РЫНКА ГАЗА

3.2.1. Этапы формирования и состояние рынка газа в Европе

Европейский рынок природного газа — это, в первую очередь, внутренний рынок стран ЕС, а также подключающийся к нему рынок стран Центральной и Восточной Европы, которые, несмотря на существенную зависимость от российского газа, стремятся диверсифицировать внешние источники снабжения и «играть» по правилам ЕС, особенно учитывая тот факт, что они стремятся в ЕС и предоставляют транзит природному газу из России и других стран СНГ в Западную Европу. Для этого рынка, кроме Великобритании, характерна высокая степень интегрированности и монополизации в сфере транспортировки и сбыта газа конечным потребителям. В каждой из европейских стран имеется по одной газовой компании, которые играют ключевую роль в газоснабжении в пределах этих стран. Наиболее крупные из них вовлечены в газоснабжение в рамках европейского рынка, который в основном функционирует на основе долгосрочных контрактов. Преобладающая часть газа поступает на европейский рынок по трубопроводам.

Энергетический сектор является составной частью единого рынка ЕС. Эта особенность проявляется, прежде всего, в том, что государства — члены ЕС продолжают ревностно следить за тем, чтобы ключевые энергетические вопросы оставались в их сфере ведения, и сопротивляются попыткам «европейских институтов» распространить на них свою компетенцию. Противоречивое отношение к этой проблеме существует с самого начала интеграционных процессов в Западной Европе. Действительно, два из трех основополагающих договоров (о Европейском объединении угля и стали и Евратоме)

посвящены энергетике. Однако в «главном» договоре — о создании Европейского экономического сообщества — государства — члены решили не закладывать основы общей энергетической политики. Последующие попытки включить раздел по энергетике в Маастрихский и Амстердамский договоры оказались неудачными для сторонников введения энергетики в сферу компетенции Сообщества. Одна из причин этого — опасения стран-членов ЕС за свою энергетическую безопасность, за то, что «ключи» от неё будут утрачены.

Практическая работа по координации энергетической политики, а в последнее десятилетие — по созданию единого внутреннего энергетического рынка ЕС, хотя и идет вперед, но не всегда последовательно и не по всем видам энергии. Основные усилия направлены на создание единых внутренних рынков электроэнергии и природного газа. При всех своих различиях (технических, экономических, геополитических) процессы перестройки электроэнергетики и газовой отрасли взаимосвязаны и идут синхронно. Это реформирование, призванное укрепить безопасность энергоснабжения ЕС, осуществляется по двум основным направлениям: открытие рынков для конкуренции и слияние национальных рынков в один внутренний рынок ЕС. «Мы находимся в процессе создания единого европейского рынка, а не пятнадцати либерализованных рынков» — подчеркивает г-жа Л. де Паласио, член Европейской Комиссии, отвечающая за энергетику и транспорт [83].

В формировании конкурентного единого рынка природного газа ЕС можно выделить три этапа. Первый этап завершился принятием в мае 1991 г. Директивы Совета 91/296/ЕС о транзите природного газа по трубопроводным сетям. Второй этап, в ходе которого был принят ряд документов в области газа (и «родственной» электроэнергии), увенчался Директивой 98/30/ЕС Европейского парламента и Совета от 22 июня 1998 г., касающейся общих правил внутреннего рынка природного газа. Начало третьего этапа можно датировать мартом 2000 г., когда Европейский Совет в Лиссабоне призвал к ускоренному открытию национальных энергетических рынков и созданию единого энергетического рынка ЕС. 13 марта 2001 г. КЕС приняла ряд мер, направленных на полное открытие рынков электроэнергии и газа к 2005 г. Основные предложения Комиссии содержатся в двух документах: Докладе Комиссии Совету и Европейскому парламенту о завершении формирования внутреннего энергетического рынка и в Предложении по Директиве Европейского парламента и Совета о внесении изменений в Директивы 96/92/ЕС и 98/30/ЕС, касающиеся общих правил функционирования внутренних рынков электроэнергии и природного газа.* Эти меры были предложены на рассмотрение Европейского Совета, состоявшегося 23 и 24 марта 2001 г. в Стокгольме. Они предусматривают, среди прочего, завершение ускоренными темпами создания внутреннего энергетического рынка; условия развития справедливой и реальной конкуренции; более полный учет интересов охраны

---

* Документы текущего этапа включают в себя «Зеленую книгу» по безопасности энергоснабжения ЕС (ноябрь 2000 года), Предложение Комиссии по Регламенту Европейского парламента и Совета по условиям доступа к сетям для трансграничной торговли электроэнергией от 28 июня 2001 года и Доклад Комиссии Совету и Европейскому парламенту «Европейская энергетическая инфраструктура» (декабрь 2001 года).

окружающей среды и безопасности энергоснабжения. Эти предложения изучаются и обсуждаются в законодательных органах Сообщества — Совете министров и Европарламенте.

Запасы газа Западной Европы ограниченны и составляют всего 4,5 трлн. м³, или 3% от общемировых доказанных запасов (см. *табл. 3.2*). При этом в Западной, Центральной и Восточной Европе (исключая Россию и страны СНГ) потребляется около 490 млрд. м³ природного газа в год.

Потребности европейских стран в природном газе удовлетворяются за счет собственной добычи в Северном море, а также поставок извне, главным образом из России, Норвегии и Алжира. Большинство стран Европы являются *газодефицитными*. Из России в страны Европы экспортируется около 135 млрд. м³ газа в год (т.е. 27% потребляемого газа), в том числе без стран Балтии — 125-130 млрд. м³ (*табл. 3.3*).

В настоящее время для Западной Европы характерна ситуация «избыточного» предложения газа, которая во многом спровоцирована механизмом долгосрочных контрактов с фиксацией возможности выборки импортерами дополнительных объемов газа.

Обеспеченность национальным производством потребностей в газе и зависимость от импорта газа по отдельным странам Западной Европы существенно различаются (*табл. 3.4*), однако **на их энергетической безопасности,** как официально считается и в ЕС, и в МЭА, это **не отражается.** Причина — действенные механизмы интеграции и связанные с ней национальные системы контроля за ситуацией.

Практически в каждой европейской стране механизм импорта газа формировался на базе деятельности национальной газовой компании-монополиста («Ругаз» в Германии, «Газ де Франс» во Франции, «Снам» в Италии и т.д.). Обычно эти компании владеют магистральными газопроводами и хранилищами газа на территории соответствующих стран. Они закупали газ у компаний — экспортеров газа на границах своих стран по *первой оптовой цене* (для оценочных расчетов ее можно принять на уровне 100 долл. за 1000 м³ газа), кроме того, зачастую они осуществляли добычу газа в стране или закупали его у национальных производителей газа. Далее национальные газовые компании транспортировали газ по своим магистральным газопроводам и реализовывали его по *второй оптовой цене* (ее можно принять на уровне 150-200 долл. за 1000 м³) крупным потребителям газа (прежде всего энергетическим компаниям и газохимическим предприятиям) и газораспределительным организациям для последующей реализации газа средним и мелким розничным потребителям. Разница между первой и второй оптовой ценой превышала затраты на прокачку соответствующих объемов и хранение газа.

Компании-монополисты заключали с экспортерами газа долгосрочные контракты (на 10-20 лет), часто на условиях «бери или плати» (ранее такие контракты были нередко «подкреплены» межправительственными соглашениями), и экспортеры газа, имея такие контракты, могли планировать добычу газа (и инвестиции в добычу) на долгий срок. С другой стороны, компании-монополисты мотивировали большую разницу между первой и второй оптовой ценой именно жесткостью условий контрактов на закупку газа и необходимостью развития газотранспортных систем и покрытия вложений

в их создание. Они обосновывали этим цены продажи газа конечным потребителям в тех случаях, когда эти цены контролировались или регулировались государством (а на начальной стадии так было почти везде). Указывались всевозможные расходы: на обеспечение надежного газоснабжения и создание компенсационных механизмов на случай аварий и т.д.

Необходимо отметить, что «жесткость» долгосрочных контрактов на условиях «бери или плати» часто преувеличивается. Цена в них закладывается, как правило, по некоторой формуле в зависимости от стоимости определенной энергетической корзины (чаще и четче всего в этой цене прослеживается зависимость от оптовых цен на нефть и нефтепродукты) и пересчитывается каждые несколько месяцев по данным за предыдущие месяцы. Именно поэтому с определенным приближением можно сказать, что первая оптовая цена на газ с некоторой задержкой отслеживает изменение цен на рынке нефти. С другой стороны, розничные цены на газ от цен на нефть практически не зависят, а вторая оптовая цена зависит гораздо меньше. В результате в период падения цен на нефть в 1998 г. (и, соответственно, падения первой оптовой цены) доходы компаний-монополистов возросли в разы. Кроме того, название «бери или плати» не надо воспринимать буквально: устанавливаются определенные лимиты по отбору газа, но при этом закладывается возможность добора покупателем невыбранных ранее объемов. Долгосрочные контракты на условиях «бери или плати» в наибольшей степени отражают мнение «технологов», озабоченных строительством газотранспортных систем и организацией систем газоснабжения.

Важно, что предприятия газовой отрасли традиционно играют существенную роль в политической жизни Европы (поддержка выборных компаний и т.д.) и в формировании бюджетов различного уровня (значительную часть в высоких конечных розничных ценах на газ играет их налоговая составляющая). Например, весной 1998 г., когда маржа оптовых поставщиков газа (типа «Ругаз») при падении первой оптовой цены на газ вследствие падения цен на нефть возросла до «невероятных» размеров, правительство Германии ввело специальный дополнительный «экологический» налог на газ (что звучит абсурдно для одного из самых экологически чистых видов топлива). В результате сложилась ситуация, при которой после реализации одного куб. м российского газа конечному потребителю германский бюджет получал налогов в разы больше, чем российский.

Кроме того, устойчивое газоснабжение является важным элементом энергообеспечения экономики многих европейских стран и, следовательно, важным фактором региональной геополитики. Вопросам газоснабжения гарантировано особое политическое внимание на всех возможных уровнях. Проявлениями этого особого интереса является Европейская газовая директива и Договор к Энергетической хартии, о которых подробнее будет сказано в разделе V.

В настоящее время основных участников европейского газового рынка можно условно разделить на:

- производителей газа (БиПи, Шелл, ТотальФинаЭльф);
- универсальные газовые и газотранспортные компании (Центрика, Газ де Франс, Газюни, Дистригаз, Ругаз);

• крупных потребителей — энергетические компании (РВЕ, Е.ОН, ЕнБВ, ЕДФ), газораспределительные организации, производители удобрений, крупные промышленные предприятия;

• профессиональные энерготрейдинговые компании с именем, опытом и ресурсами (Дюке Энержи, Вильямс, АЕП (Энрон), Эль Пасо Энержи, ТХУ Европа, — все названные компании имеют американское происхождение);

• «новые», относительно небольшие чисто трейдинговые компании.

Поскольку стремление к либерализации газового рынка ЕС ощущалось уже довольно давно, «Газпром», проявив дальновидность, подготовился к таким изменениям на рынке: в 90-х гг. в европейских странах создана целая сеть торговых домов и совместных предприятий, деятельность которых сориентирована именно на работу с конечным потребителем (**рис. 3.3**). Эти структуры представляют достаточно эффективный инструмент, который при умелом использовании может понизить для «Газпрома» риск деятельности на либерализованном рынке Евросоюза путём использования тех преимуществ, которые газовая Директива, содействуя развитию конкуренции, создаёт для новых игроков на этом рынке.

Пока ещё не все компании с долевым участием «Газпрома» в полной мере выполняют поставленные перед ними задачи. Это вызвано как объективными причинами (законодательные ограничения в ряде стран), так и субъективными (национальные газовые монополии препятствуют развитию деятельности иностранных конкурентов). Как отметил в своём выступлении заместитель генерального директора ВЭП «Газэкспорт» Ю.А. Челпанов [86], «в условиях либерализованного рынка Евросоюза для наших торговых домов и совместных предприятий появляются возможности лучше проявить себя, расширить объёмы своей деятельности и повысить её эффективность».

Активно использует «Газпром» и другие возможности, которые появляются с развитием европейских рынков газа. Так, уже ведутся прямые продажи российского газа непосредственно предприятиям и населению Болгарии, а в настоящее время подобное сотрудничество, путём создания соответствующей совместной компании, началось с Румынией [87]. Ведутся переговоры с норвежской «Norsk Hydro» о проведении разменных операций (своп) по поставкам газа, что позволит существенно экономить на транспортировке газа [88].

3.2.2. Перспективы развития рынка газа

Разрабатываемая в ЕС стратегия развития европейского рынка газа на период до 2010 г., с учетом вхождения в ЕС ряда стран Центральной и Восточной Европы, предполагает уменьшение возможности удовлетворения спроса за счет местных и «внутрирегиональных» источников, включая поставки из крупных месторождений стран ЕС (Нидерландов, Великобритании), а также Норвегии. К 2010 г. ожидается повышение доли природного газа в потреблении первичных ресурсов стран ЕС до 22%. При этом удовлетворение спроса за счет внутрирегиональных источников снизится с 66% в настоящее время до 44% в 2010 году.

Что касается более отдаленной перспективы, то в настоящее время она рассмотрена в двух документах Евросоюза: в уже упоминавшейся «Зеленой книге» Европейского сообщества «На пути к Европейской стратегии безопасного энергоснабжения», одобренной Европейской Комиссией в ноябре 2000 г., а также в исследовании «GATE 2020», которое финансировалось Европейской Комиссией [64, 89].

Возможные сценарии будущего спроса на газ в Европейском Союзе показаны в *табл. 3.5* и *3.6*.

Две трети увеличивающегося спроса к 2020 г. будут обусловлены ростом спроса в электроэнергетике. Причинами этой ситуации являются более низкие затраты на инвестиции, высокая эффективность производства, низкий уровень выбросов, более короткий период реализации проектов (*табл. 3.7*).

Во всех сценариях развития газового рынка ЕС прослеживается однозначная тенденция: увеличение спроса сопровождается падением собственной добычи и необходимостью увеличения импорта. В результате зависимость от импорта газа по ЕС-30 (Евросоюз, расширенный до 30 государств, т.е. все присоединяющиеся страны Центральной и Южной Европы плюс Турция, Норвегия и Швейцария) увеличится с нынешних 41% до 61% к 2020 г.

В исследовании «GATE 2020» прогнозируется еще более высокий спрос на газ. По этому сценарию, для выполнения обязательств по Киотскому протоколу потребуется широкомасштабное замещение угля и нефти газом. Проведение Европейским Союзом такой политики приведет к гораздо более существенному росту импорта газа — до 433 млрд. м^3 к 2020 г. для ЕС-15 и, соответственно, до еще более высокого показателя для ЕС-30 (расчетно — до 550 млрд. м^3).

Образующийся дефицит в газе может быть удовлетворен только за счет расширения поставок из внерегиональных источников, среди которых Россия занимает важное место, несмотря на наличие конкурентов. Среди «внутриевропейских» конкурентов России на Европейском континенте выделяются Нидерланды и особенно Норвегия, которая стремительно наращивает добычу газа и его поставки на европейский рынок.

Среди внерегиональных поставщиков природного газа на европейский рынок заметно усилилась роль Алжира, который экспортирует газ по двум подводным газопроводам в Италию и Испанию с подключением к трансъевропейским газовым сетям, а также СПГ (сжиженный природный газ) с разгрузкой в средиземноморских портах европейских стран. Экспорт алжирского газа может достигнуть к 2010-2020 гг. 80-90 млрд. м^3, однако, по некоторым оценкам, значительная часть этого объема не входит в зону конкуренции российского газа.

В ближайшие 20 лет среди экспортеров СПГ в Европу могут появиться Нигерия, Катар и Иран, которые, видимо, будут его поставлять в порты Средиземноморья. По предварительным данным, эти поставки не представляют прямой конкуренции российскому газу. Кроме того, изучаются проекты сооружения газопроводов из Ирана, Туркмении и других газодобывающих стран СНГ в обход России, что может затронуть интересы российского экспорта.

Иран, Туркменистан и другие государства Прикаспия и Среднего Востока обладают огромными запасами и прогнозными ресурсами природного

газа и, естественно, стремятся вырваться с этим товаром на самый близкий и крупный европейский газовый рынок. В настоящее время в различной стадии подготовки находятся около десятка проектов, связанных с экспортом газа из этого региона в Европу. Основные из них связаны с подачей туркменского и иранского газа (**рис. 3.4** и **3.5**), через Турцию в страны Юго-Восточной и Южной Европы, а также Австрию, Венгрию и даже Германию, т.е. в регион, традиционно импортирующий газ из России.

Так, в частности, в стадии активного обсуждения находится проект Транскаспийского газопровода по маршруту Туркменистан — Турция — Европа начальной пропускной способностью (до Анкары) 16 млрд. м^3 газа в год. В последующем мощность газопровода может быть доведена до 30 млрд. м^3/год. По оценкам, стоимость проекта, в зависимости от маршрута, объемов прокачиваемого газа (16 или 30 млрд. м^3) и места сдачи газа (Анкара или государственная граница Болгарии) составит от 2,5-3,0 до 8,0-8,6 млрд. долл. США. Соответственно, цена газа на границе Болгарии составит 85-90 долл./тыс. м^3.

В последующем по подобному «коридору» в Европу может поступать и более дешевый иранский газ.

Поскольку приход на европейский рынок значительных объемов (до 45-50 млрд. м^3) туркменского и иранского газа усилит здесь конкуренцию (в первую очередь российскому газу), в интересах России закупать туркменский газ для своих внутренних потребителей и для реэкспорта или же «отвести» туркменский и иранский газ на другие рынки — южноазиатский (Индия, Пакистан) и восточноазиатский (Китай, Корея, Япония). Возможные объёмы и стоимость поставок газа в страны ЕС−15 в период до 2020 г. показаны в *табл. 3.8* и *3.9*.

3.2.3. Открытость газового рынка в странах ЕС

В разделе 3.2.1 уже говорилось о Газовой директиве и о том, что началом третьего этапа формирования конкурентного единого рынка природного газа ЕС можно считать март 2000 г., когда прозвучали требования к ускоренному открытию национальных энергетических рынков.

Согласно информации ЕС, большинство государств — членов ЕС полностью или почти в полном объеме выполнили требования Директивы, хотя некоторые страны вплоть до последнего времени находятся в процессе утверждения соответствующих юридических документов в правительственных и законодательных органах. Директива вступила в силу 10 августа 2000 г., спустя два года после ее принятия в качестве обязательного акта для выполнения всеми странами ЕС. Как уже подчеркивалось, абсолютный минимум либерализации рынка по Директиве к 10 августа 2000 г. должен был составить 20%, а к 2008 г. — 33%. Однако страны — члены ЕС на «сбалансированной основе» могли лимитировать открытие рынка изначально на стартовом уровне в 30-48% в 2000 г. Тем не менее, как подчеркивается в документах ЕС, большинство стран-членов пошли дальше в открытии своих рынков, чем этого требовала Директива по газу. Так, Великобритания и Германия уже 10 августа 2000 г. осуществили полное открытие своих газо-

вых рынков, а Австрия, Италия и Нидерланды к 2004 г. надеются добиться их 100% либерализации.

По данным ЕС, 78% всего потребления газа к 10 августа перешло в категорию предпочтительного спроса. ЕС обращает внимание на разницу между понятиями «предпочтительный» и «реально конкурентный» рынок, поскольку именно на последнем все предпочтительные клиенты имеют возможность реального выбора поставщиков. Это зависит не только от степени предпочтительности, но также и от индивидуальных характеристик участников рынка, включая конкуренцию среди поставщиков и недискриминационный доступ к системе транспорта газа, а также от других вопросов — таких, например, как доступ к ПХГ, свободное движение газовых потоков, состояние и возможности доступа к газовым сетям.

Газовая директива Европейского Союза, принятая 22 июня 1998 г., была частью общей политики ЕС, направленной на формирование единого рынка на континенте. Ее действие охватывает также страны на Востоке Европы, которые еще только планируют вступить в союз, а также Норвегию, Исландию, Лихтенштейн и Швейцарию. Формально Директива преследовала три главные цели: **расширение конкуренции ради улучшения обслуживания потребителей, обеспечение надежности поставок и защиту окружающей среды.**

Для обеспечения конкурентной обстановки Директива предписывает выбрать один из двух вариантов обеспечения равноправного доступа к газопроводам. По первому варианту (который выбрали, например, Австрия, Финляндия, Ирландия, Италия, Люксембург, Швеция и Великобритания) доступ регулируется на основе **единой прозрачной системы тарифов** и условий пользования. По второму варианту владельцы трубопроводов должны заключать с пользователями **коммерческие соглашения** (Германия, Бельгия). Некоторые страны (Дания, Франция и Нидерланды) остановились на комбинации двух названных вариантов. С одной стороны, либерализация рынка газа сталкивается с большими трудностями (основными противниками либерализации выступают компании-монополисты, а основным аргументом является «необходимость обеспечения надежности газоснабжения»). Однако под давлением политических властей (и крупных потребителей газа) график либерализации рынка газа перевыполняется и, по мнению многих аналитиков, планы 2008 г. будут выполнены к 2005 г., а к 2008-2010 гг. можно ожидать полной либерализации рынка газа в большинстве стран Европы (см. *табл. 3.10*).

Европейские страны приводят свое законодательство и состояние национальной системы газоснабжения в соответствие с Европейской газовой директивой. В частности, в некоторых странах на законодательном уровне принимается предельно допустимая доля рынка на одного поставщика (в Италии, например, не более трети). Соответственно, должна уменьшаться доля «старого» национального монополиста на национальном рынке газа. Но при этом следует учитывать, что все ранее законтрактованные объемы импортируемого газа были сориентированы именно на данного национального монополиста, в связи с чем возникает проблема доступа других формирующихся национальных оптовых продавцов газа к импортируемым ресурсам газа (например, из России).

Плоды либерализации в ряде стран дают о себе знать вполне ощутимым образом. Снижающиеся цены на газ потянули за собой тарифы на электроэнергию. В Австрии и Нидерландах, например, эти тарифы упали на 30-40%. При этом в выигрыше оказываются, как правило, промышленные компании, а не индивидуальные потребители. Для последних чаще всего цены растут, как и прежде (либо они стали колебаться при незначительной тенденции к росту). В целом же либерализация газового рынка Европы оказывает сильное воздействие на деловую активность участвующих в ней компаний. Участились слияния и поглощения, причем не внутри отдельных стран, а в масштабах всего Европейского континента или крупных регионов. **Наметилась широкая тенденция взаимопроникновения газового и электроэнергетического секторов.** На эту тенденцию следует обратить особое внимание. Во-первых, энергетические компании часто являются крупными покупателями газа. Во-вторых, их выход на рынок газа позволяет им оптимизировать свою рыночную позицию и развивать «сопряженный» энергетический бизнес, при котором компания реализует одновременно газ и электроэнергию (и тепло) и, в зависимости от ситуации на рынке, может оптимизировать свои доходы (меняя пропорции реализации тех или иных из упомянутых товаров). Наконец, строятся системы совместного сбыта газа (для целей отопления) и электроэнергии частным домовладельцам и мелким потребителям.

Энергетические компании активно «двинулись» в газовый бизнес, тому имеется множество примеров. Например, крупная германская энергетическая компания «RWE» выиграла приватизационный тендер и приобрела 97% чешской «Transgas AS». Можно предположить, что успешное завершение сделки энергетической компании EoN по покупке «Ruhrgas» окажет сильное влияние на развитие европейского рынка газа. Не секрет, что национальные газовые компании активно (хотя, зачастую, неявно) сопротивлялись навязываемой политическими властями либерализации рынка газа. Они не хотели ставить под угрозу свой бизнес, вернее, они искали способы существования и развития своего бизнеса в меняющихся внешних условиях. Одним из таких способов является строительство вертикальных суперконцернов, обеспечивающих реализацию «обобщенной энергии» конечным потребителям. Теперь, после позиционирования основных игроков, ситуация на европейском рынке газа может начать развиваться ускоренными темпами. **При этом крайне важно, чтобы российские производители нашли на этом будущем рынке свое адекватное место.**

3.2.4. О спотовом рынке газа в Европе

Одним из следствий либерализации европейского рынка газа является рост уровня продаж газа на спотовом рынке (по разовым краткосрочным контрактам). Этот рынок уже существует и растет. В ближайшие несколько лет он будет составлять по порядку величины десятки процентов (а не проценты) от всего объема продаж газа в Европе (некоторые эксперты оценивают его в 30% от общего объема продаж газа в 2007 г.). На этом рынке появились

свои лидеры (например, «Вингаз», работающий с российским газом и создавший целое подразделение для организации спотовой торговли). Причем, как и для любого развитого товарного рынка, для этого рынка становится характерным то, что количество сделок превышает размеры физических поставок (происходит многократная перепродажа, а также «клиринг» сделок на покупку и на продажу). Для оптимизации заключения контрактов на поставки газа особое значение в Европе приобретают специализированные узловые торговые площадки (хабы). Такой узел работает, например, в бельгийском городе Зеебрюгге, в несколько меньших объемах сделки заключаются на узлах германских Аахен-Айнаттен и Лампертхайм, а также в Зельзате на границе Бельгии и Голландии, готовятся к открытию новые площадки в Германии и Нидерландах (прежде всего, Эмден).

Необходимо подчеркнуть, что за предыдущие годы поставки газа в Европе вышли на новый качественный уровень. Сложилась трубопроводная инфраструктура, инфраструктура потребления, определились действующие и потенциальные поставщики. На этапе формирования рынка газа в Европе огромное значение для его становления имели компании — национальные монополисты, использовавшие механизм заключения долгосрочных контрактов на поставку газа, под которые, собственно, и привлекались средства. Но сейчас уровень развития рынка стал уже таким, что можно говорить о поставке товара (газа) не конкретным компаниям — оптовым перепродавцам, а в целом «на рынок». Этот этап является вполне естественным в развитии рынка газа. Следует подчеркнуть, что необходимость в механизмах финансирования крупных проектов по поставке газа (например, для разработки Штокмановского месторождения газа и транспортировки добытого газа потребителям) сохраняется. Но долгосрочные контракты на поставку газа являются не единственно возможным механизмом финансирования таких проектов. Практика показывает, что международное сообщество кредиторов в состоянии просчитать перспективы спроса на газ в определенных регионах, возможную конкуренцию, стабильность поставок и другие факторы, чтобы сделать вывод о целесообразности выделения средств и на достаточно крупные проекты.

По поводу объемов торговли и роли спотовой торговли существуют одновременно самые различные, в том числе и эмоциональные, точки зрения. Каждая из них имеет право на существование, но лучшей характеристикой являются цифры. Например, на 27 июня 2002 г. объем спотовой торговли только в 3-х точках составлял: NBP (Англия) — с учетом всех спотовых сделок — около 8 млн. долл., Зеебрюгге — около 2 млн. долл. и Бюнде (Эмден) — около 300 тыс. долл. [92]. Очевидно, что приведенные данные касаются только официально зарегистрированных сделок (не включают прямых двухсторонних операций купли — продажи). Характерной особенностью именно спотового рынка является торговля по публичным котировкам в торговой системе и формальное отсутствие необходимости для участника торговли выполнять какие-то дополнительные требования, кроме стандартных требований торговой системы (включая залог). Правда, помимо регистрации в торговой системе, необходимо заключить договор с газотранспортной компанией, обслуживающей соответствующий хаб. Кроме того, важной особенно-

стью газовой торговли, помимо непосредственного трейдинга, является необходимость номинации (заявок) транспортных мощностей и наличие рынка этих мощностей (заявки на них можно покупать и продавать).

Следует отличать реальный спотовый рынок от краткосрочных двухсторонних сделок (хотя иногда, оценивая объемы спотовой торговли при анализе газового рынка, их смешивают). В реальной жизни краткосрочные сделки с потребителями газа существовали всегда — образуются новые компании (в некоторых случаях — новые дома с газовым отоплением), закрываются старые, реструктурируются существующие, на ситуацию оказывает влияние погода. В результате всегда какие-то объемы газа высвобождаются, и одновременно требуются новые. Поэтому очевидными участниками такого псевдоспотового рынка являются национальные газовые компании и, иногда, региональные газораспределительные компании, которые имеют непосредственный доступ к потребителям газа и, следовательно, физическую возможность перераспределять объемы газа, направлять газ в хранилища и извлекать его оттуда (т.е. балансировать систему).

Реальный спотовый рынок — это достаточно открытый и организованный рынок с ясными механизмами торговли и исполнения сделок, куда может прийти и торговать (покупать и продавать) любой, кто удовлетворяет набору формальных условий и зарегистрирован в торговой системе. Следует отметить, что либерализация рынка газа — это не только и не столько обеспечение возможности относительно свободной торговли газом, не просто возможность продавать газ по разовым и краткосрочным контрактам. **Либерализация рынка газа — это построение принципиально нового механизма «коммерческой» балансировки системы, при котором вопросы физической балансировки четко регламентированы** (т.е. четко определено, откуда газ может физически браться, куда физически уходить, рассмотрена масса возможных ситуаций и в каждой заранее описано — кто, сколько и за что должен платить, кто кому и при каких условиях может ограничивать или прекращать подачу газа). Коммерческая балансировка позволяет потребителям относительно свободно получать газ в нужных им количествах по разным ценам, отражающим общую ситуацию на рынке газа (баланс спроса и предложения) и конкретные требования покупателя по режиму поставки газа.

На спотовом рынке газ многократно перепродается (в NBP в Англии количество перепродаж достигает 20 (характерное — 5-7), а на континенте в Зеебрюгге — 5). Для сравнения: количество перепродаж на рынке ценных бумаг в США достигает 250 (но, строго говоря, товарный рынок нельзя сравнивать непосредственно с рынком ценных бумаг). Великобритания шла к спотовому рынку газа более 10 лет, причем рынок начал достаточно резко расти только после накопления критической массы необходимых изменений (достаточно полной либерализации). Континентальный рынок прошел, наверное, еще не более половины «английского» пути. Несмотря на это, надо признать, что данный процесс всячески пытаются ускорить и, возможно, на Западе Европы этот путь будет короче.

Ситуацию не следует упрощать. Например, в Германии в настоящее время и в обозримые 5 лет газовый рынок — это рынок продавца, имеется избыток

предложения газа над его спросом. Традиционные поставщики газа (в том числе и ОАО «Газпром») поддерживают относительно высокие цены на газ в системе долгосрочных контрактов. Но изменения на рынке газа непременно произойдут.

3.3. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЫНКА ГАЗА

3.3.1. Общая характеристика рынка

В первой главе мы уже отмечали, что азиатско-тихоокеанский (или восточно-азиатский) рынок газа имеет целый ряд принципиальных особенностей по сравнению с другими региональными газовыми рынками. Основные из них связаны с тем, что это рынок сжиженного природного газа (СПГ). Отмечалось и то, что на этом рынке газа ожидается быстрый рост его потребления, а поскольку внутрирегиональные запасы весьма ограничены, удовлетворение растущего спроса возможно только за счет внешних поставщиков. Существующая в регионе газотранспортная система позволяет осуществлять поставки в основном СПГ, рыночные параметры которого существенно выше, чем сетевого газа. В случае реализации ряда мегапроектов по прокладке газопроводов из России или стран СНГ и Ирана до Китая в этом регионе может образоваться крупный рынок сетевого (трубопроводного) природного газа.

Азиатско-тихоокеанский рынок газа состоит из нескольких сегментов (территориальных секторов), из которых для России наибольший интерес может представлять рынок Северо-Восточной Азии — рынок Японии, потребляющий газа больше, чем остальные страны этого региона вместе взятые, а также Республики Корея, Тайваня, Сингапура, формируемый емкий и перспективный рынок природного газа в Китае. Другой сегмент — это рынок Юго-Восточной Азии (**рис. 3.6**).

Именно на проблемах и перспективах развития газовых рынков в Северо-Восточной Азии мы и остановимся далее, а азиатско-тихоокеанский газовый рынок в целом будет тем фоном, на котором эти проблемы будут рассматриваться.

Как уже неоднократно подчёркивалось, азиатско-тихоокеанский газовый рынок в настоящее время зависит от поставок сжиженного метана, цена на который индексируется по цене сырой нефти. Цены на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе выше, чем в Европе, примерно на 20%. Прогнозируемый рост потребности в газовом топливе приведет к быстрому развитию этого энергетического рынка, на котором появятся новые поставщики газа, как сжиженного — с Ближнего Востока и России (Сахалин), так и сетевого — из России и других стран СНГ.

Ожидаемый рост цены газа на этом рынке составит в среднем 12% по сравнению с уровнем 1999-2000 гг. (*табл. 3.11*).

Следует отметить, что специалисты МЭА дают несколько иной прогноз цен на СПГ на этом рынке: в 2010 г. — порядка 121-125 долл./тыс. м³, а в 2020 г. — до 170 долл./тыс. м³ [5].

Спрос на газ в регионе в настоящее время преимущественно удовлетворяется за счет импорта СПГ из Австралии, США, Брунея, Индонезии, Малайзии, а также ряда стран Персидского залива. Причём, Индонезия, Австралия, Малайзия, Египет, Катар, Саудовская Аравия и США (Аляска) поставляют газ в регион на основе долгосрочных контрактов. Потенциальными поставщиками являются Россия и другие страны СНГ. В последнее время активизировались работы по подготовке проектов поставок газа из Ковыктинского месторождения, а также из якутских и других газовых месторождений Западной и Восточной Сибири в Китай с возможным транзитом в Южную Корею и Японию, о чём уже говорилось в главе 1.

Необходимо отметить, что несмотря на тяжелые последствия финансово-экономического кризиса 1997-98 гг., рост спроса на газ на восточно-азиатском рынке будет продолжаться, хотя в прогнозные оценки будут внесены коррективы.

Растущий спрос на природный газ в Китае, Южной Корее и Японии, а также значительные ресурсы газа на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири позволяют прорабатывать проекты газопроводов в эти страны, а также отрабатывать возможности сжижения газа и экспорта СПГ.

Основной интерес для России в регионе Северо-Восточной Азии представляют газовые рынки трех стран — Китая, Кореи и Японии.

Существующие прогнозы, как уже было показано в разделе 1.3, исходят из достаточно высоких темпов роста спроса на газ как в Азиатско-Тихоокеанском регионе в целом, так и в его отдельных частях — Китае (7,5% в год в период до 2020 г.), Восточной Азии (5,2%), Юго-Восточной Азии (6,5%) [68]. В расчёте на этот рост на газовом рынке АТР в очереди стоит уже около десятка новых проектов с предложениями по поставкам СПГ. Это, например, проект в Малайзии с возможностью поставки 6,8 млн. т/г уже с 2002 г., проект в Западной Австралии (3-4 млн. т/г с 2004 г.), проект «Тангу» в Индонезии (6 млн. т/г с 2004 г.) [19, 98].

3.3.2. Китайский рынок газа

Китайский рынок в настоящее время относительно мал. В 2000 г. в Китае (без Гонконга) было потреблено всего 28,1 млрд. м³ газа при добыче 30,5 млрд. м³ (разница — 2,4 млрд. м³ — поставки газа в Гонконг). В стране существует несколько газодобывающих районов, соединенных с потребителями целым рядом газопроводов (**рис. 3.7**).

Однако уже в ближайшее время Китай может стать лидером в регионе как по темпам роста спроса на газ в целом, так и на СПГ в частности. По оценке китайского Asian Gas and Pipeline Cooperation Research Center, спрос на газ здесь к 2010 г. может вырасти до 110 млрд. м³, а к 2020 г. — до 250 млрд. м³ (*табл. 3.12*). В то же время собственное производство газа в Китае к 2010 г. оценивается в 60-80 млрд. м³ в год., а к 2020 г. — в 80-100 млрд. м³ [116].

Понятно, что дефицит придётся покрывать за счёт импорта, потребность в котором (в пересчете на сжиженный газ) может составить 22-36 млн. т/г, превысив сегодняшний объём (около 3,6 млн. т/г) минимум в 6 раз [19, 98].

По данным Азиатско-Тихоокеанского Энергетического Центра (A PERC) — официального и наиболее авторитетного исследовательского центра в регионе — спрос на природный газ в КНР (без Гонконга) к 2020 г. может составить 152 млрд. м^3, а вместе с последним — 167 млрд. м^3 [19, 107].

Основным газовым проектом ближайших лет станет магистральный газопровод «Запад — Восток» протяженностью 4200 км и начальной пропускной способностью 12 млрд. м^3 в год. Стоимость строительства газопровода (по различным источникам) составляет от 5,4 млрд. долл. до 7 млрд. долл. [5, 19, 103]. Этот газопровод свяжет крупнейшие в стране газовые месторождения Таримского бассейна с Шанхаем и рядом других городов (**рис. 3.8**) и в перспективе будет ежегодно прокачивать до 20 млрд. м^3 газа [19, 107]. Внутренняя добыча газа в Китае возрастет, по оценкам, к 2010 г. почти на 20 млрд. м^3, однако спрос на газ будет расти настолько стремительно, что собственных ресурсов газа в стране будет не хватать.

По оценкам западных специалистов, к 2020 г. потребление газа в Китае будет существенно ниже, чем прогнозируют китайские специалисты и специалисты АРЕРС, — оно может вырасти до 120-125 млрд. м^3, увеличившись против 2010 г. практически вдвое. Но и такой рост потребления ставит на повестку дня значительный импорт газа. В настоящее время прорабатываются различные варианты импорта газа как по магистральным трубопроводам, так и в сжиженном виде (**рис. 3.9** и **3.10**).

Реализация этих проектов может стать основой формирования крупной газотранспортной системы в северной части Азиатского континента (**рис. 3.11**).

Основным стимулом для нефтегазовых компаний, прорабатывающих различные варианты поставок газа в Китай (по трубопроводам и в виде СПГ), являются достаточно высокие цены на газ на внутреннем рынке этой страны, которые во многих провинциях «привязаны» к ценам топливного газа, получаемого на коксовых заводах, и непрерывно растут. Так, для жилищно-коммунального сектора в 1995-1996 гг. они составляли от 70 до 83 долл./ тыс. м^3 (0,58-0,69 юаня за м^3), а уже в 1997-1999 гг. выросли до 170-180 долл. / тыс. м^3 (1,42-1,52 юаня за м^3) [118,119]. Для сектора торговли эти цены были традиционно выше (примерно на 20%), а для промышленности — ниже. Однако к концу 90-х годов цены на газ для промышленности стали выше, чем для населения (соответственно, 1,76 и 1,52 юаня за м^3) [106].

3.3.2. Корейский рынок газа

Корейский рынок газа в настоящее время уступает в регионе только Японии. Спрос на газ в Республике Корея составил 18,2 млрд. м^3 в 2000 г. Государственная политика Республики Корея состоит в том, что в энергетическом секторе газ по приоритетности стоит на третьем месте после атомной

энергии и угля. Если этот курс сохранится, то спрос на газ в стране к 2010 г. составит 28,4 млрд. м³, а к 2020 г. достигнет 37,8 млрд. м³.

Если же в государственной энергетической политике Республики Корея произойдут изменения и под давлением экологических факторов будет взят курс на опережающее использование газа, спрос на него может составить до 41 млрд. м³ к 2010 г. и до 75,5 млрд. м³ к 2020 г.

Своего газа в стране нет, и в настоящее время весь необходимый газ импортируется в сжиженном виде. В перспективе курс на использование СПГ будет сохранен, но одновременно усиленно прорабатываются различные проекты, связанные с импортом сетевого газа. Все эти проекты рассматриваются в увязке с импортом природного газа по трубопроводам основными соседями Республики Корея — Китаем и Японией.

3.3.3. Японский рынок газа

Японский рынок газа в настоящее время является наиболее развитым в Северо-Восточной Азии. Объем потребления газа в стране к 2000 г. вырос до 78 млрд. м³, увеличившись против 1990 г. в 1,5 раза.

Местная добыча газа незначительна (немногим более 2-х млрд. м³ в год) и практически весь потребляемый газ импортируется в сжиженном виде (около 40 млн. т/год). В стране построены более десятка терминалов по приемке СПГ, однако развитой сети трубопроводов нет, т.к. терминалы расположены рядом или непосредственно с основными потребителями газа.

Основные поставщики СПГ в Японию — Индонезия (33% импорта), Малайзия (20%), Австралия (14%), Катар (11%), Бруней (11%) и ОАЭ (9%).

Государственная энергетическая политика Японии направлена на расширение использования природного газа во всех секторах экономики — для выработки электроэнергии, в промышленности и жилищном секторе, на транспорте. Государство ежегодно вкладывает сотни миллионов долларов в развитие инфраструктуры и научно-исследовательские работы и многие сотни миллионов — на поддержку отечественных компаний, работающих в газовом секторе.

Японские корпорации активно работают по всему миру, участвуя во многих проектах, связанных с добычей и сжижением природного газа и транспортом СПГ. В настоящее время они работают над новыми проектами в Австралии, Катаре, Индонезии, Омане и на Аляске, а также на шельфе о. Сахалин.

По имеющимся прогнозам, в период до 2010 г. потребление СПГ в Японии останется почти неизменным — на уровне около 80 млрд. м³/год. Это связано с несколькими причинами, в том числе с ограниченностью новых источников СПГ и нежеланием увеличивать зависимость от тех стран, которые являются основными экспортерами СПГ в Японию.

После 2010 г. возможны два сценария роста потребления газа в стране. При сохранении действующих тенденций объем потребления газа возрастет незначительно — до 85 млрд. м³ к 2020 г. При решении проблем с новыми поставщиками и научно-техническом прорыве в использовании газа (пере-

ход от СПГ к диметилэфиру и другим подобным производным) рост потребления может увеличиться до 110-120 млрд. м³/год и даже более. В пользу подобного сценария развития спроса говорят и такие факторы, как рост антиядерных настроений в японском обществе, необходимость снижения выбросов CO_2, а также надежды, связанные с тем, что импорт сетевого газа будет обходиться дешевле, чем СПГ.

Именно эти факторы обусловили высокий интерес японских деловых и политических кругов к изучению возможностей развития системы магистральных газопроводов в Северо-Восточной Азии, составной частью которой (системы) явилась бы и Япония.

Уже в 1988 г. было создано Национальное общество изучения возможностей трубопроводного транспорта газа (NPRSJ), учредителями которого выступили не только научные круги, но и крупнейшие промышленные и банковские структуры. С 1995 г. NPRSJ начало проводить регулярные симпозиумы по проблемам развития трубопроводного газа в Северо-Восточной Азии, а с 1997 г. NPRSJ, преобразованное в Азиатское общество изучения возможностей трубопроводного транспорта газа (APRSJ), стало учредителем и активным участником Форума стран Северо-Восточной Азии по проблемам газа и трубопроводов (NAGPF), который с тех пор ежегодно проводит свои международные симпозиумы в странах СВА (в том числе дважды — в 1999 и 2000 гг. — в России).

Именно в рамках NAGPF, с активным участием, в том числе, и российских структур, разработаны и предложены различные схемы формирования единой системы магистральных газопроводов Северо-Восточной Азии (**рис. 3.11 — 3.14**). Основу этой системы должны составить магистральные газопроводы, подающие газ в Китай, Корею и Японию из России, а также, возможно, газопроводы стран Центральной Азии (Туркменистана и Казахстана).

В свою очередь, разработка и освоение в экспортных целях значительных газовых ресурсов в восточных районах России (в Иркутской обл., Красноярском крае, Республике Саха-Якутия и на шельфе о. Сахалин) даст возможность начать формировать уже в период до 2020 г. Единую газотранспортную систему Востока России, основу которой составят газовые потоки, берущие начало на западе (север Иркутской обл., юго-запад Якутии) и на востоке (шельф о. Сахалин) этой территории. Эта система сможет в перспективе обеспечивать газом огромную территорию от Красноярска до Владивостока и подавать на экспорт в государства СВА до 50-70 млрд. м³ газа в год.

С прокладкой в южные районы Восточной Сибири магистральных трубопроводов от газовых месторождений заполярных районов Западной Сибири, которые соединят между собой газотранспортные системы Востока и Запада России, начнется новый этап формирования беспрецедентной по протяженности и мощности Евроазиатской системы трансконтинентальных газопроводов.

Для России в настоящее время основной проблемой в части подготовки формирования этой системы является разобщенность в действиях ее потенциальных российских участников. Более того, каждый из российских проектов (Иркутский, Якутский, Сахалинский и др.) сейчас конкурирует друг с

другом и за рынки сбыта, и за потенциальных инвесторов. Этим умело пользуются наши контрагенты из СВА, и прежде всего из Китая, в целях максимального снижения будущих цен на импортируемый из России газ.

В интересах Российского государства настоятельно необходима **четкая и жесткая координация всех российских газовых проектов на востоке страны,** чтобы каждый из них дополнял другие, развивал их и чтобы из них как из «кирпичиков» можно было выстроить цельное «здание» — Единую газотранспортную систему Востока России. По мнению научной и деловой общественности (и не только российской), такую координацию могло бы и должно осуществлять Министерство энергетики Российской Федерации, а оператором всех проектов, независимо от их участников, могло бы быть ОАО «Газпром».

ОАО «Газпром» и другие российские компании заинтересованы не только в продаже природного газа, но также в получении доступа к зарубежным газовым месторождениям, распределительным сетям, участии в управлении компаниями по его промышленной переработке. Важно отметить, что российские специалисты располагают уникальным опытом по разведке и добыче природного газа, по созданию газопроводов большой протяженности и диаметра, а также в других сферах газовой отрасли.

3.3.4. Перспективные газовые магистрали восточного направления

Как уже отмечено, сложившееся в настоящее время положение с формированием единой государственной политики по развитию газовой отрасли на востоке России и организации экспорта газа в сопредельные государства приводит к тому, что газовые проекты в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке рассматриваются изолированно друг от друга, без учета их взаимовлияния и без должного учета интересов Российской Федерации в целом.

В настоящее время обсуждается несколько проектов строительства магистральных газопроводов из России в Китай: из Республики Саха (Якутия), Сахалинской и Иркутской областей и Западно-Сибирский газопровод.

Проект подачи газа в Китай из Западной Сибири предусматривает подачу 30 млрд. м^3 в год в Китай по двум вариантам: трасса проходит по Алтайскому краю и Республике Алтай или по Красноярскому краю, Иркутской области и Монголии.

Проект Саха предусматривает разработку Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия) и поставки природного газа по трубопроводу в Китай в объеме до 20 млрд. м^3 в год.

Иркутский проект предполагает поставки газа с Ковыктинского месторождения в Китай (20 млрд. м^3 в год) и Республику Корея (10 млрд. м^3 в год).

По Сахалинскому проекту предусматривается разработка нефтегазовых месторождений в районе острова Сахалин и поставки природного газа в Японию, Китай, Республику Корея — как по трубопроводу, так и в сжиженном виде. Объемы поставки будут определяться дополнительно.

В настоящее время в КНР принято решение о развитии собственной ресурсной базы, и, по мнению представителей Китайской национальной

нефтегазовой корпорации, потребность в российском газе возникнет в Китае за пределами 2010 г.

Новые проекты, как правило, рассматриваются на региональном уровне, хотя напрямую затрагивают интересы страны в целом. Так происходит с вопросами реализации экспортно-ориентированных проектов, когда потенциальные зарубежные участники и покупатели газа ведут переговоры с региональными властями об условиях (включая ценовые) будущих поставок.

В результате учета конъюнктурных соображений и краткосрочной экономической выгоды возникает ситуация конкуренции различных проектов, происходит занижение потенциальной ценности вовлекаемых в проекты ресурсов российского газа. У зарубежных участников создается иллюзия перспективности игры на региональном уровне и слабости позиций федеральной власти в целом.

Такое положение на практике никак не способствует ускорению реализации проектов, отдаляет решение с их помощью реальных проблем соответствующих регионов и в перспективе может привести к значительным потерям экономического и политического характера. В результате регионы Дальнего Востока, испытывающие кризисные явления в топливо- и энергоснабжении, не имеют гарантии поставок газа.

Ресурсные возможности Восточной Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации полностью обеспечат внутренние потребности этих регионов, создадут условия ликвидации энергетического кризиса и развития новых высокоэффективных производств, основанных на использовании природного газа.

Существует реальная возможность объединения газопроводной сети Восточной Сибири с существующей Единой системой газоснабжения России.

Доразведка Чаяндинского газоконденсатного месторождения и предполагаемый прирост запасов природного газа на юге Якутии (Республика Саха) обеспечат потребителей Дальнего Востока природным газом в полном объеме и обусловят транспортировку избытков газа из района Владивостока вариантно в Корею и Японию.

ОАО «Газпром» в настоящее время разрабатывает Программу освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, создания системы газоснабжения восточных регионов России и обеспечения единого экспортного канала выхода на рынки стран АТР (далее Программа) с учетом «Основных положений Энергетической стратегии России до 2020 года», одобренных в ноябре 2000 г. Правительством РФ, и проекта правительственной «Стратегии развития Сибири», разрабатываемой в соответствии с поручением Президента Российской Федерации В.В. Путина.

В Программе предусмотрено поэтапное создание газотранспортных систем на востоке России.

Первый этап освоения газовых ресурсов Восточной Сибири включает освоение находящегося в Иркутской области Ковыктинского газоконденсатного месторождения, наиболее подготовленного к разработке.

Второй этап освоения газовых ресурсов Восточной Сибири предусматривает расширение ЕСГ России на Восток.

Ввод в эксплуатацию магистрального газопровода от Балаганска до Проскоково позволит газифицировать всех потенциальных потребителей, находящихся вдоль трассы, а также потребителей Красноярского края, включая Ачинск, Анжеро-Судженск, Хакасию и др. Излишки газа, добываемые на Ковыктинском месторождении и не реализованные потребителям Восточной Сибири, будут направлены в ЕСГ России, учитывая конкурентоспособность цены на этот газ с ценой, установленной для потребителей России в «Энергостратегии до 2020 г.»

Третий этап освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока предусматривает газификацию Республики Бурятия и Читинской области. В случае принятия государственного решения о поставке газа на экспорт в Китай на этой трассе предусмотрены точки сброса газа на российско-монгольской и российско-китайской границе.

В этот же период времени намечено освоение Чаяндинского газоконденсатного месторождения. Ввод его в эксплуатацию позволит завершить формирование Единой системы газоснабжения России — от западных границ до Тихого океана, за счет строительства газопровода-перемычки между Ковыктинским и Чаяндинским месторождениями и магистрального газопровода от Чаяндинского месторождения до Владивостока и далее в Корею и Японию. Также предусмотрен ввод в эксплуатацию двух газонефтеконденсатных месторождений Красноярского края. В случае появления рынков сбыта газа в странах АТР созданная система газопроводов может обеспечить поставки газа на экспорт.

Разработанная в «Программе» этапность освоения газовых ресурсов Восточной Сибири позволяет не только газифицировать весь регион Восточной Сибири собственным газом, но и объединить газовые ресурсы европейской части России (в т.ч. Западной Сибири) с ресурсами Восточной Сибири. Таким образом, при реализации «Программы» формируется сеть магистральных газопроводов, объединяющих не только регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока, но и Единую систему газоснабжения России от западных границ Российской Федерации до побережья Тихого океана.

После газификации потребителей Дальнего Востока снижается возможность возникновения энергетического кризиса по всему Приморскому краю, исключается использование привозных углей и дорогостоящего мазута.

Единая система газоснабжения Восточной Сибири и Дальнего Востока как оптимальное решение создания трубопроводных сетей

Международный опыт, в том числе бывшего СССР и России, показывает, что на определенном этапе развития рынков газа и систем газоснабжения возникает целесообразность их развития как единого комплекса. Как правило, в новых регионах развитие начинается с формирования спроса, поиска источников газа, создания локальных рынков газа и с построения локальных газопроводов. В дальнейшем, при наличии определенных предпосылок — расширения рынков газа, различных направлений поставок газа, источников таких поставок — схема системы газоснабжения усложняется и возникает спектр альтернатив ее структуры и организации работы.

Единые системы газоснабжения, как правило, проектируются и функционируют как единый комплекс. В основе их развития лежит оптимизация

затрат для достижения заданных показателей в динамике развития систем газоснабжения. При этом учитываются следующие факторы:

— возможность оптимизации потоков газа (как внутренних, так и импортных), с учетом их развития во времени, и принятия наиболее рациональных и эффективных системных технических решений;

— улучшения в динамике развития системы и во внутригодовых режимах эксплуатации показателей использования мощностей системы;

— повышение надежности поставок газа за счет использования комплекса общесистемных средств регулирования и резервирования газоснабжения;

— снижение потребности в резервных мощностях на газопроводах и объемов резервирования газа в ПХГ по сравнению с функционированием локальных систем.

Опыт создания и развития ЕСГ бывшего СССР и России показывает, что масштабы соответствующих эффектов значительны. Сравнение показателей работы ЕСГ России с другими, менее интегрированными системами (в т.ч. выполненное независимыми экспертами), показало, что во многих случаях именно создание ЕСГ России и реализация соответствующих системных принципов привело к эффективному использованию ресурсов, направленных на ее развитие.

Так, в сравнении с газотранспортными системами США, в ЕСГ России более эффективно используются мощности ПХГ, а в сравнении с системами европейских стран выше показатели использования производительности системы и т.д.

Эксплуатация ЕСГ России дает многочисленные примеры того, насколько заложенные в ее создание принципы повысили гибкость газоснабжения и возможности системы противостоять ситуациям отказа оборудования, экстремальным отклонениям в объемах спроса и эффективно обеспечивать потребности динамичного развития газоснабжения. Международные эксперты единодушно характеризуют ЕСГ России как «сильную» систему.

Есть ли и каковы предпосылки для начала работ по созданию в перспективе ЕСГ Востока России? На наш взгляд, ответ, безусловно, положительный.

В Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Бурятии, Читинской области, Красноярском и Хабаровском краях будут развиваться локальные трубопроводные системы для поставок газа потребителям из собственных источников.

Эти локальные системы могут явиться основой будущей ЕСГ Востока России, которая может способствовать решению внутренних проблем газификации восточных регионов России.

Необходимость газификации южных районов Восточной Сибири и Дальнего Востока обусловлена размещением крупных высококвалифицированных потребителей газа, прежде всего химических производств на юге Иркутской области, и целесообразностью замещения использующихся в настоящее время прямогонных бензинов. Кроме того, концентрация энергетических мощностей на ограниченной территории, дефицит тепловой энергии, широкое использование в энергетике угля неблагоприятно влияет на экологическую обстановку в этом регионе.

Развитие газовой промышленности на востоке России в условиях значительной удаленности месторождений от потребителей может быть осуществлено только на основе комплексного подхода, скоординированного на межрегиональном уровне, без ущемления интересов субъектов Федерации, при государственной поддержке. Развитие газовой промышленности востока России требует, прежде всего, разработки государственной Программы долгосрочного развития газовой промышленности этого региона.

Следует особо отметить, что газотранспортные системы XXI века в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке должны проектироваться, сооружаться и эксплуатироваться на более высоком техническом и технологическом уровне. Для них должны быть обеспечены:

— эффективность, одним из способов которой является совместная реализация проектов строительства нефте- и газопроводов. Перспективные проекты транспортировки нефти и газа в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока проходят по почти одним маршрутам. Согласованная реализация этих проектов позволит значительно уменьшить объемы капитальных вложений в строительство соответствующей инфраструктуры и снизить эксплуатационные затраты;

— надёжность и долговечность;

— энергосбережение;

— экологическая безопасность.

Вопросы экологической безопасности всегда имели важное значение при принятии решений по реализации намечаемых газотранспортных проектов в конкретном регионе прокладки трассы.

Районы Восточной Сибири и Дальнего Востока в российской части Северо-Восточной Азии относятся к новым, с точки зрения освоения месторождений и строительства трубопроводов.

Их природные и социальные условия характеризуются:

— суровым климатом;

— наличием многолетнемерзлых пород (на севере территорий — практически повсеместно);

— большой протяженностью горных и возвышенных участков;

— сейсмичностью некоторых районов до 9 и более баллов;

— развитой гидрологической сетью;

— сплошной заселенностью как горных, так и равнинных участков;

— наличием уникальных заповедных и особо ценных охраняемых территорий;

— слаборазвитой производственной и социальной инфраструктурой (особенно в северных частях территорий);

— наличием районов проживания коренных малочисленных родов с традиционным природопользованием, а также территорий расположения этнических и археологических памятников.

Исходя из этого определяется круг задач, которые необходимо решать при реализации намечаемого проекта формирования систем газопроводов на востоке России, а именно:

— выполнение большого объема инженерно-экологических исканий для определения компонентов экосистемы и прогнозирования результатов воздействия намечаемой деятельности;

— выбор трасс транспорта газа с минимальным пересечением естественных преград (горы, водоёмы, водотоки) и с минимальным нарушением особо ценных охраняемых территорий, в т.ч. с памятниками древней культуры и архитектуры;

— применение технических решений, обеспечивающих надёжность, безаварийность функционирования газотранспортной системы с целью повышения её экологической безопасности;

— оснащение объектов транспорта газа оборудованием, имеющим высокие экологические защитные характеристики;

— применение новых строительных решений и технологий, характеризующихся ресурсосбережением, малоотходностью и, соответственно, экологичностью;

— организация экологического мониторинга газотранспортной системы, сопряженной с региональными системами, компонентов экосистемы для снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций;

— управление экологическим риском на основе анализа статистических данных, моделирования процессов возникновения и ликвидации возможных аварийных ситуаций, оценки предельного ущерба;

— страхование экологических рисков;

— создание правовой базы регулирования отношений газотранспортных предприятий со сторонними субъектами и коренным населением в случае непредвиденных воздействий на окружающую среду.

Решение экологических проблем при проектировании систем транспорта газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке потребует значительных дополнительных инвестиций, однако это обеспечит экологическую безопасность населения и сохранение природно-ресурсного потенциала территорий.

3.4. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЕВЕРОАМЕРИКАНСКОГО РЫНКА ГАЗА

Как уже отмечалось в первой главе, североамериканский газовый рынок имеет наибольшую историю и считается самым развитым рынком газа. При этом наиболее значительные («фундаментальные» — по оценкам американских специалистов) перемены здесь произошли в 90-х годах прошлого века. Суть этих перемен — либерализация рынка, которая не только способствовала повышению конкурентоспособности газовых компаний, но и дала возможность потребителю выбирать поставщика газа. В результате в настоящее время большая часть природного газа на рынке США и Канады закупается у поставщиков, не входящих в регулируемую систему газоснабжения, среди которых — независимая компания и автономно работающие подразделения регулируемой системы.

Перед газовой промышленностью США сейчас стоят две основные задачи: сокращение затрат и повышение прибыли [20]. Одним из неизбежных результатов их решения стали многочисленные слияния и приобретения,

как между самими газовыми компаниями, так и между газовыми и энергетическими компаниями. Другой результат — рост спроса на природный газ.

Проведенное Американским Газовым Фондом исследование «Топливо будущего: природный газ и новые экономически чистые технологии 21-го века» [108] направлено, прежде всего, на выявление потенциала природного газа как источника энергии для США. В нем, в частности, отмечается, что если бы были приняты предлагаемые Американской Газовой Ассоциацией нормативно-правовые предложения и меры, стимулирующие использование газа, то к 2020 г. спрос на природный газ мог бы достичь 970 млрд. $м^3$.

Для североамериканского рынка газа уже сейчас характерна высокая степень конкуренции и интеграции, которая особенно усилилась после образования НАФТА. Этот рынок в настоящее время практически полностью обеспечивается газом за счёт внутренних источников, поскольку все страны региона обладают его достаточными запасами. Более того, часть газа в сжиженном виде экспортируется на другие региональные рынки. Однако в перспективе, как было отмечено в разделе 1.3, ожидается быстрый рост импорта газа в этот регион — в первую очередь в США.

Для России североамериканский рынок газа — вернее, **газовый рынок США, — представляет интерес лишь с позиций отдаленной перспективы,** когда в стране будет создана мощная индустрия сжижения газа и его поставок на важные рынки морским транспортом.

В последнее десятилетие с различной степенью проработки было подготовлено несколько подобных проектов, основные из которых связаны с освоением газовых ресурсов приморской части п-ова Ямал и шельфа Карского моря, в том числе с использованием полностью подводно-подлёдной технологии освоения морских месторождений [25, 53]. Об одном из них — проекте поставок сжиженного природного газа и/или моторного топлива из газа с месторождений Карского моря — было доложено на 4-м Международном Конгрессе по сжиженному природному газу в г. Перт (Австралия) в 1999 г. [109]. Интересное предложение о строительстве экспортно-ориентированного завода по сжижению природного газа мощностью в 30 млрд. $м^3$/год на западном побережье п-ова Ямал подготовлено ОАО «Газпром» и администрацией ЯНАО [110].

При благоприятном стечении обстоятельств за пределами 2015-2020 гг. возможны поставки российского сжиженного природного газа с шельфа о. Сахалин на западное побережье США.

При всей экзотичности для нашей страны разработки шельфовых месторождений газа в арктических морях и организации экспорта сжиженного природного газа подобные проекты весьма важны с позиций обеспечения энергетической безопасности России, так как открывают возможность альтернативных существующим маршрутов и направлений экспортных поставок газа, а также диверсификации экспорта углеводородов в целом. Подробнее проблемы сжиженного природного газа рассмотрены в разделе IV.

3.5. НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГАЗОВЫЕ РЫНКИ

Для России в силу тех или иных факторов представляют интерес и те региональные рынки газа, на которых страна не представлена и куда в настоящее время экспорт российского природного газа представляется проблематичным. В частности, подобный интерес вызван факторами энергетической безопасности. И в этом отношении для нас особенно интересен южноазиатский рынок газа, который в настоящее время только начинает формироваться, но по оценкам относится к наиболее перспективным и динамично растущим рынкам. Именно в странах Южной Азии в период до 2020 г. ожидаются самые высокие темпы экономического роста (4,7-4,9% в год), уступающие только, пожалуй, Китаю (до 5,2% в год).

По данным на 2000 г. в странах Южной Азии (Индия, Пакистан, Бангладеш, Непал и Шри-Ланка) потребляется свыше 52,4 млрд. м^3 газа, который добывается в самом регионе. Добыча и потребление газа по странам региона распределяется следующим образом: Индия — 43%, Пакистан — 39% и Бангладеш — 18%. Импорт газа и регионом в целом, и отдельными его странами отсутствует.

Общая потребность в газе стран региона к 2020 г. составит, по оценкам, свыше 180 млрд. м^3 /год, в том числе в Индии — свыше 120 млрд. м^3, удвоившись за последнее десятилетие.

Значительная часть потребностей в газе региона намечается удовлетворять за счет импорта (на уровне 2020 г. — не менее 50%, в том числе в Индии — около 60%). Для Индии, как крупнейшего потенциального импортера газа (46-50 млрд. м^3 к 2020 г.) рассматриваются различные варианты его подачи, но при любых сценариях в период 2010 г. предпочтение будет отдаваться импорту СПГ.

В настоящее время завершается строительство терминала по приему СПГ в Dabhol, штат Maharashtra мощностью 4,7 млн. т/год (порядка 5,3 млрд. м^3). Прогнозируется строительство еще 10-12 терминалов (в том числе четырех — в период до 2005 г.) суммарной мощностью 18,4 млн. т/год (около 20,5 млрд. м^3).

В более отдаленной перспективе рассматривается возможность импорта сетевого газа (по трубопроводам) из Бангладеш, а также Ирана, Катара и Центральной Азии транзитом через Пакистан. Однако все эти проекты лимитируются политическими факторами: правительство Бангладеш не заинтересовано в экспорте газа, а возможность транзита газа через Пакистан обуславливается, прежде всего, необходимостью нормализации межгосударственных отношений между этими странами.

Что касается импорта газа из Центральной Азии (прежде всего из Туркменистана) транзитом через Афганистан и Пакистан, то в свое время было предложено несколько различных таких проектов, которые уже были рассмотрены в разделе 1.2. Разгром талибов делает возможным вернуться к их рассмотрению.

В любом случае, в интересах России повернуть иранский газ на восток, в Индию и Пакистан, и на юг, в Индию — газ из Туркменистана, ослабив, таким образом, его давление на европейский рынок.

По имеющимся оценкам, нормализация политических отношений между Индией и Пакистаном и стабилизация обстановки в Афганистане приведут к быстрому росту спроса на газ в этих странах, которые уже за пределами 2020 г. могли бы импортировать суммарно не менее 120 млрд. м^3 газа ежегодно.

Определённый интерес южноазиатский рынок газа для России может представлять и с позиций оказания услуг и работ в деле проектирования и строительства здесь системы магистральных газовых ресурсов.

Потенциально привлекательным может стать и латиноамериканский (южноамериканский) рынок газа. Он, как и южноазиатский, относится к быстроразвивающимся рынкам и представляет интерес для транснациональных нефтегазовых компаний со всех сторон: организации добычи и поставок газа, формирования систем розничной продажи, выполнения проектных, строительных и сервисных работ и т.п. С этих же позиций этот рынок может представлять интерес и для российских компаний. Кроме того, в случае организации крупномасштабного производства сжиженного природного газа на дне месторождений арктического шельфа России, возможны поставки на южно-американский рынок и российского СПГ.

3.6. ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

3.6.1. Общие понятия

Вопросы энергетической безопасности в целом и газовой безопасности, в частности, в нашей стране и в основных промышленно развитых странах мира (государствах — членах Международного энергетического агентства — МЭА) традиционно трактуются с противоположных позиций.

Изначально основной задачей МЭА было содействие в обеспечении энергетической безопасности стран-импортёров энергоресурсов. Поэтому для европейских стран-членов МЭА проблема энергетической, и в частности газовой, безопасности рассматривается с точки зрения импортёров энергоресурсов. Они заинтересованы в надёжности поставок, их бесперебойности, в том, чтобы не попасть в экономическую зависимость от стран-экспортёров, которые могут перекрыть «газовый кран». Для России эта проблема имеет иной аспект. Как страна-экспортёр наша страна заинтересована в стабильно развивающихся рынках газа, свободном бесдискриминационном транзите газа на эти рынки, формировании не только оптового, но и розничного рынков в странах-импортёрах газа.

Европейские страны, как импортёры, заинтересованы в низких ценах на природный газ, Россия же, экспортёр, — в высоких. Но и те и другие заинтересованы в стабильных ценах на газ.

Специфика газовой промышленности состоит также в том, что страны-экспортёры и страны-импортёры взаимно заинтересованы в долгосрочных

поставках природного газа, поскольку газовые проекты очень капиталоёмки и имеют длительные сроки окупаемости.

Понимание подобной взаимозависимости привело к необходимости совместного рассмотрения проблем энергетической безопасности. На консультативных совещаниях в июне 1995 г. «Россия — Европа: стратегия энергетической безопасности» [111] и в мае 1996 г. «Проблемы энергетической безопасности Содружества Независимых Государств» [112] уже были сформулированы основные идеи и принципы обеспечения энергетической безопасности на Евроазиатском пространстве.

Эти принципы, применительно к газовой отрасли, подробно были рассмотрены на специальном семинаре «Россия — МЭА: вопросы надёжности и безопасности газоснабжения», который состоялся в Москве в июне 1997 г. [113].

И зарубежные, и российские специалисты отмечают, что хотя газовая безопасность и энергетическая безопасность в целом взаимосвязаны, тем не менее, между ними существуют и определённые отличия, обусловленные, прежде всего, различиями в самих энергетических рынках.

Как известно, на Западе термин «энергетическая безопасность» родился применительно к нефтяной безопасности, и эта его родовая черта сохраняется до сих пор. В СССР — России термин «энергетическая безопасность» своими корнями уходит в работы энергетиков — системщиков и первоначально ассоциировался с понятиями «надёжность систем энергетики», «надёжность энергоснабжения», «живучесть (безопасность) систем энергетики» [114].

К настоящему времени сложилось более или менее одинаковое понимание того, что в основе газовой безопасности лежит понятие «безопасность поставок», которое определяет основные отличия газовой безопасности от нефтяной (или энергетической). По определению «Еврогаза», под безопасностью понимается «способность газовой индустрии удовлетворять потребности различных категорий потребителей в случае нерегулярности добычи или импорта или в других ситуациях, которые могут неожиданно привести к несоответствию спроса и предложения, обращая при этом особое внимание на наиболее уязвимых потребителей, не имеющих альтернативного поставщика».

Поскольку газовые рынки, как было показано выше, всё ещё являются, по существу, региональными рынками, то нет особых причин утверждать, что недостаток поставок газа на одном из них может сказываться на объёме или условиях поставок газа на других*. Напротив, в силу наличия мирового рынка нефти, сбой поставок в одном его региональном сегменте сразу же сказывается на всём рынке.

Подобная зависимость кратно возросла в условиях глобализации, что лишний раз со всей очевидностью продемонстрировано в начале 2003 г. событиями в Венесуэле, а затем и войной (скорее даже — подготовкой к ней) в Ираке.

---

* Здесь, впрочем, имеется, как справедливо отмечается специалистами МЭА [21], косвенное влияние подобного недостатка поставок — посредством воздействия последних на мировую цену на нефть.

Основная же причина территориальной разобщенности региональных рынков газа — высокая стоимость транспортировки газа, которая делает весь газовый бизнес весьма капиталоёмкой сферой деятельности. Кроме того, следствием высокой стоимости транспортировки газа является и то, что системы доставки газа (и по трубопроводам, и в виде СПГ) остаются достаточно негибкими: количество альтернативных маршрутов к определённому потребителю всё ещё незначительно. Развитие транспортной инфраструктуры (трубопроводной сети, портовых терминалов) увеличивает подобную гибкость, но ограничения на поставки газа (как экономические, так и технические) остаются и накладывают свой отпечаток на состояние газовой безопасности.

Причём — и это следует особо подчеркнуть, — в газовом бизнесе существует высокая и долгосрочная взаимозависимость производителей и потребителей газа, которая характеризуется не только высокими уровнями капиталовложений, но и необходимостью непрерывности поставок. Кроме того, как потребители не имеют достаточного количества альтернативных поставщиков газа, так и поставщики (производители) привязаны к ограниченному числу потребителей газа. Поэтому на газовом рынке — в условиях глубокой взаимозависимости поставщиков и потребителей — безопасность в значительно большей степени должна обеспечиваться совместными действиями поставщиков и потребителей по снижению как фактических рисков газоснабжения, так и — что не менее важно — потенциальных (гипотетических) опасностей, зачастую раздуваемых в политических интересах или в интересах конкурентов газовой промышленности. Это утверждение верно как для отдельных стран, как и для целых регионов. Поэтому, говоря о взаимоотношениях стран ЕС и России, А.Д. Седых на уже упоминавшемся семинаре по газовой безопасности «Россия — МЭА» особо подчеркнул, что особенности газоснабжения таковы, что было бы непозволительно дорого и в конечном счёте непродуктивно, если бы европейские потребители газа в условиях возрастающей зависимости от импорта стали предпринимать односторонние действия типа создания многомесячных резервов газа в хранилищах на своей территории. В нынешних условиях эффективнее предпринять совместные усилия по развитию всех звеньев газовой системы — от добычи до конечного распределения газа [113].

Ещё одна особенность газовой безопасности связана с тем, что поставки газа конечному потребителю в большинстве стран регулируются государством в силу того, что транспортировка и распределение газа относятся к естественно-монопольной среде деятельности. Отсюда — подверженность газовых компаний ценовому регулированию, потребность в государственной поддержке в части экспорта и импорта газа, и в целом — значительная зависимость от государства и его органов. Отсюда — и характер проблем в области безопасности: они сфокусированы в первую очередь на вопросах недопустимости дефицита газа, недостатка поставок газа. Напротив, в нефтяной безопасности, и это хорошо показано в работе [25], основная проблема — резкие колебания цен на мировом рынке, глобальная взаимозависимость рынков между собой.

3.6.2. Подходы к проблеме газовой безопасности в странах — членах МЭА

Рассмотренные особенности газовой безопасности стали основой того, что зарубежные специалисты (в первую очередь — специалисты стран — членов МЭА) [21, 58, 60, 111, 113], говоря о газовой безопасности, подразумевают прежде всего систему защиты от рисков — рисков сбоев в поставках газа. Зарубежные специалисты выделяют три широких класса рисков, влияющих на непрерывность поставок газа:

— технические риски;

— невозможность мобилизации долгосрочных поставок или обеспечения гарантий в части поставок;

— политические риски.

Во времени риски подразделяются на краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные. В части поставок подобные риски показаны в *табл. 3.13.*

Говоря о **технических рисках,** зарубежные специалисты в это понятие вкладывают, прежде всего, факт нарушения поставок газа в результате воздействия на элементы (объекты) газовой системы. Причём, само воздействие — производственная авария, террористический акт или стихийное бедствие — в этом случае просто воспринимается как данность. В этом — отличие зарубежной идеологии (прежде всего — МЭА) энергетической безопасности от той, которая используется в отечественной науке и практике [25, 114, 115]. В России в данном случае речь бы шла об угрозах техногенного, военно-политического и природного характера.

Признавая важность технических рисков, зарубежные специалисты, тем не менее, считают, что эти риски не могут создать значительных, долговременных проблем для потребителей газа: даже в самых серьёзных случаях сроки восстановления поставок газа будут исчисляться месяцами, а не годами [113]. Для снижения технических рисков разработана целая система мер: диверсификация поставок, создание мощностей по подземному хранению газа, объединение в систему магистральных газопроводов, а также контракты, допускающие возможность временного прекращения газоснабжения, и правовые нормативы, вступающие в силу в экстремальных ситуациях. Считается также, что важной предпосылкой эффективного использования технического потенциала является тесное сотрудничество между компаниями разных стран в области проектов по закупке газа и транснациональной торговли газом, наличие договорной основы для организации процесса эксплуатации и создания действующих систем связи, необходимых для оперативного управления и обмена информацией в целях обеспечения надежности газоснабжения [113].

Отметим также, что, согласно отчёту, подготовленному группой европейских компаний трубопроводного транспорта, основная причина нарушения поставок газа по трубопроводам — проведение землеройных работ в районе газопроводов [116]. Причём, такие повреждения имели место не только в распределительных системах, но и на магистральных газопроводах.

Под невозможностью мобилизации долгосрочных поставок или обеспечения гарантий в части поставок специалистами МЭА подразумевается ситуация «отсутствия поставок в тех случаях, когда спрос на газ или инвестиции в газоёмкие отрасли растут быстрее, чем поставки газа или инвестиции в

газодобывающие отрасли и системы поставок газа» [21, 113]. В отечественной литературе в этом случае речь бы шла об экономических угрозах надёжности газоснабжения из-за расбалансированности экономики.

Данная группа рисков, по признанию зарубежных специалистов, — наиболее широкая и разнообразная, так как включает в себя большое количество факторов, относящихся и к макроэкономике, и к экономике газовой отрасли, и к поведению государства. Кроме того, для западноевропейских стран в этом случае с особой силой встает и проблема транзита газа [117]. Общим, что объединяет эти риски в одну группу, является их долгосрочный характер, что требует выработки и соответствующих мер по их нейтрализации. При этом, по мнению специалистов, в отличие от технических рисков, которые можно полностью контролировать с помощью современной техники, контроль рисков экономического характера существенно более осложнён. Однако в силу большого потенциала подобных рисков такой контроль как раз и является задачей первостепенной важности как для самой газовой отрасли, так и для правительств соответствующих государств.

К подобным рискам многие специалисты относят и меры по либерализации газовых рынков. Как рассуждает Дитер Пфафф («Ругаз АГ»), «какая газовая компания при свободном доступе третьих лиц будет в будущем готова к подписанию долгосрочных контрактов типа «бери или плати», гарантирующих отбор или оплату больших объёмов газа в течение длительного периода времени? А ведь долгосрочные контракты, содержащие обязательства типа «бери или плати», представляют собой основу финансирования огромных инвестиций, необходимых для реализации будущих газовых проектов в Северном море, в норвежской части Северного моря, в Баренцевом море, в Западной Сибири или на Ямале. Один лишь факт географического расположения новых источников поставок природного газа, находящихся в будущем в пределах досягаемости Германии и Европы, позволяют дать представление о масштабах этих проектов.

Уже сегодня можно констатировать тот факт, что неопределённость в отношении правовых норм, обусловленная обсуждением газовой директивы Европейского Союза, ставит под вопрос, в частности в Норвегии, осуществление крупных инвестиций в области поиска и освоения газовых месторождений, а также в области строительства трубопроводов. В свою очередь перед российской газовой промышленностью встает вопрос о том, по какому направлению ей следует развивать свою деятельность в будущем — наращивать ли поставки в Европу или искать новые рынки на Ближнем Востоке или в Азии. Если Европейский Союз в самом деле пойдёт по пути предоставления принудительного права доступа третьих лиц к трубопроводным системам, то основа для выполнения долгосрочных обязательств типа «бери или плати» будет подорвана или даже разрушена» [113].

Политические риски включают как вероятность нарушения сложившихся поставок на более или менее долгий срок по политическим мотивам, так и возможность того, что поставки газа, которые экономически могли бы иметь место, реально не могут быть осуществлены из-за того, что политические риски слишком велики. Потенциальное влияние различных политических решений на европейский рынок газа показано в *табл. 3.14.*

Следует особо отметить, что политические риски — в плане поставок природного газа из СССР/России в Западную Европу — долгое время фигурировали в числе основных рисков надёжному газоснабжению ЕС. Более того, есть все основания полагать, что подобные риски сознательно завышались с целью воспрепятствовать росту поставок нашего газа в Европу*. При этом, например, широко дискутировались такие гипотетические «угрозы», как ухудшение российско-украинских отношений, политическая нестабильность в России в первой половине 90-х годов и т.п. [21].

Таким образом, как уже отмечалось, газовую безопасность специалисты МЭА рассматривают в первую очередь с точки зрения управления рисками — техническими, экономическими (долгосрочными) и политическими, а само управление рисками играет основную роль в газовом бизнесе. В этих условиях роль бизнеса (производителей, поставщиков и потребителей газа) состоит в решении проблем, связанных с техническими рисками, тогда как роль государства (правительств) — создание правил (рамок), обеспечивающих эффективное управление рисками, и, иногда, определение приемлемого уровня системного риска.

Соответственно, **газовая безопасность предполагает защиту от всех имеющихся рисков.** Однако абсолютная безопасность — в том смысле, что все риски сведены к нулю для всех агентов газового бизнеса, — скорее всего, невозможна и, по крайней мере, весьма дорога. Как отмечают специалисты МЭА, многие потребители будут готовы принять определённое снижение безопасности поставок в обмен на более низкие цены. Разные группы потребителей вполне могут пойти на разные уступки в этом отношении. Тем не менее, все они будут серьёзно заинтересованы в том, чтобы стремиться к достижению выбранного ими уровня безопасности [113].

Основными мерами, направленными на обеспечение газовой безопасности, в настоящее время считаются [21, 113]:

— диверсификация, под которой понимается множественность либо производителей газа и вариантов его транспортировки (Северная Америка), либо стран-поставщиков (Европа), либо независимых средств поставки (Япония);

— гибкость, которая заключается, в основном, либо в замене одного источника газа другим**, либо поставок газа другим топливом, либо в замене одних определённых видов деятельности на менее энергоёмкие;

— меры быстрого реагирования, под которыми в газовой отрасли понимается, прежде всего, использование хранилищ газа, прерывание контрактов (договоров продажи, которые могут быть прерваны) и использование других форм ограничений спроса, защиту от повышения цен, планирование

---

* Отметим, что на уровне газовых компаний роль «политических рисков» никогда не преувеличивали. Как, например, подчеркнул Д. Диспенца, директор по газовым поставкам «SNAM SpA» , вся история газовых поставок ясно показала, что поставки газа из стран вне ЕС никогда не испытывали «политических» нарушений [113].

** Применяемая в МЭА методология определения влияния сбоев в газоснабжении на спрос на другие виды топлива и влияние роста спроса на котельно-печное топливо на срыв газовых поставок показаны на **рис. 3.16** и **3.17.**

непредвиденных ситуаций и др. Эти меры жизненно важны, когда речь идёт о способности реагирования на нарушение поставок;

— свободные (либерализованные) рынки;

— долгосрочные договоры о поставках;

— сотрудничество агентов рынка.

Поскольку зарубежные специалисты газовую безопасность рассматривают, прежде всего, с позиций управления рисками, то закономерно встаёт вопрос об уровне приемлемости рынка.

На свободном (либерализованном) рынке отдельные потребители в принципе могут самостоятельно решать, каков приемлемый для них уровень риска газовых поставок, например, выбирая непрерывные договоры или выбирая поставщиков на основе компромисса между ценой и предлагаемыми гарантиями безопасности. В таких случаях правительства не участвуют в определении приемлемого уровня индивидуального риска. Тем не менее, газовые рынки, как уже отмечалось, как правило, несовершенны: они характеризуются высоким уровнем монополизации систем транспортировки и распределения.

Стоит упомянуть и о ряде особенностей газовых систем, в результате которых они, в отличие от других энергетических систем, не могут «выйти из строя без опасных последствий», и сбой отдельной поставки может отразиться на всей системе поставок (например, снижение давления во всей сети). Имеют место также информационные проблемы. Потребители жилищно-коммунального сектора могут обладать недостаточной информацией, чтобы выносить обоснованные суждения о безопасности поставок; они также испытывают недостаток в средствах, поэтому, например, будущие газовые контракты, индивидуальное хранение газа и обращение на рынке наличного товара (если таковой существует) — всё это лежит за пределами возможности для большинства таких потребителей.

Кроме того, имеются и чисто практические проблемы. Часто бывает трудно обеспечить точную степень прекращения поставок — отключение газа в отдалённых регионах неприменимо в большинстве стран, так как потребителям, которым прекращена поставка, вообще приходится «отключать самих себя». В настоящее время в промышленном секторе большому числу автономных поставщиков было бы нереально полагаться на этот процесс, поскольку будет невозможно контролировать соглашения (хотя необходимая технология могла бы быть разработана, если бы этого требовал рынок). Короче говоря, подчеркивают специалисты МЭА, может быть трудно или невозможно применить концепцию безопасности на отдельном индивидууме, по сравнению с системой [21].

Иными словами, на практике весьма сложно (если вообще не невозможно) применять концепцию безопасности на индивидуальном, а не системном уровне. Решения о безопасности поставок поэтому часто принимаются на отраслевом, законодательном или правительственном уровне. Обычно такие решения основываются не на полном анализе затрат и преимуществ, или строго экономических критериях, а скорее на технических критериях — например, на способности выдержать одну из 20 или 50 зим, то есть зиму с низкими температурами на уровнях, которые можно ожидать только в один год из 20 или 50, или на способности поддерживать

поставки на одном уровне без сбоев до падения температуры ниже определённой точки.

Таким образом, утверждая, что рыночные механизмы должны стать, по мере возможности, основой решений в области газовой безопасности, специалисты МЭА тем не менее понимают, что в жилищно-коммунальном секторе потребители не всегда имеют возможность на индивидуальном уровне определять степень приемлемого для них риска. Компании, регулирующие органы и государство в целом, непременно должны участвовать в определении критериев газовой безопасности.

Естественно допустить, что для России, как и для других стран с переходной экономикой, роль государства в обеспечении газовой безопасности должна быть ещё большей.

МЭА полагает, что открытие рынков или появление конкуренции будет способствовать безопасности поставок и ляжет в её основу. Но одновременно становится ясно, что либерализация рынка поднимает ряд вопросов, которые необходимо решать. Один из таких вопросов, обсуждаемых в контексте директивы ЕС по газу, заключается в том, должны ли местные распределительные компании (МРК) иметь доступ на рынок, т.е. возможность покупки газа непосредственно у производителей. На эту тему МЭА в 1997 г. провело специальное исследование, которое показало, что однозначного ответа на этот вопрос нет [113]. И подобных примеров можно привести множество. Некоторые из них ещё будут рассмотрены в разделе V.

3.6.3. Подходы к проблеме газовой безопасности в России

Российские специалисты, как уже неоднократно подчеркивалось выше, несколько иначе подходят к проблемам газовой безопасности, чем их коллеги из МЭА. В основе этого подхода лежат такие понятия, как угрозы газовой безопасности и меры (направления) её обеспечения.

Рассмотрим эти вопросы подробнее.

Угрозы энергетической безопасности — это совокупность условий и факторов, создающих экстремальные ситуации в системах топливо- и энергоснабжения потребителей, представляющих опасность для нормального функционирования этих систем и тем самым опасность жизненно важным интересам личности, общества и государства.

Реальные и потенциальные угрозы системам топливо- и энергоснабжения и, соответственно, энергетической безопасности, определяют содержание деятельности по их нейтрализации или предотвращению. В полной мере сказанное относится и к газовой безопасности, к системе газоснабжения.

Конкретные угрозы для энергетической (в том числе газовой) безопасности России имеют социально-политические, экономические, техногенные и природные причины.

В общем виде их можно классифицировать следующим образом [118]:

Социально-политические угрозы внутреннего характера:

• национальные и региональные конфликты, сопровождаемые военными действиями вблизи объектов газовой отрасли и диверсиями против них;

• действия региональных властей по ограничению свободного движения энергоресурсов, товаров и услуг между регионами и другие проявления сепаратизма;

• противоправное вторжение федеральных органов власти в прерогативы регионального уровня управления энергетикой и компетенцию хозяйствующих субъектов;

• социальная напряженность (забастовки др.).

К внешним угрозам политического характера относятся:

• зависимость важнейших экспортных артерий России (газопроводов);

• зависимость газообеспечения ряда пограничных областей России от зарубежных государств (например, Калининградской области);

• дискриминационные меры внешних торговых партнеров по отношению к Российской Федерации и к субъектам Федерации;

• сохраняющаяся возможность региональных военных конфликтов в мировом сообществе.

Экономические угрозы.

Важнейшей из них на современном этапе является дефицит инвестиционных ресурсов, влекущий за собой недостаточный ввод новых мощностей, низкие темпы реконструкции и технического перевооружения в газовой отрасли, старение производственных (особенно газотранспортных) фондов.

Другими проявлениями экономических угроз (в целом для ТЭК) являются:

• финансовая дестабилизация из-за кризиса неплатежей;

• неприемлемо высокий для потребителей уровень или чрезмерно крутой рост цен и тарифов на топливо и электроэнергию и их транспортировку;

• высокий уровень энергоемкости экономики России, который ложится тяжелым бременем на ТЭК и снижает конкурентоспособность российской продукции на мировом рынке;

• резкое сокращение объемов геологоразведочных работ и ухудшение состояния сырьевой базы, особенно в нефтяной промышленности;

• чрезмерная монополизация на энергетических рынках, слабость механизма государственного регулирования естественных монополий.

Угрозы техногенного характера обусловлены:

• быстро нарастающим в отраслях ТЭК удельным весом морально устаревшего и физически изношенного оборудования;

• низким уровнем природоохранной деятельности и экологической безопасности в отраслях ТЭК.

В результате нарастают угрозы возникновения крупномасштабных аварий как на энергетических объектах, особенно при их высокой концентрации (газо- и нефтепроводы, установки по переработке нефти и т.д.), так и в системе распределения.

Обеспечение энергетической безопасности России, по мнению российских специалистов [25, 114, 115], является прерогативой государства и достигается проведением единой государственной политики на федеральном и региональном уровнях, системой мер законодательного и иного характера, адекватных выявленным угрозам и дестабилизирующим факторам.

К системе государственного регулирования в части энергетической безопасности относится:

1) Принятие нормативно-законодательных актов Российской Федерации, регулирующих в правовом отношении взаимодействие федеральных органов исполнительной власти, общероссийских энерго- и топливоснабжающих организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по вопросам надежного топливо- и энергообеспечения отраслей экономики, населения страны в целом и ее отдельных регионов. В частности, необходимо принятие специального закона «Об энергетической безопасности».

2) Стимулирование энергосбережения. За счет реализации комплекса мер по энергосбережению можно обеспечить покрытие не менее 40-45% прироста потребностей экономики страны в энергоресурсах на среднесрочный период.

3) Мониторинг состояния энергетической безопасности. В настоящее время готовятся методические положения по обеспечению такого мониторинга как на федеральном, так и на региональном уровнях, однако органами государственной власти они не востребованы.

4) Прямое управление распределением энергоресурсов в условиях чрезвычайных ситуаций.

К задачам государства относится также внешнеполитическое обеспечение энергетической безопасности России с целью сохранения и расширения надёжных внешних рынков сбыта энергоресурсов на основе долгосрочных контрактов, получения доступа к конечным потребителям, активизации участия национального капитала в зарубежном энергетическом секторе.

К мерам рыночного регулирования, в первую очередь, относятся ценообразование и налоговая политика. Большинство специалистов, занимающихся вопросами энергетической безопасности, убеждены, что необходимо реформирование налоговой системы с целью снижения налогов на товаропроизводителей, в том числе на предприятия ТЭК, для стимулирования производства и расширения на этой основе налогооблагаемой базы. Но одновременно необходимо введение дифференцированных акцизов и налогов на продукцию добывающих отраслей ТЭК в зависимости от горно-геологических условий каждого месторождения, в том числе и при добыче трудноизвлекаемых запасов нефти и газа с использованием новых технологий. С ценообразованием и налоговой политикой связано и создание благоприятного инвестиционного климата в стране. Основные меры здесь:

- снижение учетной ставки банковского кредита под целевые инвестиционные проекты и конверсионные программы развития импортозамещающего оборудования для ТЭК;
- обеспечение налоговых льгот, стимулирующих инвестиционную деятельность;
- расширение практики залога и лизинга как инструмента привлечения инвестиций;
- развитие системы гарантий и правового обеспечения активной деятельности частных инвесторов, в том числе иностранных.

Однако практика последних лет свидетельствует, что генеральной линией правительства страны стала ликвидация каких бы то ни было налого-

вых льгот и дифференцированных налоговых ставок (якобы в целях создания всем участникам рынка равных возможностей и борьбы с коррупцией).

По нашему мнению, **подобная практика** (не говоря уже о её экономических последствиях) **несёт в себе явную угрозу энергетической безопасности страны.**

Другие меры рыночного регулирования — формирование рынка страхования и стимулирования развития внешнеэкономических связей.

К совместным действиям государства и бизнеса в части обеспечения энергетической безопасности России можно отнести:

- структурные изменения в ТЭК (деконцентрация и децентрализация производственных мощностей, рассредоточение их по территории страны, диверсификация источников энергоснабжения как по видам энергоресурсов (нефть, газ, уголь, гидроэнергоресурсы, энергия АЭС и др.), так и по их локализации);
- создание резервов в системах энергетики (технологические и производственные резервы у производителей и поставщиков энергоресурсов, запасы энергоносителей у потребителей, создание технологий, обеспечивающих возможность взаимозаменяемости топливно-энергетических ресурсов у потребителей и др.).

Как уже было показано во второй главе, природный газ — основа топливно-энергетического баланса России. **На перспективу,** согласно энергетической стратегии России, прогнозируется дальнейший рост потребления природного газа в стране. **В этом — и залог энергетической безопасности России, и одновременно угроза этой безопасности.**

С позиций газовой безопасности, экономика России не может и не должна базироваться только на газе. Кстати, уже сейчас в балансе котельно-печного топлива отдельных регионов России доля газа недопустимо высока. Поэтому за пределами 2010 г., когда экономика начнет устойчиво развиваться, основу энергетики должны составлять, наряду с газом, уголь и АЭС. Нефть же сохранит свои позиции как основной источник моторного топлива. Правда, этот тезис (о нефти) в настоящее время носит сугубо теоретический характер, так как нефть в основном идёт не на внутреннее потребление, а на экспорт (2002 г. — более 70%) [119].

С позиций энергетической безопасности нас не совсем удовлетворяет и существующее распределение газовых ресурсов по территории страны — и разведанные, и прогнозные запасы газа сосредоточены в северных районах Западной Сибири. Поэтому в перспективе большое значение придается освоению газовых месторождений на шельфах Северного Ледовитого и Тихого океанов, в Восточной Сибири, других регионах России.

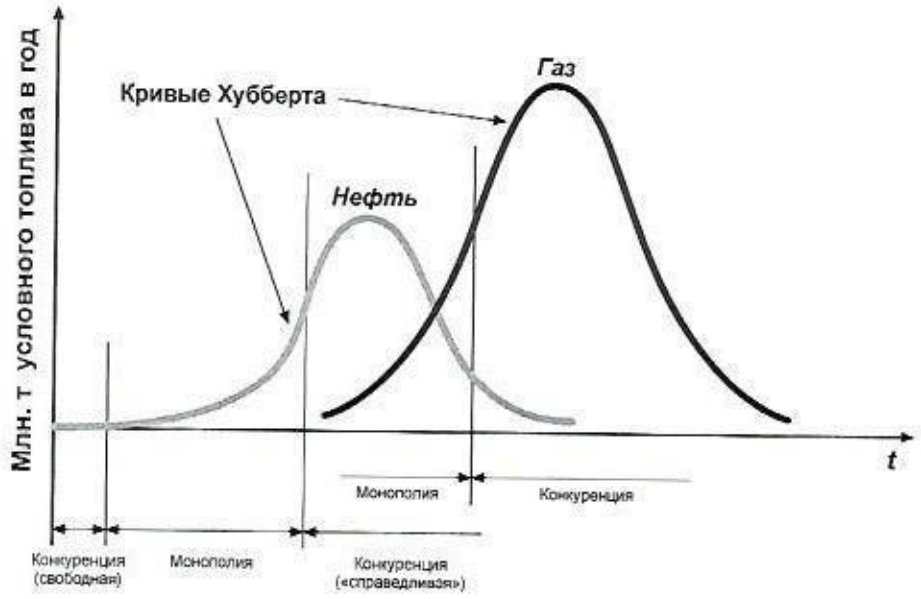
Требует изменения и сложившаяся привязка России только к европейскому рынку газа. Поэтому в период до 2020 года на основе месторождений шельфа и Восточной Сибири намечено сформировать крупные экспортные базы для поставок газа (в том числе и в сжиженном виде) на новые рынки — азиатский, тихоокеанский, а в более отдалённой перспективе — и латиноамериканский.

Иными словами, как страны Западной Европы не устраивает зависимость от поставок только российского газа, так и Россия не должна находиться в зависимости только от ситуации на европейском газовом рынке.

Выше было отмечено, что российские специалисты к одной из проблем газовой безопасности относят высокую долю газа в структуре потребления первичных энергоресурсов в России. На снижение такой доли направлена, в частности, и «Энергетическая стратегия на период до 2020 года» [65]. Особенно такая позиция характерна для специалистов ОАО «Газпром» [9]. В то же время западные специалисты подобную озабоченность не разделяют и не понимают. Как подчеркнул в свое время Исполнительный директор МЭА Р. Придл в ходе презентации очередного Обзора «Энергетическая политика России», намечаемое снижение доли газа с 50% до 42-45% — «единственный аспект новой Энергетической стратегии, по которому Обзор МЭА высказывается критически». И пояснил: «Треть мировых запасов газа расположены в России. Россия, таким образом, не может быть, строго говоря, названа газодефицитной страной. Мы указываем на возможности России импортировать газ на коммерчески привлекательных условиях из стран Центральной Азии и Каспийского региона по имеющимся сетям газопроводов. Существующих запасов газа будет достаточно в течение ещё нескольких десятилетий. Но инвестиции в *будущие* поставки — внутреннюю добычу и импорт — должны быть произведены за несколько лет до прогнозных потребностей. Энергобезопасность не будет являться основной проблемой при условии, что Россия удачно осуществит реформы ценового и налогового режимов, существовавших с конца 1990-х годов» [120].

Рис. 3.1

Закономерности естественной динамики освоения невозобновляемых энергоресурсов



Источник: [79]

Рис. 3.2

Этапы развития рынка

Зарождение	Рост	Развитие	Конкурентный
Спрос			
• Крошечный рынок • Вертикально-интегрированная цепочка	• Бурный рост • Газ в промышленности и энергетике	• Замедление темпов роста	• Начало насыщения
Инфраструктура			
• Основные объекты, их общая ограниченность	• Рост числа крупных проектов • Начало интеграции	• Хорошо развитая система с внутренними взаимосвязями	• Полное развитие – центры торговли, ПХГ и пр.
Промышленность			
• Число участников невелико • Часто – государственные монополии • Сильная зарегулированность	• Рост числа участников и развитие конкуренции • Появление долгосрочных контрактов между агентами • Утверждение стороннего доступа к резервным мощностям	• Много участников • Эффективность торговли невелика • Крупные потребители могут выбирать поставщика • Открыт доступ ко вторичному рынку мощностей и его развитие • Развитие рынков форвардных сделок	• Дезинтегрированная цепочка снабжения • Число участников велико • Широкая конкуренция с правом выбора для всех потребителей • Конкуренция газ – газ и низкая прибыльность операций на рынке • Краткосрочные контракты и спотовые сделки
Индикативный период развития			
0-15 лет	15-20 лет	20-40 лет	> 40 лет

Источник: [80]

Рис. 3.3

Торговые дома и совместные предприятия ОАО «Газпром» в Европе



Источник: [86]

Рис. 3.4

Основные направления подачи природного газа на европейский рынок

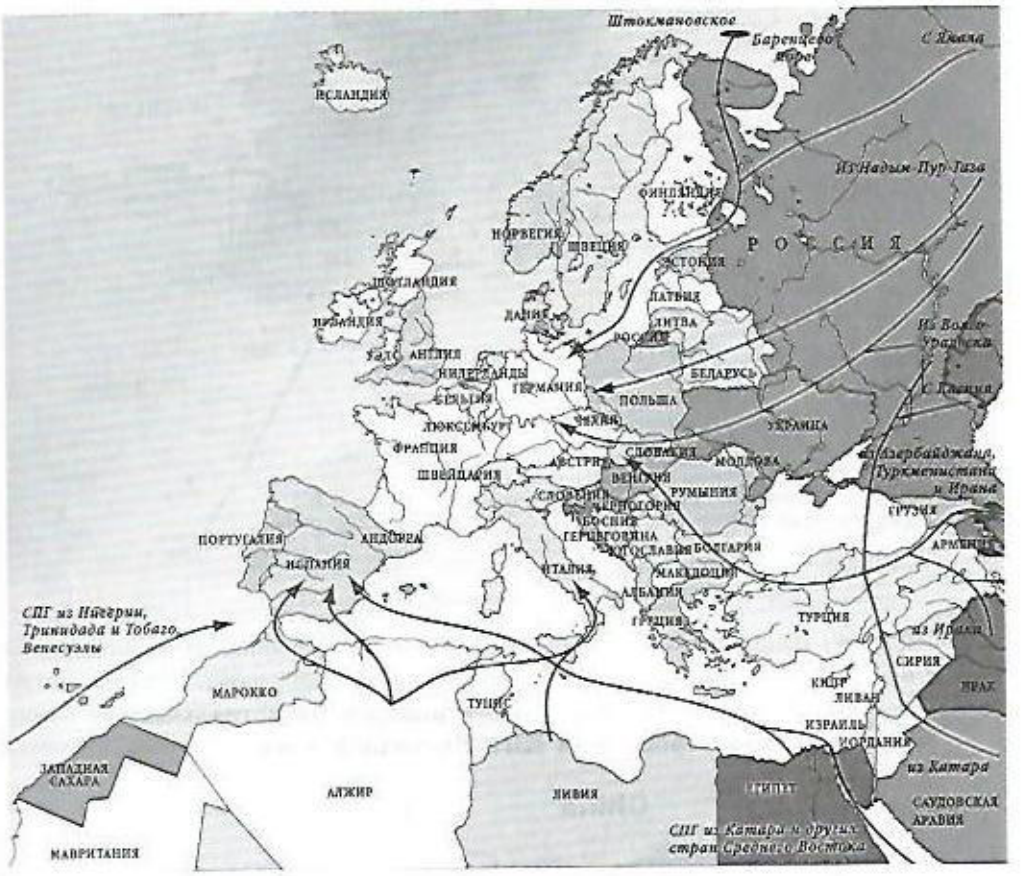
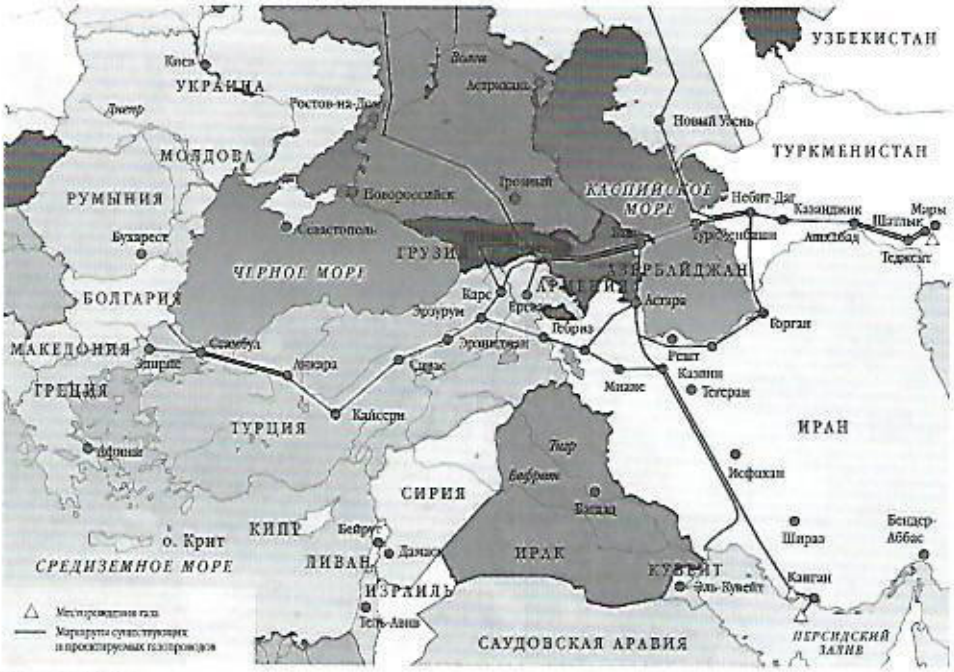


Рис. 3.5

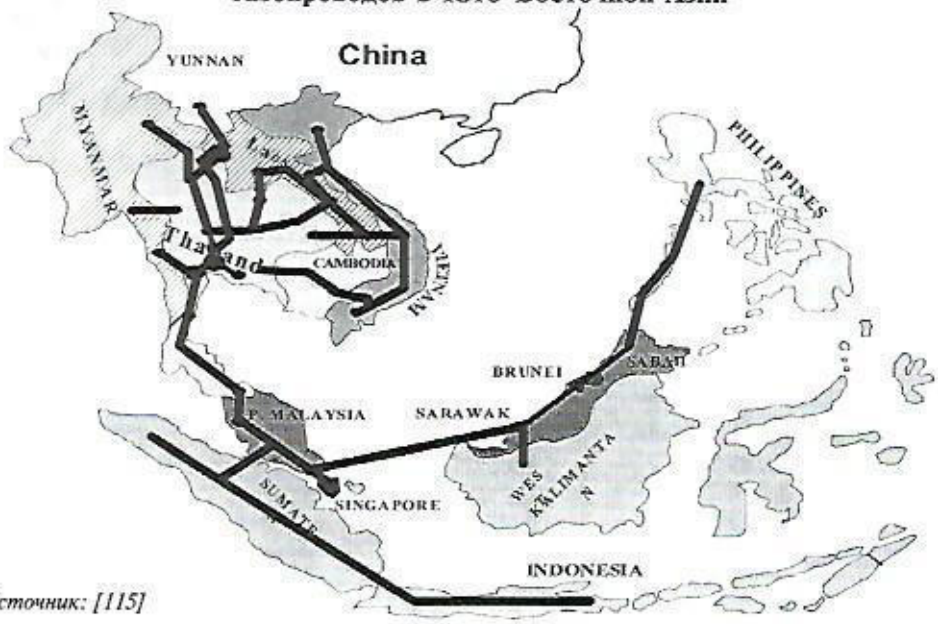
Транскаспийский газопровод по маршруту Туркменистан – Турция – Европа



Источник: [93]

Рис. 3.6

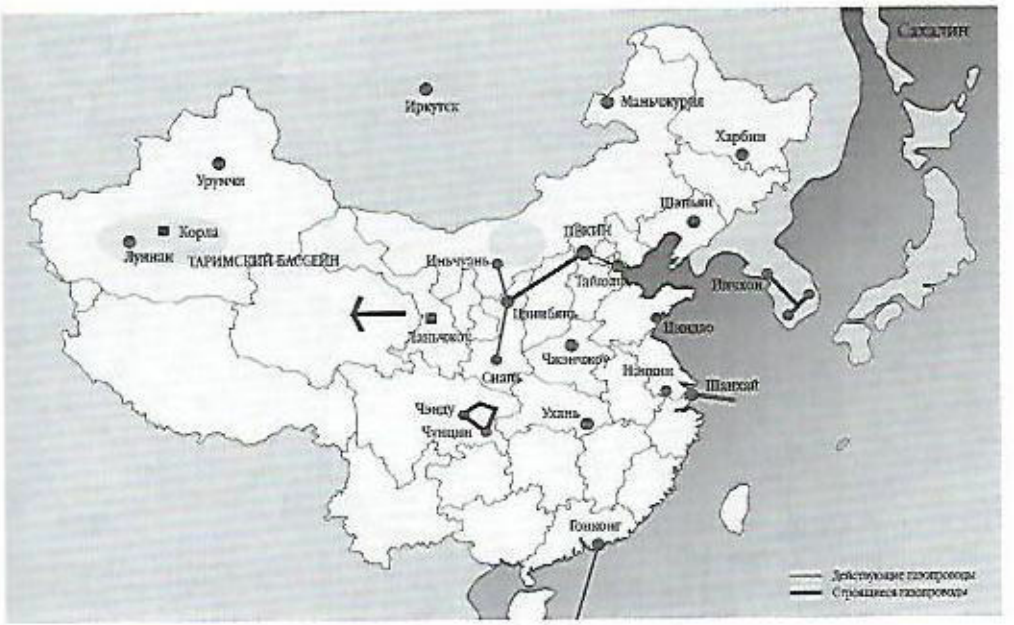
Перспективы развития газового рынка и магистральных газопроводов в Юго-Восточной Азии



Источник: [115]

Рис. 3.7

КНР – план сооружения трубопроводов (по состоянию на 2000 г.)



Снабжение по трубопроводам протяженностью 10638 км (на конец 1999 г.)
Основные сети трубопроводов:
линия ShanJing Xian Line (Jingbian – Пекин) – 853 км,
глубоководная линия NanHaiYa – Hongkong – 778 км

Источник: [90]

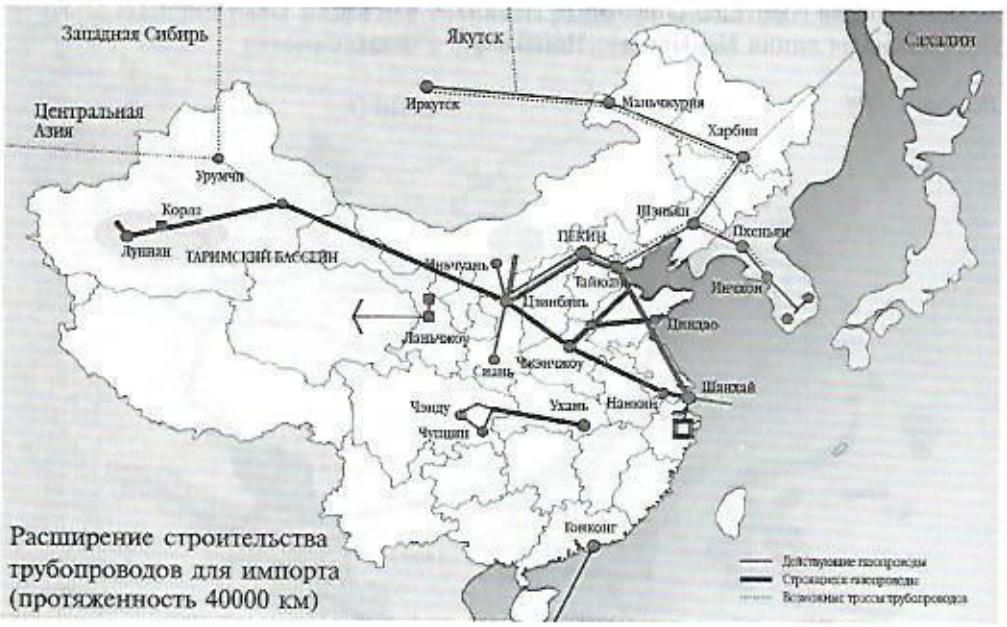
Рис. 3.8

КНР – план сооружения трубопроводов (период до 2010 г.)



Рис. 3.9

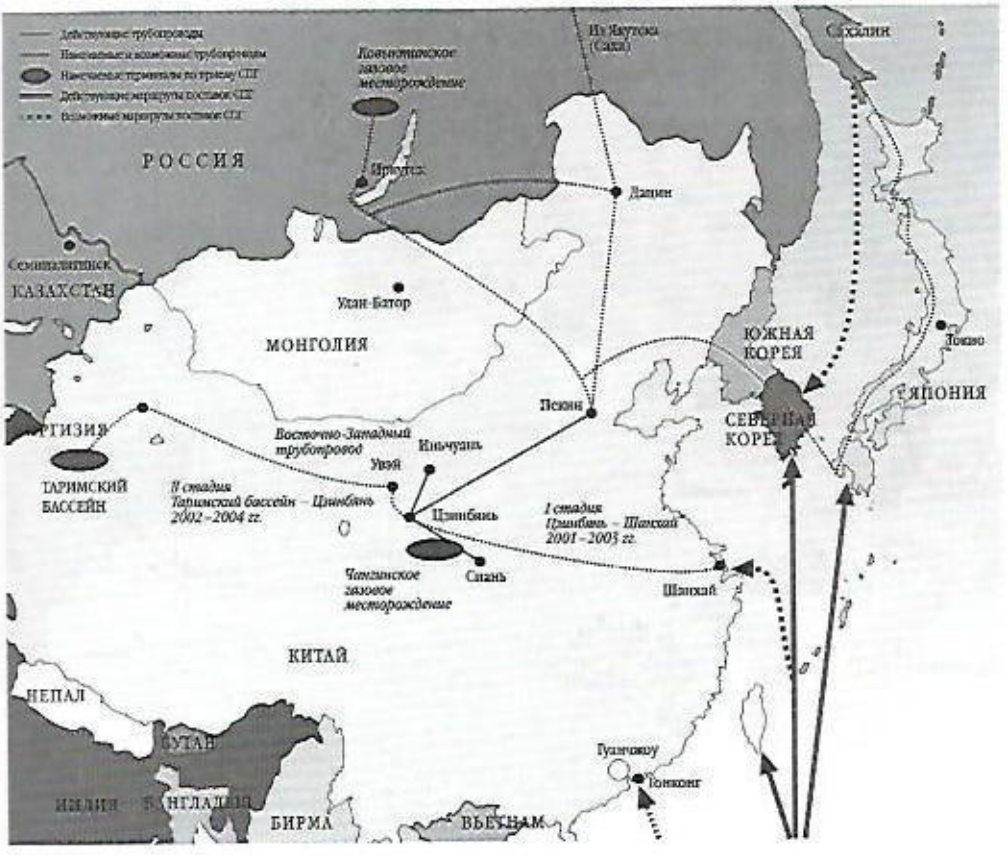
КНР – план сооружения трубопроводов (период до 2010 г.)



Источник: [90]

Рис. 3.10

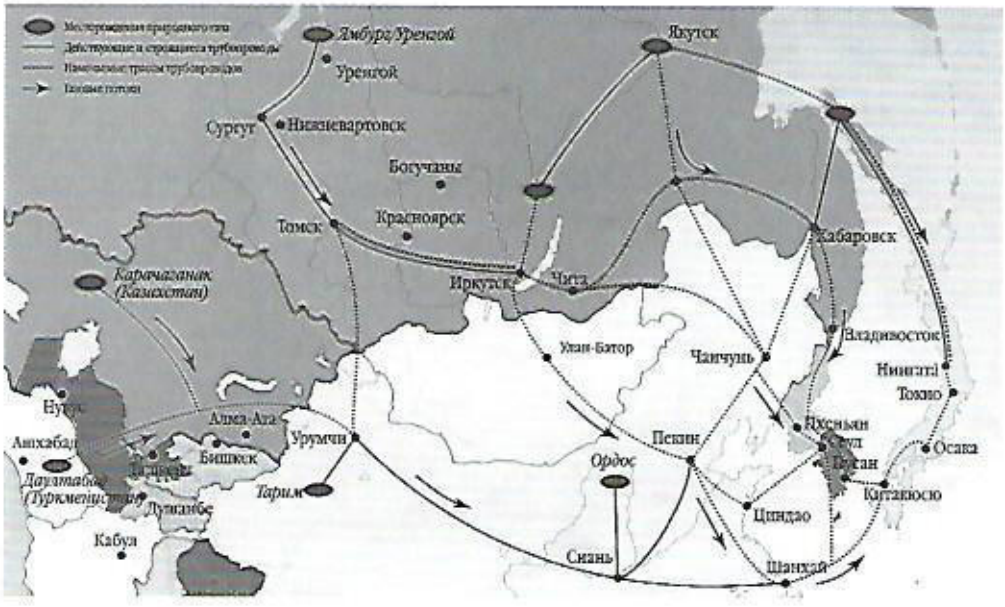
Потенциальные направления поставок газа в страны Северо-Восточной Азии (на суше – трубопроводы, на море – СПГ)



Источник: [90]

Рис. 3.11

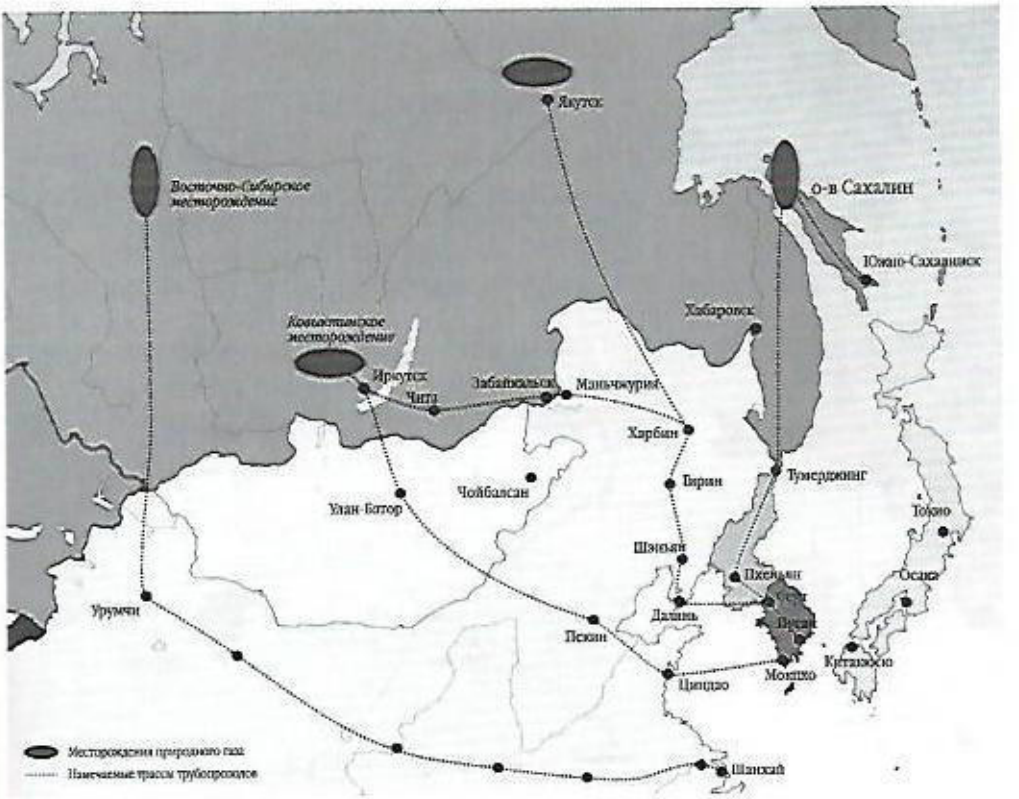
Общая схема транспортных потоков газа на севере Азиатского континента



Источник: [90]

Рис. 3.12

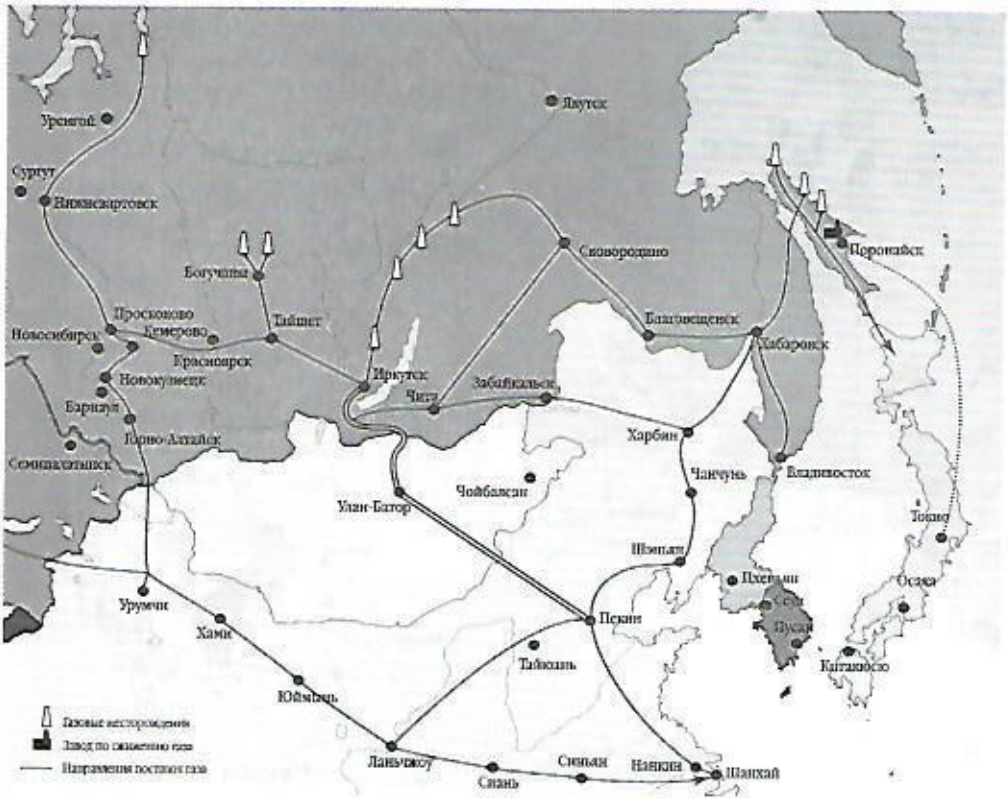
Возможные маршруты подачи газа из России в страны Северо-Восточной Азии (предложены Госпланом КНР и Университетом Tsinghua, КНР, в феврале 2000 г.)



Источник: [103]

Рис. 3.13

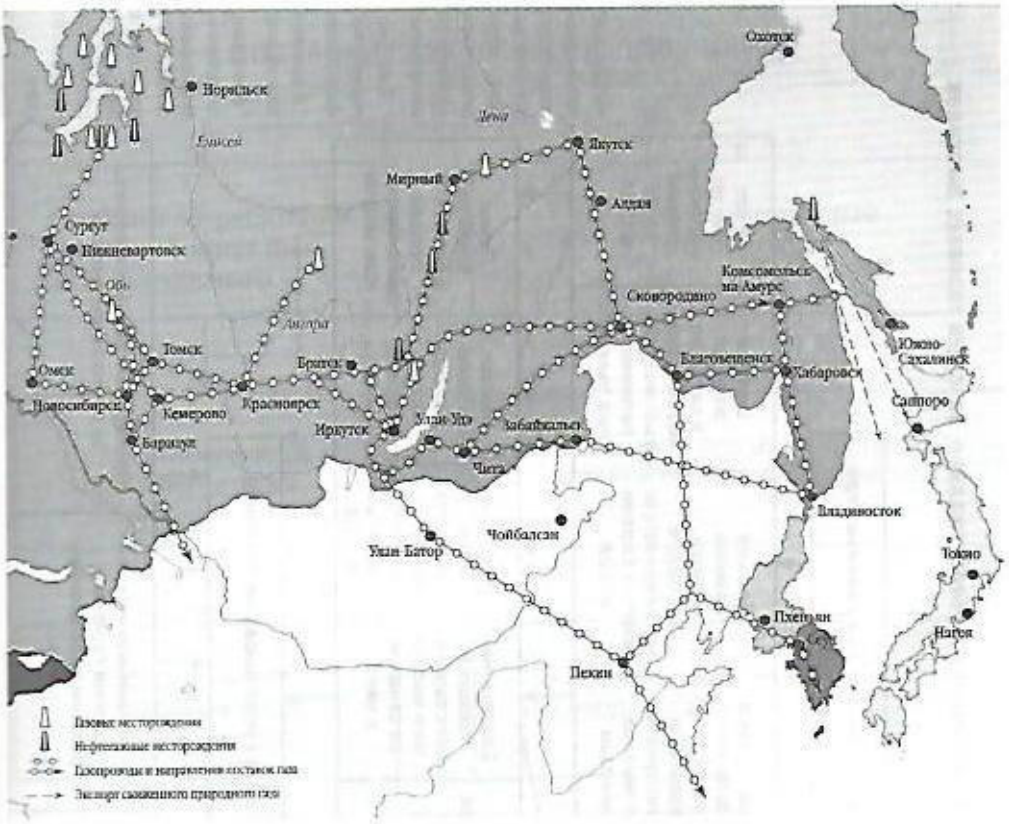
Концепция формирования трубопроводной системы Северо-Восточной Азии (предложена ОАО «Газпром» в сентябре 2000 г.)



Источник: [99]

Рис. 3.14

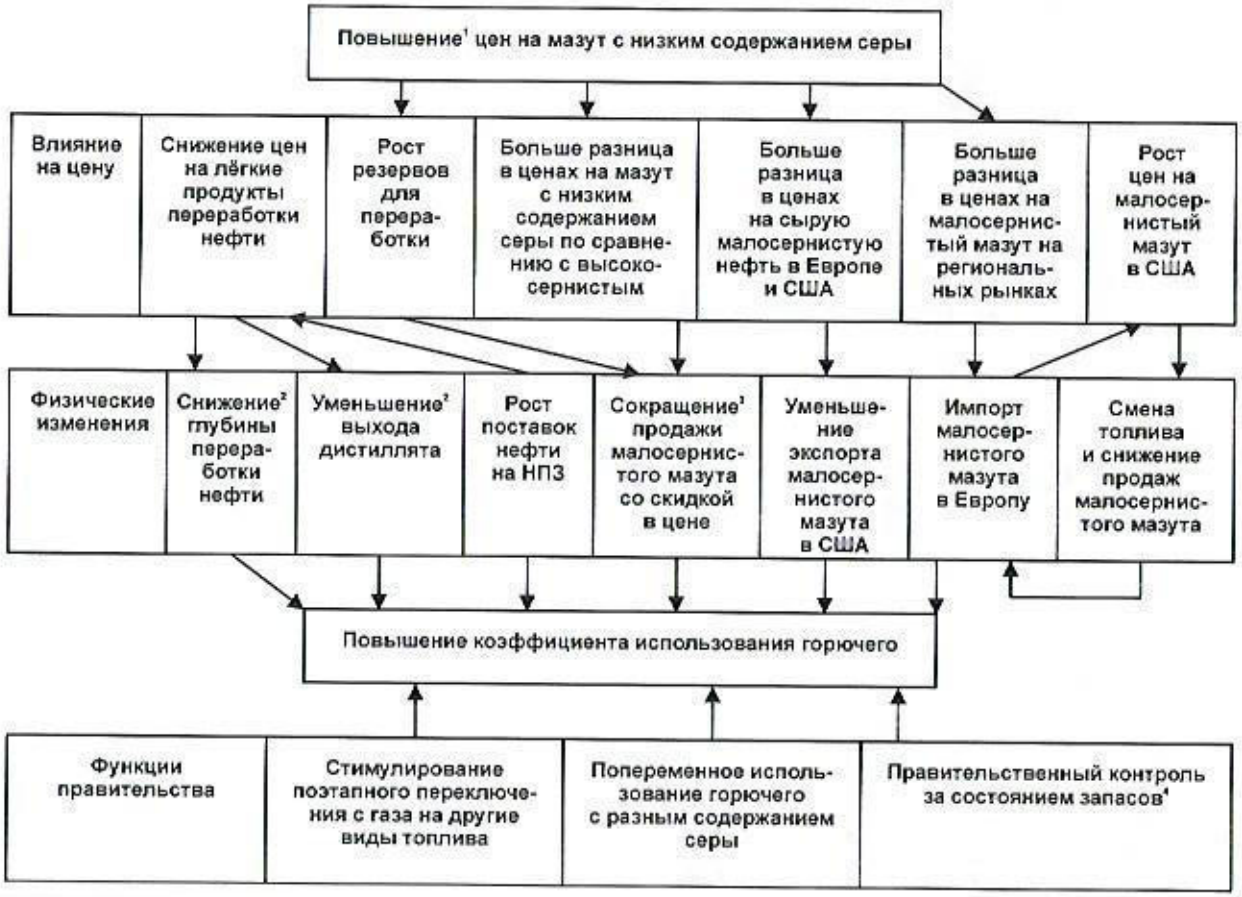
Общая схема основных газовых потоков из Восточных регионов России в страны Северо-Восточной Азии



Источник: [53]

Рис. 3.15

Влияние роста спроса на котельно-печное топливо на срыв газовых поставок



[1] Рост под влиянием предварительного сбоя в поставках и снижения запасов мазута/горючего, распространения использования дистиллята (гайзоля)/тяжелого котельного топлива

[2] Зависит от степени распространения дистиллята/горючего

[3] В основном, наблюдается это явление

[4] В некотором роде, сокращение продажи малосернистого мазута со скидкой в цене может привести к дополнительному использования горючего с высоким содержанием серы

Источник: [21]

Рис. 3.16

Методология определения влияния сбоев в газоснабжении на спрос на другие виды топлива



Источник: [21]

Таблица 3.1

Ведущие энергетические дилеры США

Первая пятёрка дилеров природного газа в США в 2000 г. по объёмам продаж:	Первая пятёрка дилеров электроэнергии в США в 1999 г. по объёмам продаж:
1. Энрон	1. Энрон
2. Дюке	2. AEП
3. Акила	3. Акила
4. Корал	4. PG&E
5. Динержи	5. Соитерн

Таблица 3.2

Основные разведанные запасы газа в Западной Европе (млрд. м^3)

Нидерланды	1 769,8
Норвегия	1 172,3
Великобритания	756,1
Германия	339,8
Италия	229,4
Дания	96,3
Сербия	48,1
Хорватия	34,0
Австрия	25,5
Ирландия	19,8
Франция	14,2
Турция	8,5
Испания	2,8
Всего	**4 516,5**

Источник: [84]

Таблица 3.3

Экспорт российского природного газа в Европу, 1995-2001 гг. (млрд. м³)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Бывшая Югославия, в том числе:	2,0	4,0	3,9	3,7	3,1	3,5	3,6
Югославия		2,11	2,06	1,80	1,1	1,5	1,7
Хорватия		0,97	1,14	1,20	1,2	1,7	1,2
Словения		0,49	0,50	0,50	0,6		0,5
Босния		0,42	0,14	0,20	0,2	0,3	0,1
Македония			0,001	0,002	0,04	0,1	0,1
Румыния	6,1	7,15	5,09	4,70	3,2	3,2	2,9
Болгария	5,8	6,03	4,95	3,80	3,2	3,2	3,3
Венгрия	6,3	7,71	6,52	7,30	7,4	7,8	8,0
Польша	7,2	7,14	6,75	6,90	6,1	6,9	7,4
Чешская республика	14,9	9,44	8,43	8,60	7,8	7,5	7,5
Словакия		7,04	7,09	7,10	7,5	7,9	7,5
Итого страны Центральной и Восточной Европы	42,3	48,5	42,7	42,2	38,3	38,7	40,2
Греция		00,1	0,16	0,90	1,5	1,6	1,5
Турция	5,7	5,63	6,70	6,70	8,9	10,3	11,1
Финляндия	3,6	3,73	3,64	4,20	4,2	4,3	4,6
Австрия	6,1	6,02	5,57	5,70	5,4	5,1	4,9
Швейцария	0,4	0,39	0,40	0,40	0,4	0,4	0,3
Франция	12,9	12,35	10,91	10,90	13,4	12,9	11,1
Италия	14,3	13,99	14,22	17,30	19,8	21,8	20,2
Германия	32,1	32,87	32,52	32,50	34,9	34,1	32,9
Итого страны Западной Европы	**75,1**	**75,0**	**74,1**	**78,5**	**88,5**	**90,3**	**86,7**
Итого Европа	**117,4**	**123,5**	**116,8**	**120,5**	**126,8**	**129,0**	**126,9**

Источник: [34, 85]

Таблица 3.4

Различия в обеспеченности газом стран ЕС

Страны ЕС	Производство газа, млрд. куб. м	Доля в общем производстве газа ЕС, %	Степень зависимости от внешних источников, %
Австрия	1-1,5	1	76
Бельгия	—	—	28
Великобритания	86	38	2
Дания	7	4	—
Германия	21	10	55
Греция	—	—	96
Ирландия	3	2	—
Испания	0,5	—	97
Италия	19	8	64
Люксембург	—	—	—
Нидерланды	82	36	10
Португалия	—	—	100
Финляндия	—	—	100
Франция	3	2	81
Швейцария	—	—	—

Таблица 3.5

Сценарии спроса на газ в ЕС в 2020 году, млрд. куб.м

	«Зеленая книга»		GATE 2020
	ЕС-15	ЕС-30	ЕС-15
Спрос	482	654	590
Добыча	157	250	157
Импорт	325	404	433
В т.ч. по уже заключенным контрактам	218	218 + «х»	218
Дефицит	108	97 + «х»	215

Источник: [89]

Таблица 3.6

Прогноз спроса на газ в странах ЕС с 1999 по 2030 гг.

Годы	Спрос на газ, млн. т н. э.	Доля газа на энергетическом рынке, %
1999	364	24
2010	400	26
2020	440	27
2030	458	29

Источник: [64]

Таблица 3.7

Роль газа в электроэнергетическим секторе

	1998	2020
Спрос на газ, млн. т н. э.	300	430
Газ для электроэнергии, млн. т н. э.	83	192
Доля газового сектора, %	28	45
Доля электроэнергетики	23	40

Источник: [64]

Таблица 3.8

Возможные объемы экспорта основных производителей газа в страны ЕС-15 (трубопроводы и СПГ), млрд. м³

Страны-экспортеры	Объемы поставок		
	2000 г.	2010 г.	2020 г.
Россия	79	113	113
Норвегия	48,5	97	110
Алжир	58,4	82	105
Ливия	0,8	11	35
Египет	0	17	25
Нигерия	4,3	15	20
Тринидад и Тобаго	0,8	5	10
Ирак	0	7	17
Иран	0	0	16
Азербайджан	0	6	13
Катар	1,9	5	10
ОАЭ	0,1	2	2
Йемен	0	2	4
ИТОГО:	194	362	480
Заключенные контракты	194	236	263
Необходимые дополнительные поставки	—	65	157
Невостребованный экспортный потенциал	—	61	60

Источник: данные ИНЭИ РАН со ссылкой на [94–96]

Таблица 3.9

Возможные объемы и стоимость дополнительных поставок газа из не российских источников в ЕС-15

Страны-экспортеры	Экспорт, млрд. м^3	Затраты долл./тыс. м долл./тыс. м^3	Экспорт, млрд. м^3	Затраты, долл./тыс. м^3
	2010 г.		2020 г.	
Алжир:				
«Медгаз»	10	34	20	34
«Магреб»	10	42	10	42
Сардиния/Корсика	—	—	10	42
«Трансмед»	5	51	5	51
Ливия (газопровод в Италию)	11	53	30	53
Ирак (через Турцию)	7	62	17	62
Норвегия (Северное море — мелкие месторождения)	20	63	20	63
Азербайджан	6	64	13	64
Иран (через Турцию)	—	—	11	68
Норвегия (Норвежское море)	20	69	40	69
Алжир СПГ	5	76	10	76
Египет СПГ	17	80	25	80
Ливия СПГ	4	81,5	4	81,5
Катар СПГ	4	93	9	93
Тринидад и Тобаго СПГ	4	94	9	94
Нигерия СПГ	14	94	19	94
Иран СПГ	—	—	5	96
Йемен СПГ	2	96	4	96
ОАЭ СПГ	1	97	1	97

Источник: данные ИНЭИ РАН со ссылкой на [94–96]

Таблица 3.10

Уровень открытия газового рынка ЕС (%)

	2000 г.	2008 г.	Прогноз
Австрия	49	100	100
Бельгия	47	66	100
Великобритания	100	100	100
Германия	100	100	100
Греция	0	33	33
Дания	30	43	43
Ирландия	75	81	81
Испания	67	100	100
Италия	96	100	100
Люксембург	51	75	75
Нидерланды	45	100	100
Португалия	0	33	33
Финляндия	90	90	90
Франция	20	33	33
Швеция	47	100	100
ЕС-15	**77,9**	**90,0**	**91,4**

Источник: [91]

Таблица 3.11

Прогноз тенденций мировых цен на природный газ, долл. США 1997 (на 1000 куб.м)

	1990	1998	2000	2005	2010	2015	2020
Западная Европа							
Верхний уровень	100,7	81,1	104,3	108	109	114	123
Нижний уровень	100,7	81,1	102,3	101	101	101	102
Страны АТР							
Верхний уровень	136,5	108,9	127,1	132	136	143	149
Нижний уровень	136,5	108,9	126,2	129	130	132	134

Источник: [65]

Таблица 3.12

Основные потребители газа в АТР (млрд. куб м)

	Факт	Прогноз					
	1990	1997	2000	2005	2010	2015	2020
Китай	14,15	19,8	25,0	76,4	110,0	198,1	250,0
Южная Корея	2,83	14,2	17,0	28,3	39,6	50,9	84,9
Япония	53,8	65,1	74,7	78,3	81,9	85,7	89,7

Источник: [98]

Таблица 3.13

Виды рисков в части поставок на газовом рынке

Вид риска	Элемент риска	Причина	Меры предосторожности
Краткосрочный	Дефицит поставок	Авария, диверсия, политический кризис	Хранение, повышение производительности, диверсификация поставок
Среднесрочный	Повышение спроса на поставку по контракту	Относительное снижение потребительских цен	Хранение, повышение производительности, диверсификация поставок и повышение потребительских цен
Долгосрочный	Недостаточное инвестирование	Неприемлемые цены производителей или объёмы транспортировки	Повышение цен производителей или минимально допустимых объёмов транспортировки (или оба варианта)

Источник: [21]

Таблица 3.14

Потенциальное влияние различных политических решений на европейский рынок газа

Решение	Влияние на характер торговли	Влияние на новые контракты	Влияние на цены	Влияние на риск и учётные ставки	Влияние на безопасность поставок
Доступ третьей стороны	Увеличение конкуренции между конечными потребителями	Дезагрегирование	Нестабильность	Повышение риска, повышение учётных ставок	Диверсификация поставок и риска
Либерализация цен	Увеличение конкуренции во всех областях	Дезагрегирование	Нестабильность	Повышение риска, повышение учётных ставок	Диверсификация поставок и риска
Регулирование тарифов на транспортировку	Прямые сделки между производителем и потребителем	Дезагрегирование	Гарантия прибыли в секторе транспортировки газа	Повышение риска для производителя, повышение учётных ставок	Диверсификация поставок и риска
Конкуренция на уровне производителя	Усиление роли трубопроводного транспорта	Дезагрегирование контрактов производителей	Уменьшение цен для производителей	Повышение риска для производителя, повышение учётных ставок	Компромисс – соглашение в части долгосрочных поставок
Конкуренция на уровне конечного потребителя	Ослабление роли трубопроводного транспорта	Дезагрегирование рынка наличного товара и фьючерсного рынка	Уменьшение цен для потребителей	Больше риска для производителей и транспортёров, повышение учётных ставок	Компромисс – соглашение в части долгосрочных поставок, а также обязательств по краткосрочным
Горизонтальное дерегулирование	Реструктуризация, олигополия	Больше контрактов	Уменьшение цен для потребителей, больше стабильности	Меньше риска для производителей, уменьшение учётных ставок	Диверсификация поставок и риска

(Окончание на следующей странице)

Таблица 3.14 (окончание)

Вертикальное дерегулирование	Интегрирование	Больше контрактов	Уменьшение цен для потребителей, больше стабильности	Меньше риска для производителей, уменьшение учётных ставок	Прямые сделки между производителями и конечными продавцами, обязательства прямых поставок
Горизонтальное и вертикальное дерегулирование	Смесь олигополии и монополии	Рост цен на контракты, больше стабильности	Меньше потребителей	Меньше риска для производителей, уменьшение учётных ставок	Прямые сделки между производителями и конечными продавцами, обязательства прямых поставок
Налоги и пошлины	Демпфер между производителями и потребителями	Газ менее конкурентоспособен	Повышение цен для потребителей, однако цены менее стабильны	Выше риск для производителей и транспортёров, рост учётных ставок	Компромисс – соглашение в части долгосрочных поставок, а также обязательств по краткосрочным

Источник: [21]

ЛИТЕРАТУРА К РАЗДЕЛУ I

1. Энергия: экономика, техника и экология. — М., 1997.

2. 2000 — Annual Energy Review. — European Commission, January 2001.

3. Key World Energy Statistics. — Paris, IEA, 2003.

4. Нефтяное хозяйство. 2001, № 2.

5. World Energy Outlook. 2001 insights. — OECD/IEA, 2001.

6. United States Geological Survey, 2001.

7. Газовая промышленность России. Исторические очерки. — М.: Газойл-пресс», 2000.

8. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. — М.: ИГиРГИ, 1995.

9. Стратегия развития газовой промышленности России /Под ред. *Р.И. Вяхирева* и *А.А. Макарова*/. — М.: Энергоатомиздат, 1997.

10. *Грещенко А.И.* ВНИИгаз: исследования и разработки. — в сб. «Газовая промышленность России». — М.: Газойл-пресс», 2000.

11. Energy Balances of OECD Countries — 1997-1998. OECD/IEA, 2000.

12. Топливно-энергетический комплекс СССР — 1990 г. (экономико-статистический обзор). — М.: ВНИИКТЭП, 1991.

13. Oil Information 2001. — OECD/IEA, 2001.

14. Hirata Masaru. Future prospects of natural gas demand and supply in Northeast Asia — Proceedings of the 4-th Int. Symposium on NAGPF. — Ulan Bator, Mongolia, 1998.

15. *Хрисанфов В.П., Мастепанов А.М., Тарищина С.А., Сидорова Г.М.* Основные направления повышения эффективности использования природного газа в капиталистических странах. — М.: ВНИИЭгазпром, 1988.

16. *Телегина Е.А., Румянцева М.А., Покровский С.В.* Международный транзит энергоносителей в системе энергетической безопасности государства: принципы организации и регулирования. — М.: Энергоатомиздат, 2001.

17. Natural Gas Information 2003. — OECD/IEA, 2003.

18. Energy Statistics of non-OECD Countries — 1998-1999. — OECD/IEA, 2001.

19. *Телегина Е.А., Румянцева М.А., Покровский С.В., Салахова И.Р.* Внешний вектор энергетической безопасности России. — М.: Энергоатомиздат, 2000.

20. *Гэри Нил.* История газовой промышленности США. Перспективы на будущее тысячелетие. 21-й Мировой газовый конгресс «Газ — энергия 21-го века». Ницца, 6-9 июня 2000 г. Доклады. — М.: ИРЦ Газпром, 2000.

21. IEA Natural Gas Security Study. — OECD/IEA, 1995.

22. Electricity Information — 2001. — OECD/IEA, 2001.

23. *Буркхард Бергманн.* Движущие силы европейской газовой промышленности: либерализация, регулирование, технология. 21-й Мировой газовый конгресс «Газ — энергия 21-го века». Ницца, 6-9 июня 2000 г. Доклады. — М.: ИРЦ Газпром, 2000.

24. Совещание по проблемам региона Восточной Европы и Центральной Азии. Группа Всемирного банка по анализу положения в добывающей промышленности. Материалы. — Будапешт. 20-23 июня 2002 г.

25. Безопасность России. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). — М.: МГФ «Знание», 2000.

26. *Путин В.В.* Ключевые задачи развития газовой отрасли России. — «Нефтегазовая вертикаль», 2001, № 18.

27. *Бикалов Е.* Газовая атака. — «Энергия Востока», 2001, № 4 (7)

28. Caspian Region Energy Development Report of State Department. — Washington, DC, 1997.

29. Запасы увеличиваются, документация дешевеет. — «Нефть и капитал», 2000, № 5.

30. *Ожбенин Е., Графов П.* Трансафганский проект: вопросов больше, чем ответов. — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

31. *Александров А.* Льзя, льзя, льзя. Реанимация проекта трансафганского газопровода. — «Нефтегазовая вертикаль», 2002, № 8.

32. *Иванцов О.М.* Сооружение трубопроводных транспортных газовых магистралей. // В сб. «Газовая промышленность России». — М.: Газойл-пресс, 2000.

33. *Мурсалиев А.* Энергетическая дипломатия. — «Энергия Востока», 2001, № 1.

34. Энергетическая политика России. Обзор 2002. — МЭА, 2002.

35. Заявление заместителя Премьер-Министра Украины Олега Дубинина. Интерфакс. Доклад по нефти. 30 марта — 5 апреля 2001.

36. *Мятлева И.* Россия заинтересована в стабилизации украинского направления. — Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

37. *Краснов Л.* Дракон и медведь — в одной берлоге. — «Энергия Востока», 2001, № 3.

38. *Дуброва И.* Что достанется Украине? — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

39. *Урбан А.* Германия — Россия — Украина — газ. — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

40. Sedar or Kapas? Turkmens and Azeris Break the Ice. — Oil and Gas Euroasia, 2001, № 3.

41. *Жизнин С.З.* Энергетическая дипломатия. — М., 1999.

42. *Ткачева В.* Врозь путь один — в банкроты. — «Энергия Востока», 2002, № 2(5).

43. *Шафраник Ю.* Нефтяная экспансия в СНГ. — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

44. Большая труба дождалась своего часа. — «Нефть и капитал», 2002, № 5.

45. *Славинская Л.* Если бы не было «Итеры», такую компанию следовало бы создать. — «Нефтегазовая вертикаль», 2001, № 14.

46. *Цыганов М.* «Голубая мечта» во плоти. — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

47. *Шакиров Р.* Энергия людей, энергия государства, энергия для человека. — «Энергия Востока», 2001, № 1.

48. «Прагматизм и интеграция» — ключ к решению всех каспийских проблем. — Caspian Energy, 2001, № 3 (10).

49. *Конопляник А.* при участии *Лобжанидзе Л.* Каспийская нефть на Евразийском перекрестке. Предварительный анализ экономических перспектив. — М., 1998

50. Савенков Ю. Великий скачок в Россию. — «Энергия Востока», 2001, № 2.

51. *Михеев В.* Особый район России. — «Энергия Востока», 2001, № 1.

52. *Федоровский А.* Общий рынок на Востоке. — «Энергия Востока», 2002, № 2 (5).

53. *Мастепанов А.М.* Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. — М., ВНИИОЭНГ, 1997.

54. Энергетика для будущего мира — реальность, возможность выбора и программа действий. — Комиссия МИРЭС, Москва, 1995.

55. WEC — IISA. Global Energy perspectives to 2050 and beyond. 1995.

56. European Energy to 2020. A scenario approach. EC. DG XVII. Special issue — Spring 1996.

57. The World in 2020: Towards a New Global Age. — OECD, Paris, 1997.

58. *Приддл Р.* Перспективы мировой энергетики до 2020 года. — Встреча министров энергетики стран «восьмерки». Материалы встречи. — М., 1998.

59. Global energy perspectives/Ed.N.Nakicenovic, A. Grubler, A. McDonald. — Cambridge University Press, 1998.

60. Tokumoto T. Long-term Prospects of Natural Gas Supply and Demand. — Int.Gas Forum — 21, 2000.

61. International Energy Outlook. 2000. EIA/DOE, US — www.eia.doe.gov/oiat/ieo/index.html

62. 21-й Мировой газовый конгресс. Доклады. — М., 2000.

63. *Беляев Л.С., Мерченко О.В., Филиппов С.П., Соломин С.В., Степанова Т.Б., Кокорин А.Л.* Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию. — Новосибирск.: Наука, 2000.

64. Green Papers. Towards a European strategy for the security of energy supply. — EC, 2001.

65. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. — М.: ГУ ИЭС, 2001.

66. Прогноз мировых энергетических рынков (2002 г.). Основные положения. — М.: «Папирус Про», 2002.

67. Norio Ehara. Global Energy Outlook and Natural Gas in Nortcast Asia. Proceedings of the 7-th International Conference on Northeast Asian Natural Gas Pipeline. — Tokyo, Japan, 2001.

68. World Energy Outlook. 2000. — OECD/IEA, 2000.

69. Energy Technologies for the 21st century. — OECD/IEA, Paris, 1997.

70. *Сибирцев Я.* Налейте газа в бензобак. — «Энергия Востока», 2002, № 4 (7).

71. *Мастепанов А.М.* Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков — состояние, проблемы, и перспективы развития. — М.: «Современные тетради», 2001.

72. «Коммерсант», 2002, 28 февраля.

73. Топливо и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса (под ред. **А.М. Мастепанова**). — М.: Минэнерго РФ, 2002.

74. ОАО «Газпром» 2001. Годовой отчет.

75. *Шафраник Ю.К.* Российский нефтегазовый фактор для Европы и мира. Доклад на «нефтяной» неделе. — Лондон, апрель 2003.

76. Федеральный справочник «Топливно-энергетический комплекс России». — М.: Родина-Про, 1999.

77. *Глазьев С., Петров Ю.* Рентные доходы бюджета как ресурс возрождения России. — «Мировая энергетическая политика», 2002, № 5-6.

78. Документы и материалы для обсуждения на Пятом Российском Экономическом форуме. — РЭФ, Национальный Экономический Совет. Екатеринбург, май 2000.

79. Конопляник А. От монополии к конкуренции. — «Нефть и политика», 2002, № 3.

80. Материалы семинара, организованного Минэкономразвития и «Бритиш Петролеум». — М., Центр стратегических разработок, июнь 2002.

81. Регулирование газового рынка и роль Великобритании. — ООО «Эрта-консалт» — www.erta-consult.ru.

82. Атроскин В. Быки и медведи на новый лад. Краткий обзор рынков, возникающих вокруг энергетики. — www.raoreform.elektra.ru , 13.11.2002.

83. L. de Palacio, Vice-President of the European Commission. The Creation of a fully operational energy market. World Economic Forum. — Davos, 29.01.2001.

84. Oil and Gas Journal за соответствующие годы.

85. Газпром — 2001. Цифры и факты. Предварительные итоги. — ИРЦ Газпром, 2002.

86. «Газовая промышленность», 1990, № 7.

87. *Беккер А.* «Газпром» уже в Румынии. — «Ведомости», 28.03.2003.

88. РИА ТЭК. — 4.12.2002.

89. Энергетический диалог «Россия – «Европейский Союз». – Приложение к журналу «Энергетическая политика». – М., ГУ ИЭС Минэнерго России, 2001.

90. Masana Minami. Future Trends of the Natural Gas Market in Northeast Asia. – Proceedings of the 7th International Conference on Northeast Asian Natural Gas Pipeline.– Tokyo, Japan, Dec. 3 -5, 2001.

91. www.raoreform.elektra.ru.

92. О спотовом рынке газа в Европе. ООО «Эрта-консалт» — www.erta-consult.ru.

93.The Oil and Gas Routes from the Caspian-Caucasus Region: Geopolitics of Pipelines, Stability and International Security. International Symposium and Round Table. Villa Olmo, Como, Italy, 10-11 December 2001. Papers of Symposium.

94. Observatoire Mediterraneen de L'Energie (OME).

95. Report for EU DG TREN, 2001.

96. Eurogas Annual Report, 2001.

97. Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России. Выпуск 5. — М., Центр стратегических программ, 2002.

98. «Дальний Восток», Региональное приложение к журналу «Нефть и капитал».

99. Rezunenko Vladimir I. Proceedings of the 6th International Symposium on NAGPF. — Irkutsk, Russia, Sept. 2000.

100. Northeast Asian Natural Gas Symposium Proceedings, Bejing, China, Dec. 12, 2000.

101. Keiichi Jokobori. Energy Demand Outlook in Asia and Natural Gas Pipeline in Northeast Asia. Proceedings of the 7th International Conference on Northeast Asian Natural Gas Pipeline. — Tokyo, Japan, Dec.3 -5, 2001.

102. Wang Jongan. CNOOC and China's LNG Industry. — Symposium on Pacific Energy Cooperation 2003 (SPEC 2003). Tokyo, Japan, February 12-13, 2003.

103. Emergency Oil Stocks and Energy Security in the APEC Region. – Japan, APERC, March 2000.

104. Betwix and Between: China's Natural Gas Industry under «Commercial Principles». — CERA Private Report. Feb.2001.

105. APEC Energy Pricing Practices. — APERC, Tokyo, March 2000.

106. China Energy Database 1989 – 1999. China Price Information Center, 1999.

107. APEC Energy Demand and Supply Outlook 2002. – APERC, 2002.

108. www.fuelingthefuture.org.

109. Alexey A. Mastepanov. The Perspectives of Russia's Participation in the World LNG Trade. Conference Proceedings. – Perth, Australia, May 4-7, 1998.

110. *Неелов Ю.* В Москве чихают, на Ямале аукается. Интервью. – «Нефтегазовая вертикаль», 2001, № 18.

111. Россия–Европа: стратегия энергетической безопасности. – Материалы Консультативного Совещания. – М., СБ Российской Федерации, 1995.

112. Энергетическая безопасность Содружества Независимых Государств. – Материалы Международного Консультативного Совещания. – М., СБ Российской Федерации, 1996.

113. Международный семинар «Россия – МЭА: вопросы надежности и безопасности газоснабжения. 26 июня 1997 г., Москва». – Материалы конференции, МЭА, 1997.

114. Энергетическая безопасность России /*Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др.*/ — Новосибирск.: Наука, 1998.

115. Безопасность России. Энергетическая безопасность (ТЭК и государство). — М.: МГФ «Знание», 2000.

116. Gas Pipelines: A Report by the European Gas Pipelines Incident Data Group. – April, 1998

117. Vlaanderen A. The Energy Charter Treaty. — Russia Natural Gas Security Seminar. Conference Proceedings. – Moscow, June 1997.

118. Alexey A. Mastepanov. Energy Security of Russia and Provision by Reliable Gas Supply. — Russia Natural Gas Security Seminar. Conference Proceedings. – Moscow, June 1997.

119. *Мастепанов А.М.* Нефтяная отрасль России: некоторые итоги 2000 года. – «Бурение и нефть», 2003, март.

120. *Приддл Р.* Тезисы выступления на совместной конференции МЭА – Россия по обзору МЭА «Энергетическая политика России 2002». – Москва, Пресс-центр МИД Российской Федерации, июнь 2002.

121. *BP Statistical Review of World Energy, 2003.*

РАЗДЕЛ II

МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Глава 4

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КОНТЕКСТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

В мире распространено представление о том, что XIX век был веком угля, XX век — веком нефти, а XXI век будет веком газа. Газ станет в XXI веке (или в какой-то длительный период века), согласно этим представлениям, главнейшим источником первичной энергии до момента широкого и безопасного использования атомной энергии и, возможно, других, прежде всего восполняемых, видов первичной энергии. Этот период стали называть «метановой паузой».

Однако существует и другое представление — о том, что XXI в. будет концом эры углеводородов. Есть мнение, что без увеличения доли угля в балансе первичных источников энергии уже к 2020 г. не может быть достигнута энергетическая безопасность России.

Есть проработки, обосновывающие необходимость для энергетической безопасности России или восстановления и ускоренного развития угольной промышленности, или ускоренного развития атомной энергетики [19].

Далее будут рассмотрены:

— этапы и современные тенденции развития топливно-энергетического комплекса СССР и России;

— современное состояние сырьевой базы газодобычи мира, СНГ и — более обстоятельно — России;

— прогноз развития сырьевой базы и возможные уровни добычи газа в России в XXI веке;

— прогноз развития нефтедобычи;

— сопоставление сделанных прогнозов с выводами других прогнозов.

В основу прогноза положены:

— данные о текущих запасах природного газа в России и странах СНГ, о запасах нефти и углей и данные о качестве запасов;

— результаты прогнозной оценки территорий и акваторий России на нефть и газ по состоянию на 01.01.1993 г;

— имеющиеся проработки ОАО «Газпром» по уровням добычи газа в период 2000-2030 гг. по месторождениям и районам России;

— разработанные методы и приемы прогноза результативности разведочных работ и качества вновь приращиваемых запасов.

4.1. Общие тенденции развития сырьевой базы газа и нефти и методика долгосрочных прогнозов

Ключом к долгосрочным прогнозам развития добычи газа и нефти является адекватная модель ресурсной базы, которая включает, помимо статической количественной оценки разведанных запасов и неразведанных ресурсов, достоверный прогноз изменения во времени структуры ресурсов по степеням их освоенности (подготовки к добыче) и достоверную картинку качества ресурсов.

Под качеством ресурсов (и запасов) в данном случае понимаются такие свойства, которые определяют трудоемкость освоения их: степень концентрации ресурсов в единичных скоплениях (крупность месторождений), возможные темпы отбора запасов, дебиты скважин.

Для разрабатываемых запасов промышленных категорий важными показателями качества являются: для газа — давление на устье скважины и необходимое число ступеней компремирования для подачи газа потребителю, для нефти — степень выработанности запасов, в функциональной зависимости от которой находятся степень обводнения продукции и динамика рабочих дебитов. Резкие различия в геолого-промысловых характеристиках месторождений и, прежде всего, в добывных возможностях, дебитах скважин были известны во все времена существования нефтяной и газовой отраслей. Однако эти различия долгое время не связывались с балансом запасов. Количественный учет запасов и особенности месторождений существовали в отрыве друг от друга. Напряженность в добыче нефти при значительном объеме текущих разведанных запасов заставили дифференцировать запасы по их качеству, обратить внимание на эту сторону структуры запасов (прежде всего нефти) и ее динамику.

Для неразведанных ресурсов важным показателем качества является степень разведанности начальных суммарных ресурсов, которая в своей динамике определяет изменение эффективности разведки.

Рассмотрим коротко основные свойства ресурсов газа и нефти, позволяющие найти подходы к прогнозам качества вновь приращиваемых запасов, эффективности геологоразведочных работ и объема прироста запасов промышленных категорий, динамики добычи.

4.2. Степень концентрации ресурсов в месторождениях

Огромный диапазон в степени концентрации ресурсов (в размерах запасов отдельных месторождений), составляющий 6 порядков, был установлен в самом начале поисково-разведочных работ на нефть еще в XIX веке. Позднее утвердился тезис о том, что большая часть ресурсов сконцентрирована в единицах крупнейших месторождений. Дальнейшее углубление в этот вопрос привело многих исследователей к выводу о логнормальном распределении числа месторождений по классам запасов. Это положение предполагало, что крупных месторождений больше, чем уникальных (если таковые имеются в регионе), средних — больше, чем крупных, мелких — больше, чем средних, но мельчайших — меньше, чем мелких. При логарифмическом масштабе интервалов запасов распределение месторождений по классам имеет нормальный характер с одним максимумом в интервале или 3-1 млн. т, или 10-3 млн. т (на начальной стадии освоения ресурсов региона). Логнормальная модель распределения числа скоплений по классам крупности не опровергала тезиса о концентрации большой доли ресурсов в наиболее крупных месторождениях региона.

Положение о логнормальном распределении месторождений подтверждалось данными об открытых скоплениях. Однако на материалах длительно разведуемых регионов фиксировалось смещение во времени максимума числа месторождений влево — к интервалам меньших запасов. Открытие на поздних этапах разведки большого числа мелких и мельчайших (с запасами менее 1 млн. т) месторождений и практическое прекращение открытия крупных и даже средних месторождений привело к предположению, что распределение всей природной совокупности скоплений нефти и газа в регионе имеет амодальный характер с непрерывным возрастанием числа скоплений при переходе в область все более малых запасов. Появилось положение о соответствии распределения месторождений по запасам так называемому «распределению Парето», которое ныне принципиально разделяется большинством исследователей. При этом для описания распределения месторождений предлагалось несколько отличных аналитических выражений. Одним из следствий принимаемого распределения является представление о соизмеримости ресурсов нефти и газа, сосредоточенных в месторождениях различных классов крупности, которое заменяет тезис о концентрации большей части ресурсов в единицах крупнейших для региона месторождений. При этом речь может идти именно о соизмеримости, но не о равенстве ресурсов при наличии специфики в размещении ресурсов по классам месторождений в каждом районе (Конторович, Фотиади, Демин и др. — 1981, Крылов, Батурин и др. — 1990).

Существует некоторая зависимость величины запасов крупнейшего месторождения в бассейне (провинции) от общего объема начальных суммарных ресурсов нефти или газа. Однако эта зависимость не строгая (*табл. 4.1*).

Наиболее высока доля главного месторождения в СНР в хорошо изученных («старых») регионах. Низкое значение (менее 10%) может служить косвенным указанием на то, что оценка СНР в провинции завышена.

4.3. Закономерности освоения ресурсов в процессе геологоразведочных работ

Выяснение динамики многих параметров ресурсов в процессе их освоения при поисках и разведке целесообразно проводить в рамках плеев, а иногда целых нефтегазоносных бассейнов или провинций, если таковые разведуются одновременно по всем возможным направлениям. В случаях, когда в нефтегазоносном районе ресурсы нескольких плеев (направлений) разведуются не параллельно, а последовательно, с разрывом во времени, моделирование последствий поисково-разведочного процесса для региона затруднительно. Тогда целесообразно проводить анализ по плеям.

Под плеем (или направлением) геологоразведочных работ на нефть и газ следует понимать совокупность однотипных месторождений (открытых и неоткрытых или предполагаемых), поиски и разведка которых ведутся по одной методике (и одинаковым комплексом технических средств) и которые сосредоточены в одном нефтегазоносном этаже и в пределах одной тектонической зоны, включающей один или несколько смежных структурных элементов.

Направление, или плей, как совокупность месторождений или залежей не следует противопоставлять трехмерному пространству, заключающему эти скопления. Геологическое пространство, объем стратисферы, содержащей месторождения, также следует именовать направлением работ. Важно подчеркнуть, что направление геологоразведочных работ должно предусматривать не только пространственную близость открытых и неоткрытых месторождений (залежей), нахождение их внутри определенных границ трехмерного пространства, но и характеризоваться принципиальной однотипностью скоплений, обеспечивающей возможность их поиска и разведки по одной методике и техническими средствами одного поколения. При этом единство типа строения залежей и единство методики и средств ведения поисково-разведочных работ контролируют объединение в одном плее ряда смежных структурных элементов или диктуют разделение одного более крупного элемента на части, эти признаки определяют и стратиграфический объем направления.

Примерами направлений могут служить: комплекс миоценовых отложений Грозненского нефтегазоносного района, включающего Терскую и Сунженскую антиклинальные зоны, а также погребенные антиклинали Приречной полосы; юрские и меловые образования (вместе) Бухарской ступени Амударьинской синеклизы; подсолевые породы северо-западной части Чарджоусской ступени и (отдельно) юго-восточные части ступени-Култакский выступ и Бешкекинский прогиб (Узбекистан и Туркмения); девонские терригенные отложения в пределах грабенообразных прогибов на так называемом «юго-восточном склоне Русской платформы» (Башкирия); верхнедевонско-каменноугольные отложения биогермных структур Камско-Кинельской

системы прогибов (Пермская, Куйбышевская, Оренбургская области, Удмуртская, Татарская, Башкирская республики).

Плеи, как части трехмерного пространства, содержащие совокупности месторождений, могут сменять друг друга по вертикали или по латерали. Их границами при этом являются стратиграфические поверхности и границы тектонических зон. В отдельных случаях направления могут перемежаться внутри некоторого объема осадочного комплекса, например, при наличии литологически ограниченных залежей, чередующихся в одном объеме с пластовыми сводовыми, требующих иной методики поисков, выявляемых и разведуемых на более поздней стадии. Выделение раздельных плеев сводовых залежей и стратиграфических особенно строго соблюдается за рубежом.

Наконец, следует отметить, что помимо естественных геологических границ (простых или сложных) направления могут иметь ограничения, связанные с использованием различных технических средств. Эти ограничения могут определяться, например, глубиной размещения залежей и представлять собой горизонтальную поверхность (-4,5, -5 или -7 тыс. м), или глубинами дна моря и другими гидрографическими параметрами акваторий, и иметь вид сложной вертикальной поверхности. Такое разделение естественных геологических совокупностей скоплений УВ на части «техническими» границами оправдано в тех случаях, когда проведение поисково-разведочных работ было или будет обособленно той или иной «технической» границей и за ее пределами работы были (или будут) начаты со значительным смещением во времени.

Направление геологоразведочных работ, или плей, характеризуется величинами разведанных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов, объемом бурения и другими показателями поисково-разведочного процесса.

Направление может включать в себя от нескольких десятков до многих сотен месторождений. В редких, нетипичных, случаях направление исчерпывается единицами месторождений.

Внедрение понятия о плеях важно при прогнозной оценке ресурсов всеми методами геологических аналогий и особенно историко-статистическими методами, а также при математическом моделировании поисково-разведочного процесса с целью прогноза показателей геологоразведочных работ на перспективу. Моделирование геологоразведочного процесса не в объеме направления, а в пределах административных единиц или нефтегазогеологического районирования может оказаться некорректным и привести к крупным просчетам. Только для применения генетических (геохимических) методов количественного прогноза нефте- и газоносности направление работ не может быть использовано в качестве подсчета.

4.4. Порядок открытия месторождений разной крупности

Анализ результатов геологоразведочных работ по многим районам СССР и зарубежных стран показывает, что месторождения нефти и газа открываются в определенной последовательности. Крупные (для данного района) месторождения открываются преимущественно в начальный период геоло-

горазведочных работ, средние — вместе с крупными и в более поздние стадии, наконец, мелкие месторождения открываются одновременно с крупными и средними и после того, как средние, и тем более крупные, месторождения уже выявлены (Моделевский — 1972; Конторович, Демин — 1977; Швембергер — 1978; Крылов, Михайлова — 1978 и др.). В заключительный период освоения ресурсов число ежегодно открываемых мелких месторождений может возрастать с одновременным уменьшением их среднего запаса и общей величины ежегодных приростов запасов.

При этом самые крупные месторождения района открываются обычно не самыми первыми. По данным Ю.Н. Швембергера (1978), для районов, содержащих несколько десятков месторождений, месторождение с максимальными запасами располагается на местах от пятого до десятого (в порядке открытия). Обобщение и осреднение данных о зависимости размеров месторождений от последовательности их открытия привели Ю.Н. Швембергера к выводу, что наиболее крупные по запасам месторождения района образуют группу с порядковыми номерами открытия от третьего до шестого.

Эта же общая тенденция в изменении запасов последовательно открываемых месторождений характерна для плея и для очень крупных нефтегазоносных территорий, включающих многие сотни и тысячи месторождений. Здесь она наиболее ярко проявляется при анализе динамики среднего запаса вновь открываемых месторождений по годам или по более крупным временным периодам.

Рассмотрим в качестве примера открытие месторождений нефти в Волго-Уральской провинции.

Первые месторождения с промышленными запасами нефти открыты были в 1932 г. До 1935 г. открыто 3 месторождения, их суммарные начальные запасы составили 20,7 млн.т, средний запас — 6,9 млн.т.

Число открываемых месторождений возрастало до 1966-1970 гг., когда составило 140 месторождений за пятилетие. Существенное уменьшение числа новых месторождений прошло после 1990 г.

Средний запас новых месторождений возрастал и достиг максимума (около 100 млн. т) в 1946-1950 гг., в период, к которому отнесено открытие крупнейшего в провинции Ромашкинского месторождения. После 1950 г. средний запас вновь открываемых месторождений неуклонно снижался, составив в 1991-1995 гг. менее 1 млн. т, то есть снизился в 100 раз.

Суммарные начальные запасы вновь открываемых (за 5 лет) месторождений также снижались.

Однако падение этого показателя, благодаря росту числа новых месторождений, было менее резким — в 32,8 крата.

Аналогичная закономерная динамика в открытии месторождений нефти отмечается и в Западно-Сибирской провинции.

Здесь первые 3 нефтяные месторождения открыты в 1960 г. В 1961-1965 гг. было открыто 38 месторождений. Число новых месторождений по пятилеткам возрастало до 1986-1990 гг., когда составило 156, затем последовало снижение.

Средние запасы новых месторождений резко возросли в 1961-1965 гг., когда было открыто крупнейшее Самотлорское месторождение. От достигну-

того среднего запаса (за пятилетие 1961-1965 гг.) в 243 млн. т началось последовательное снижение до 6 млн. т, то есть в 40 раз (в 1985-1990 гг.). Это уменьшение при шаге расчетов в 5 лет было осложнено второстепенным всплеском среднего запаса в 1971-1975 гг., но в первом приближении имело монотонный характер.

Суммарные начальные запасы вновь открытых месторождений были максимальными в 1961-1965 гг. и затем снижались с небольшими подъемами в 1971-1975 гг. и 1981-1985 гг., когда были открыты соответственно Федоровское и Приобское месторождения (*табл. 4.2*).

Характер изменения запасов (средних запасов для крупных территорий) вновь открываемых месторождений может считаться закономерным. Нарушение такого характера динамики размеров новых месторождений связано с последовательным освоением двух или более плеев.

Так, в переделах Северо-Кавказской провинции средние запасы новых нефтяных месторождений были максимальными в начале XX века за счет открытия залежей в среднем миоцене Грозненского района; после длительного периода отсутствия новых открытий и открытия только мелких скоплений наблюдается новый всплеск средних запасов в середине 40-х годов за счет разведки миоценовых отложений в Западном Предкавказье; после нового падения размеров открываемых месторождений — третий пик средних запасов в 1951-1955 гг. за счет открытия залежей нефти в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья.

Похожая ситуация сложилась в развитии сырьевой базы газовой промышленности Тимано-Печорского региона, где сформировались не совпадающие по времени и территории два самостоятельных направления — Вуктыльское и Нарьянмарское.

Примеры Северного Кавказа по нефти и Тимано-Печорской провинции по газу показывают нецелесообразность построения моделей развития геологоразведочного процесса для района с несколькими разновременно разведуемыми плеями. Такая картина могла бы быть показана для нефтяных месторождений отдельно взятого Грозненского района, для Азербайджана (суша и море) и многих других районов.

4.5. Эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ. Тенденции ее изменения на различных этапах освоения ресурсов

Эффективность поисков и разведки (под которой обычно понимают удельные приросты запасов промышленных категорий — прирост на 1 скважину, прирост на 1 м бурения, прирост на единицу денежных затрат) зависит от запасов открываемых и разведуемых месторождений. Эта зависимость близка к прямой (Н.А. Крылов, М.П. Михайлова — 1978). Закономерная последовательность открытия месторождений разного размера определяет закономерную динамику эффективности поисково-разведочного бурения. На эффективность влияют также глубина скважин, сложность геологических условий: тип ловушки, фазовое состояние залежи и другие объективные факторы, — а также научно-технический уровень ведения поисково-разведочных работ (подготовка пер-

спективных площадей, проводка скважин). В практике поисково-разведочных работ США широко используются оценки успешности поисков по доле продуктивных скважин в общем их количестве. Такой вид оценки наиболее применим к условиям территорий, находящихся на заключительной стадии освоения потенциальных ресурсов, когда результатом поисков является открытие мелких месторождений, а каждая продуктивная скважина дает приблизительно одинаковый прирост запасов. В последние годы в США прирост запасов газа на одну продуктивную скважину в истощенных районах составляет порядка 200 млн. м^3, а на все пробуренные скважины — 60 млн. м^3.

Всего в США в последнее время на нефть и газ ежегодно бурится около 12 тыс. скважин. Общий объем бурения составляет порядка 22 млн. м.

Из 12 тыс. скважин 36% (4320 скважин) размещается в зонах ранее открытых месторождений (разведочное бурение) и 64% (7680) — на новых площадях (поисковое). При этом продуктивными оказались в первом случае 45% скважин, во втором — только 17% скважин. Число продуктивных скважин на газ и нефть на ранее открытых месторождениях совпадает (по 972 скважины), а на новых площадях — газовых скважин 55% (718 скважин) и нефтяных 45% (588 скважин).

По данным Р. Джонстона, с 1945 по 1974 гг., т.е. за тридцать лет, открыто 1487 новых газовых месторождений классов крупности, принятых в Америке (А+В+С+Д) с запасами свыше 170 млн. м^3 каждое (6 млрд. куб. футов). Общее число месторождений, открытых за 30 лет поисков в США, составляет 5713, из которых только 114 имеют запасы более 8,5 млрд. м^3, а 70 месторождений — более 30 млрд. м^3. На долю последних приходится 34% начальных запасов газа страны.

Последовательное изменение запасов новых месторождений породило идеи о периодизации поисково-разведочных работ в бассейне, провинции или плее.

При ретроспективном анализе в изученных регионах выявлены общие закономерности в изменении эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ. Материалы по бассейнам, прошедшим все стадии освоения ресурсов, впервые были обобщены в работах американских исследователей.

М.К. Хабберт (1956 г.) в процессе освоения ресурсов по успешности поисков выделил 3 стадии.

Первая стадия соответствует периоду открытия крупных месторождений и характеризуется самой высокой эффективностью в бассейне за всю историю поисков. Вторая стадия выделяется по резкому падению эффективности — до 2,5 раз по сравнению с первой. Третья стадия самая продолжительная. Она подразделена на 2 этапа. На первом — эффективность падает в 6 раз, а на втором — в 14 раз.

В отечественной нефтегазовой теории сформировался свой подход к решению проблемы. Благодаря внедрению в нефтегазовую геологию оценки потенциальных ресурсов и появлению большого объема материалов по нефтегазодобывающим регионам бывшего СССР, в том числе истощенным, открылась возможность проследить закономерные изменения эффективности по степени реализации этих ресурсов.

Впервые этот подход получил освещение в работах В.В. Стасенкова, П.И. Журавлевой, Н.А. Крылова, Ю.С. Кувыкина (1977) и Н.А. Еременко и др.

(1978). В последующих, разработках ИГиРГИ, ВНИГНИ, ВНИИгаза при периодизации использовался показатель степени разведанности начальных суммарных ресурсов — $\frac{\sum Q + ABC_1}{\sum Q + ABC_1 + C_2 + C_3 + Д}$

В нефтегазоносных бассейнах России по изменению эффективности могут быть выделены последовательно сменяющие одна другую стадии: первая, предшествующая открытиям крупных месторождений, вторая — соответствующая времени открытия основных месторождений региона, третья — доразведке крупных и открытию средних по запасам месторождений и четвертая — мелких месторождений.

Первая стадия охватывает период от получения первого промышленного притока нефти или газа до открытия крупного месторождения региона. Эта стадия продолжается иногда много лет. Во всех нефтегазодобывающих провинциях суши России она уже пройдена. В Тимано-Печорской провинции по освоению ресурсов газа стадия в условиях интенсивных поисков продолжалась 30 лет. Перед открытием Вуктыльского месторождения было открыто 13 мелких (средние запасы 2,7 млрд. м³). Эффективность поисково-разведочных работ составила 47,4 тыс. м³/м. В Волго-Уральской провинции период до открытия Оренбургского месторождения также продолжался 30 лет, со средней эффективностью 125 тыс. м³/м. В Западной Сибири начальная стадия заняла 11 лет, с 1953 по 1964 гг.

Начало второй стадии совпадает с открытием крупного для региона месторождения и заканчивается резким падением эффективности, связанным с исчерпанием больших поисковых объектов и относительно высокой разведанности НСР (до 30 %).

Эффективность на первой и второй стадиях почти по всем провинциям суши получена по фактическим данным.

Третья стадия характеризуется неуклонным падением эффективности. Стадия является переходной от стабильно высоких ее значений к низким, но относительно устойчивым.

На третьей стадии в поиск вовлекаются в основном средние и мелкие объекты. Возрастает число мелких месторождений. К концу стадии разведанность СНР достигает 60-70%.

На четвертой стадии приросты связаны с мелкими месторождениями. Неразведанная часть ресурсов рассредоточена на всей территории провинции во множестве скоплений, приуроченных к различным типам ловушек.

Эффективность приближается к пределам, за которыми дальнейшее ведение поисково-разведочных работ становится нерентабельным.

4.6. Оценка возможностей подготовки запасов для восполнения добычи. Методы прогноза

Категории, составляющие неразведанную часть ресурсов (C_3+$Д_1$+$Д_2$), а также предварительно оцененные запасы (C_2) отражают неодинаковую их достоверность.

Это определяет и разную надежность базирующихся на них возможных приростов.

Предполагаемые приросты запасов нефти и газа при разработке долгосрочных программ развития сырьевой базы по их связи с ресурсами можно подразделить на категории: вероятные — из категории $С_2$, перспективные — $С_3$, прогнозные — $Д_1$ и резервные — $Д_2$.

Вероятные приросты базируются на запасах категории $С_2$, связаны они с конкретными месторождениями. Приросты запасов при этом могут быть подготовлены при доразведке или эксплуатации. Подтверждаемость запасов категории $С_2$, как показали многочисленные исследования по большому числу месторождений, составляет около 50%. Это закреплено практикой проектирования добывающих предприятий.

Перспективные приросты базируются на ресурсах категории $С_3$. Последние связаны с конкретными объектами, подготовленными к глубокому бурению. Это могут быть новые площади или невскрытые горизонты на известных месторождениях. Вероятность открытия месторождения в подготовленной к глубокому бурению площади не во всех районах одинакова. Она зависит от стадии освоения региона, качества подготовки ловушки к бурению, ее размеров и от других показателей, определяющих запасы ожидаемой залежи.

Практикой поисков нефти и газа во всех нефтегазоносных регионах России установлено, что только 30-40% ресурсов категории $С_3$ переводится в разведанные запасы. Основная часть ресурсов не подтверждается. Для расчетов перспективных приростов запасов газа и нефти и оценки добывных возможностей регионов при долгосрочных прогнозах можно принять коэффициент 0,4.

Ресурсы категории $Д_1$ — это количественная оценка перспектив нефтегазоносности регионально продуктивных плеев.

Прогнозные приросты базируются на ресурсах категории $Д_1$. Эти ресурсы составляют основу формирования приростов запасов газа при обосновании долгосрочных программ развития отрасли, поскольку запасы категории $С_2$ и перспективные ресурсы $С_3$ будут реализованы в первую очередь. Прогнозные ресурсы, не связанные с конкретными объектами, менее надежны, чем ресурсы более высоких категорий. Однако, по мнению разработчиков методики оценки прогнозных ресурсов, ненадежная часть ресурсов уже исключена из окончательных подсчетов, поэтому при прогнозе приростов вводить понижающий коэффициент не надо.

С другой стороны, категория $Д_1$ содержит ресурсы разного качества, включая ресурсы мелких и мельчайших месторождений, ресурсы низкодебитных залежей, ресурсы удаленных от центров добычи месторождений. Можно полагать, что не весь объем ресурсов $Д_1$ явится реальной базой для подготовки запасов $АВС_1$.

На этом основании при долгосрочных прогнозах развития сырьевой базы газовой промышленности во ВНИИгазе для оценки добывных возможностей сырьевой базы в районах с относительно высокой разведанностью СНР применяется коэффициент 0,3 от ресурсов категории $Д_1$. Необходимость использования понижающих коэффициентов для прогноза приростов вытекает также из анализа структуры ресурсов по размерам ожидаемых месторожде-

ний. Поддержание добычи, особенно в удаленных от потребителя районах, возможно лишь за счет ввода в разработку крупных и средних месторождений (свыше 10 млрд. м³). Таких месторождений в остаточных ресурсах не более трети.

Для резервных приростов (из $Д_2$) условно принят коэффициент 0,2.

В провинциях, в которых разведанность СНР не достигла 30%, а в структуре ресурсов преобладает категория $Д_2$, к оценке приростов запасов в XXI веке необходим более общий подход.

Из опыта изученных регионов, 60% СНР за 50 лет с начала создания газодобывающего центра может быть разведано с относительно высокой эффективностью, в течение первых тридцати лет выявляются крупные месторождения, которые составляют треть СНР, в том числе основное месторождение, включающее до 10% ресурсов региона.

Опыт освоения, прежде всего, нефтяных, но также и газовых ресурсов показывает, что распределение месторождений по их продуктивности в порядке их открытия, так же как и по крупности, имеет упорядоченный характер.

Если самые первые открытия в провинции по величине начальных дебитов случайны, то дальнейшие геологоразведочные работы направляются на первоочередной поиск и разведку наиболее высокодебитных месторождений из числа подлежащих открытию. Объяснение этого явления кроется, во-первых, в выборе для поисковых работ наиболее продуктивных литолого-стратиграфических комплексов, а в их пределах — в первую очередь, наиболее благоприятных литолого-фациальных зон. Во-вторых, выбором для первоочередной разведки наиболее продуктивных из открытых месторождений. Продуктивность подготавливаемых запасов, таким образом, опосредованно является функцией степени разведанности ресурсов УВ.

Дифференциация в распределении объемов работ происходит, прежде всего, в выборе первоочередных плеев (по концентрации ресурсов в месторождениях и по продуктивности).

В пределах каждого плея ресурсы характеризуются меньшими вариациями продуктивности, чем ресурсы различных плеев. Поэтому первым шагом в прогнозе средних начальных дебитов для неразведанных ресурсов должно бы явиться разделение перспективных и прогнозных ресурсов по плеям. Вторым шагом в прогнозе должно явиться определение средних начальных дебитов по открытым месторождениям (залежам) плея и распространение методом геологических аналогий установленных данных о продуктивности на неоткрытые сходные по геологическим условиям нахождения ресурсы. Такова схема прогноза, которая помимо средних начальных дебитов применима также для определения коэффициентов нефтеизвлечения и газоизвлечения неоткрытых ресурсов. Во всяком случае, такой переход еще с конца 70-х годов активно использовался для определения коэффициента извлечения неразведанных ресурсов нефти при прогнозных оценках.

Вместе с тем, и ресурсы из одного плея имеют дифференциацию по начальным дебитам скважин, которая в некоторых случаях может быть учтена в прогнозе. Здесь намечаются два пути.

Первый из них — дифференциация плея на более мелкие и более однородные по фациям пород, по фазовым соотношениям УВ части. Речь идет о

выделении более дробных объектов прогноза и использовании принципиально той же схемы: определение геологических границ объекта прогноза, неразведанных ресурсов в объекте, средних значений начальных дебитов на открытых в пределах этого объекта (подплее, субплее) месторождениях.

Реализация этого пути определяется наличием информации о ресурсах выделяемого субплея, об установленных в процессе разработки дебитах из скоплений этого субплея. Исчисление средних значений начальных дебитов по открытым скоплениям целесообразно проводить по принципу среднего арифметического, без взвешивания по запасам открытых залежей.

Второй путь — изучение динамики продуктивности вновь открытых залежей в плее в ходе освоения его газовых или нефтяных ресурсов. Обычно выявляется тенденция снижения продуктивности новых, открытых по мере освоения, ресурсов плея. Примером может служить постепенное снижение начальных дебитов из новых залежей нефти в таких «старых» плеях, как терригенный девон Волго-Уральской провинции и шельфовый неоком широтного Приобья.

Объем бурения, необходимый для подготовки прогнозируемых приростов, определяется по кривым зависимости его эффективности от степени разведанности НСР. Кривые отражают стабильную закономерность, прослеженную во всех нефтегазоносных территориях, в соответствии с которой максимальная эффективность приходится на период открытия крупных месторождений (таких в структуре НСР около 30%). В последующей реализации приросты складываются из запасов, главным образом, мелких месторождений, число которых подавляюще преобладает над крупными и даже средними. Эта часть кривой одинакова для всех нефтегазоносных территорий — и крупных, и небольших. Могут быть построены также кривые зависимости средних запасов месторождений от разведанности НСР. По форме они мало чем отличаются от описанной выше кривой эффективности бурения.

Методом ретроспективного анализа с учетом этой зависимости и для условий каждого региона могут быть спрогнозированы темпы роста глубин скважин.

На основе таких построений имеется возможность для регионов, прошедших стадию главных открытий, рассчитывать способом прямого счета, объемы бурения, необходимого для получения прогнозных приростов.

Таблица 4.1

Доля запасов газа крупнейших месторождений в НСР провинций

Провинция	НСР млрд. м^3	Крупнейшие месторождения газа	Начальные запасы м-ний	Доля запасов в НСР %
Волго-Уральская	23200	Астраханское	2600	11,3
Западно-Сибирская	97800	Уренгойское	9960	10,2
Тимано-Печорская	2400	Вуктыльское	431	18,0
Северо-Кавказская	2020	Северо-Ставропольское	228	11,3
Днепровско-Донецкая	4300	Шебелинское	650	15,1
Аму-Дарьинская	11900	Даулетабад-Донмезское	1725	14,5
Бухаро-Хивинская	6300	Газли	487	7,7
Южно-Каспийская	1600	Бахар	122	7,5

Таблица 4.2

Динамика средних запасов газа в месторождениях Западной Сибири

Периоды времени	1951-1955	1956-1960	1961-1965	1966-1970	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000
Средние запасы, млрд. м^3	4,2	8	226	1247	508	132	104	37	6	6
Число откр. месторожд.	1	7	20	19	17	21	22	46	9	11
Запасы месторожд., млрд. м^3	4,2	55,7	4514,9	23703,7	8641,4	2776	2284	1685	53	66

Глава 5

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

5.1. ОБЩАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ ГАЗА В МИРЕ, СНГ И РОССИИ

К началу 2003 г. месторождения нефти и газа открыты более чем в 100 странах. Суммарные разведанные запасы газа по данным журнала «Oil and Gas Journal» и др. источников составили 155,8 трлн. м^3, накопленная мировая добыча газа — 71,9 трлн. м^3. Из общего объема суммарной добычи газа на долю США приходится 28,1 трлн. м^3 (39,1%), России — 13,5 трлн. м^3 (18,8%), других стран СНГ — 5,4 трлн. м^3 (7,5%), прочих стран мира — 24,9 трлн. м^3, или 34,6%. Основная доля разведанных запасов газа сосредоточена в России, Иране, Катаре, Саудовской Аравии, Абу-Даби, США (*табл. 5.1*). Доля России в мировых запасах газа составила к началу 2003 г. 30,5%, в мировой добыче — 23,6%.

Начальные суммарные ресурсы газа (НСР) мира оцениваются организациями и отдельными исследователями в интервале 490-570 трлн. м^3. Проведенная ВНИИгазом оценка НСР мировых запасов газа, с использованием материалов Международной конференции по газовым ресурсам (США, Колорадо, Вейл, 1994), а также материалов более поздних публикаций и собственных оценок, показала среднее значение НСР 548 трлн. м^3, из которых на страны Северной и Южной Америки приходится 86,2 трлн. м^3 (15,7%), страны Европы — 26 трлн. м^3 (4,7%), Африки — 23,9 трлн. м^3 (4,4%), Ближнего и Среднего Востока — 85,6 трлн. м^3 (15,6%), Юго-Восточной Азии и Австралии — 51,3 трлн. м^3 (9,4%), на Россию — 236,1 трлн. м^3 (43,1%), страны СНГ — 38,9 трлн. м^3, или 7,1%. (*табл. 5.2.*)

Развитие газовых отраслей в государствах СНГ (ближнее зарубежье) после распада СССР и провозглашения независимости характеризуется существенной неопределенностью ввиду ряда объективных и субъективных факторов. В общем можно отметить ухудшение ряда параметров, влияющих на состояние сырьевой базы газодобычи в этих странах.

К началу 2003 г. НСР природного газа стран ближнего зарубежья составляли 38930 млрд. м³, в том числе накопленная добыча (Q) — 5441 млрд. м³, запасы категорий $A+B+C_1$ — 7720 млрд. м³, категории C_2 — 1615 млрд. м³ и прогнозные ресурсы категорий C_3+Д — 24154 млрд. м³. Выработанность — 41,3%, разведанность — 33,8 млрд. м³. (см. *табл. 5.3*).

Ниже приводим данные по странам ближнего зарубежья, которые в бытность СССР играли заметную роль в газовой промышленности (Украина, Азербайджан, Узбекистан, Туркменистан, Казахстан).

Украина. Начальные суммарные ресурсы УВ Украины в пересчете на условное топливо составляют 8417,8 млн. т, в том числе нефть — 1325,7 млн. т (15,7%), конденсат — 380,5 млн. т (4,5%), свободный газ — 6435,7 млрд. м³ (76,5%), растворенный в нефти газ — 275,9 млрд. м³ (3,3%). На 1.01.2003 г. на балансе Украины числилось 307 месторождений, из которых 69 — нефтяные, 10 — газонефтяные и нефтегазовые, 53 — нефтегазоконденсатные, 77 — газовые и 98 — газоконденсатные.

По состоянию на 01.01.2003 года из недр Украины добыто 301 млн. т нефти, 68,6 млн. т конденсата, 1727 млрд. м³ свободного и более 70 млрд. м³ растворенного в нефти газа.

Структура начальных суммарных ресурсов природного газа Республики Украина на 1.01.2003 г. приведена в *табл. 5.3*.

НСР природного газа республики на 01.01.2003 г. составляли 6435 млрд. м³, в том числе разведанная часть по категориям $A+B+C_1$ — 1092 млрд. м³, категории C_2 — 263 млрд. м³ и локализованная часть запасов категории $C_3+Д_1$ равна 1831 млрд. м³, из них суша — 1342 млрд. м³, шельф — 490 млрд. м³, прогнозные ресурсы ($Д_2$) — 1521 млрд. м³, в том числе шельф — 381 млрд. м³.

Добыча газа на Украине началась в послевоенные годы: в 1950 г. составила 1,4 млрд. м³ и за 25 лет увеличилась в 47 раз, достигнув максимума (65,8 млрд. м³) в 1975 г., в период получения наиболее высокого прироста запасов. С 1980 г. начинается снижение добычи газа. В 1990 г. добыча газа снизилась до 26,5 млрд. м³, а в 2000 г. составила 15,2 млрд. м³. По Республике Украина за 2000 г. общий прирост запасов газа составил 5,3 млрд. м³, добыча — 15,2 млрд. м³, объем бурения — 57,4 тыс. м. Эффективность составила 92,3 тыс. м³/м.

В период 1991-2000 гг. на Украине было открыто 38 месторождений: 5 — газоконденсатные, 18 — газовые, 7 — нефтяные, 8 — нефтегазоконденсатные. Все месторождения относятся к категории мелких. Основные приросты запасов УВ (91,3%) были получены на ранее открытых месторождениях за счет уточнения подсчетных параметров. Приросты за счет новых залежей получены в восточном регионе.

Следует отметить общую тенденцию увеличения процента открываемости месторождений с запасами менее 3 млрд. м³: с 21% в 1971-1975 гг. до 100% в 1991-2000 гг.

Территориальная разобщенность открываемых НГКМ при их небольших запасах обуславливает трудности промышленного освоения и невысокую экономическую эффективность.

В республике создана национальная акционерная компания (НАК). В ее состав входят более низкие подразделения типа акционерных обществ и ДП.

Азербайджан. Газовая отрасль республики (не считая растворенного газа в нефтяных залежах) как самостоятельная стала развиваться с открытием газоконденсатного месторождения Карадаг. Позже были в акватории открыты другие крупные месторождения (газовые, газоконденсатные, газонефтяные): Бахар, Булла-дениз (Булла-море), Гюнешли (28 Апреля), Чираг (им. Каверочкина), Азери (им. 26 Бакинских Комиссаров) и др.

На начало 2003 г. начальные суммарные ресурсы газа республики составляли 1617 млрд. м^3, в том числе по категории A+B+C1 — 154 млрд. м^3. Структура запасов газа приводится в сводной *табл. 5.3.*

Открыто 69 месторождений (на суше — 42, на море — 27); в промышленной эксплуатации пребывало 61 месторождение (40 — на суше, 21 — на море).

В промышленной разработке на суше находятся 36 месторождений (из 42), с начала разработки отобрано из них 935 млн. т. нефти с конденсатом и 129 млрд. м^3 газа. Выработанность запасов месторождений суши составляет 96,2%. Динамика добычи нефти на суше с 1961 г. снижается. Так, в 1985 г. добыто 3,9 млн. т., а в 1999 г. — 1,46 млн. т.

На шельфе Азербайджана выявлено 27 УВ месторождений, разрабатываются 17. Все они расположены в пределах Апшеронского и Бакинского архипелагов, причем в пределах первого сосредоточено 82% запасов нефти и газа. Максимальная добыча нефти на море достигнута в 1970 г. (12,9 млн. т), газа — в 1982 году (11,6 млрд. м^3). Текущая добыча составляет соответственно 14,0 млн. т и 5,8 млрд. м^3. Выработанность старых морских месторождений составляет 66,3%.

К настоящему времени в Азербайджане проводят работу на договорной основе фирмы и компании из многих стран мира, в том числе американские, немецкие, турецкие, иранские, японские и российские («ЛУКОЙЛ»).

Закончено строительство платформы на месторождении Чыраг, где добывают ежегодно 5 млн. т нефти.

Были открыты два месторождения: Нахичеванское (не ввели в эксплуатацию ввиду нерентабельности) и Шах-дениз (Шахово-море). Последнее, как считают специалисты, содержит запасы газа в объеме 700 млрд. м^3, наша оценка — 400-500 млрд. м^3. На месторождении пробурены две скважины.

Узбекистан является единственной республикой в составе СНГ, где распад СССР не повлиял на развитие газовой отрасли. Здесь со времени приобретения самостоятельности имеет место рост объема добычи в течение всего периода. Так, если в 1991 г. было добыто 41,7 млрд. м^3 газа, то в 1995 г. — 48,1 млрд. м^3, а в 2000 г. — 55,4 млрд. м^3. В противоположность добыче, прирост запасов газа имел тенденцию к снижению с 45 млрд. м^3

в 1991 г. до 26,2 млрд. м³ в 2000 г., и в среднем за этот период составил 28 млрд. м³.

НСР природного газа на 01.01.2003 года составляли 6258 млрд. м³, в том числе запасы газа по категориям $A+B+C_1$ — 1620 млрд. м³, категории C_2 — 136 млрд. м³. Локализованная часть запасов газа — 1549 млрд. м³. Прогнозные ресурсы категории $Д_2$ составляли 1559 млрд. м³ (*табл. 5.3*).

Анализ структуры прироста промышленных запасов газа за 1991-2002 гг. показал следующее:

— среди открытых месторождений преобладают газоконденсатные;

— газ содержит сероводород и связан с верхнеюрской карбонатной толщей;

— прирост запасов газа промышленных категорий (в объеме 199 млрд. м³) получен за счет доразведки известных месторождений (Зеварды, Памук, Гирсан, Ю. Тандырчи, Бекдыкудук и др.); за счет новых месторождений и залежей — 80 млрд. м.

На 01.01.2003 г. в Узбекистане выявлено 158 месторождений УВ, в том числе 15 — газовых, 59 — газоконденсатных, 28 — газонефтяных, 21 — нефтегазоконденсатное и 35 — нефтяных. Из общего числа месторождений 74 — газовые и газоконденсатные, содержат около 90% текущих разведанных запасов свободного газа (1458 млрд. м³), в том числе 740 млрд. м³ (50,75%) на 6 месторождениях (Шуртан, Алан, Кандым, Кокдумалак, Зеварды, Денгизкуль-Хаузак).

Наиболее крупными проектами увеличения добычи газа являются проект освоения Кокдумалакского нефтегазоконденсатного месторождения, содержащего 143,7 млрд. м³ газа, а также реанимация газоконденсатного месторождения Шуртан (для обеспечения работы нового, расположенного рядом газохимического комплекса).

Развитие сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности Узбекистана в ближайшей перспективе будет сопровождаться определенными трудностями в ее наращивании и проведении геологоразведочных работ на нефть и газ.

Невозможность поддержания ежегодного прироста запасов газа на уровне, обеспечивающем оптимальный объем добычи его, предопределены факторами:

— сокращением и качественным ухудшением фонда выявленных и подготовленных структур;

— практической исчерпанностью объектов и невыявленных ресурсов в доступных меловых отложениях;

— снижением крупности открываемых месторождений;

— усложнением горно-геологических условий производства поисково-разведочных работ;

— исчерпанием разведанных запасов бессернистого газа (в настоящее время 5-6%).

Современные возможности сырьевой базы (1,6 трлн. м³, в том числе только 1,1 трлн. м³ — извлекаемые) Узбекистана позволяют с трудом поддерживать уровень добычи газа в 50-55 млрд. м³ до 2010 г.

Туркменистан. Развитие газовой промышленности в период 1991-2000 гг. происходило неравномерно в силу как субъективных, так и объективных причин.

На 01.01.91 года НСР Республики Туркменистан составляли 13455 млрд. м^3, в том числе запасы по категориям А+В+С1 — 2738,4 млрд. м^3. За время 1991-2000 гг. прирост запасов газа составил 204,45 млрд. м^3, добыча газа — 371,3 млрд. м^3, восполнение запасов — 46,8%, объем бурения — 435,7 тыс. м, эффективность — 469,2 тыс. м^3/м. Накопленная добыча на 01.01.2003 г. — 1788 млрд. м^3, коэффициент выработанности — 41,1%.

Текущие запасы свободного газа по состоянию на 01.01.2003 г. сосредоточены на 118 месторождениях и оцениваются величиной 2560 млрд. м^3 по категориям А+В+$С_1$ и около 1055 млрд. м^3 по категории $С_2$ (*табл. 5.3*).

Особенности структуры текущих разведанных запасов газа:

— на месторождениях, завершающихся в ближайшее время разработкой (Ачак, Наип, В. Шатлык и др.), невыработанные запасы газа составляют примерно 90 млрд. м^3. Коэффициент газоотдачи, не превышающий 0,8-0,85, прогнозируется и для многих разрабатываемых месторождений;

— значительная часть текущих разведанных запасов газа (более 400 млрд. м^3, или 16%) приходится на месторождения 30-10 млрд. м^3;

— мелкие залежи газа в верхнеюрских карбонатных отложениях содержат сероводород в небольших концентрациях;

— значительная часть запасов газа категории $С_2$ (514 млрд.м^3) приходится на месторождения Шатлык, Чаача, Бота и др.

Свободный газ месторождений Туркменистана преимущественно метановый, легкий. Газ 41 месторождения содержит сероводород от 0,009 до 3,8% (Метеджан). Текущие запасы сероводородсодержащего газа — 1048,2 млрд. м^3.

Современное состояние сырьевой базы газовой промышленности Туркменистана позволяет считать, что оптимальный уровень добычи может быть определен в объеме 50-60 млрд. м^3 до 2010 г.

Казахстан. Начальные суммарные ресурсы природного газа Казахстана на 01.01.2003 г. составляли 1012 млрд. м^3, разведанные запасы категории А+В+$С_1$ — 1850 млрд. м^3, $С_2$ — 29 млрд. м^3, ресурсы категории $С_3$+$Д_1$ составляли 4139 млрд. м^3, из них на суше — 3205 млрд. м^3, в акватории 934 млрд. м^3 и $Д_2$ — 4160 млрд. м^3 (*табл. 5.3*).

В пределах республики в настоящее время известно 203 месторождения нефти, газа и газоконденсата: 134 расположено в Прикаспийской впадине, 40 — в Южно-Мангышлакской НГО, 13 — в Южно-Тургайской НГО, 9 — в Чу-Сарысуйской НГО, 5 — в Северо-Устюртской и 2 — в пределах Мангышлакской НГО.

Структура фонда открытых месторождений УВ в аспекте их фазового состояния следующая: в Казахстанской части Прикаспийской впадины 75% месторождений — нефтяные; среди газосодержащих — 16 (из 27) нефтегазоконденсатные, в том числе Карачаганак.

В Южно-Мангышлакском регионе газовые и ГК залежи известны на 70 процентах месторождений.

Чу-Сарысуйском и Тургайском субрегионах 16 месторождений из 22 содержат свободный газ (Придорожное, Тереховское, Барханное, Колгалы и др.).

В течение 1991-2000 гг. в Казахстане открыто 13 месторождений: 9 нефтяных, 1 нефтегазовое, 1 газоконденсатное, 1 газовое, 1 нефтегазоконденсатное; в том числе Чинаревское, Арысское, Толкын, Ростошинское.

Добыча в 1991 г. составила 6,6 млрд. м^3 и далее уменьшилась в 1995 г. до 4,5 млрд. м^3 и в 2000 г. — 6,5 млрд. м^3.

Ведущее положение по запасам газа занимает Западно-Казахская область (73,1%), где добывается 68%, и Мангистаусская область — 32%. Основные запасы газа (71,2%) сосредоточены на единственном уникальном месторождении Карачаганак.

Основное внимание уделяется нефтяной промышленности, добыча нефти неуклонно растет (1996 г. — 23 млн. т, 1998 г. — 28 млн. т, 2000 г. — 35,3 млн. т).

На современном этапе Казахстан связывает расширение сырьевой базы добычи УВ с реализацией инвестиционных проектов с участием крупнейших нефтегазовых компаний мира. В 1997 г. правительство трансформировало МНиГП в Государственную Компанию Казахстана, которая является непременным участником всех нефтегазовых проектов.

За последние годы геофизическими работами (сейсморазведка) в Казахской части акватории Северного Каспия локализовано 96 структур с прогнозными ресурсами: нефти — около 10 млрд. т, газа — 2 трлн. м^3, среди них и изученная сейсморазведкой методами 2Д и 3Д крупная структура Кашаган, где пробурены 2 скважины, и Джамбай-море.

Таким образом, анализ состояния ресурсной базы УВ сырья Казахстана показывает, что республика обладает значительными разведанными запасами и прогнозными ресурсами, что позволяет рассчитывать в перспективе на увеличение добычи газа, конденсата и нефти.

Россия. Начальные суммарные ресурсы (НСР) газа России, в соответствии с количественной оценкой на начало 1993 г., составляют 236,1 трлн. м^3, в том числе 160,3 трлн. м^3 на суше и 75,8 трлн. м^3 на шельфе. Из общего объема НСР на 01.01.2003 г. накопленная добыча составила 13,5 трлн. м^3, или 5,7%, разведанные запасы категорий $A+B+C_1$ — 48,0 трлн. м^3 (20,3%), категории C_2 — 17,1 трлн. м^3 (7,3%), перспективные и прогнозные ресурсы категорий $C_3+Д_1+Д_2$ — 157,5 трлн. м^3 (66,7%), из которых к категории малоизученных ($Д_2$) относится 77,2 трлн. м^3, или 32,7% (*табл. 5.4*). Доля запасов газа ОАО «Газпром» в запасах России составляет 63,9%, в добыче — 92,7% (*табл. 5.4*)

Из общего объема разведанных запасов газа категорий $A+B+C_1$ на районы европейской части приходится 4,7 трлн. м^3, или 9,8%, Западной Сибири — 35,5 трлн. м^3 (72,9%), Восточной Сибири и Дальнего Востока — 3,6 трлн. м^3 (7,5%), шельфа — 4,7 трлн. м^3, или 9,8% (*табл. 5.5*).

На глубинах до 1,5 км сосредоточено 23,0 трлн. м^3 разведанных запасов, или 49,1%, в интервале глубин 1,5-3,0 км. — 16,3 трлн. м^3 (34,7%), 3-5 км. — 7,6 трлн. м^3, или 16,2% . На глубинах ниже 5 км выявлены единичные залежи на Северном Кавказе, в Урало-Поволжье, Тимано-Печорском и других регионах.

Современная структура разведанных запасов газа России по компонентному составу представляется следующей: метановые газы — 61,0%, сероводородсодержащие 0,6%, этансодержащие (этана 3% и более) — 30,3%, этан-

сероводородсодержащие — 8,1%. В структуре добычи природного газа в 2000 г. доля метановых газов составила 84,6%, этансодержащих 9,2% и этансероводородсодержащих 6,2% (*табл. 5.6*).

Из общего объема разведанных запасов газа России в распределенном фонде находится 38,7 трлн. м³, или 82,7%, в нераспределенном фонде — 8,1 трлн. м³, или 17,3%. Распределение запасов газа по недропользователям приводится в *табл. 5.7.*

В России открыто 786 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, из которых в разработку вовлечено 351 месторождение с разведанными запасами 21,0 трлн. м³, или 44,8% от российских запасов, подготовлено к промышленному освоению 66 месторождений с запасами 17,8 трлн. м³ (38%), разведуется 200 месторождений с запасами 7,9 трлн. м³ (16,8%) и находится в консервации 169 месторождений с запасами 0,2 трлн. м³, или 0,4%.

Структура начальных суммарных ресурсов газа по федеральным округам России представлена в *табл. 5.8.*

Добыча природного газа в целом по России составила в 2000 г. 584,0 млрд. м³, с учетом потерь, в том числе по РАО «Газпром» — 523,2 млрд. м³.

Прирост запасов газа по России в 2000 г. составил (с учетом разведки и переоценки) 793,1 млрд. м³. Основной прирост получен по Ковыктинскому месторождению Иркутской области — 433,8 млрд. м³, по Чаяндинскому месторождению в Республике Саха (Якутия) — 201,1 млрд. м³. Суммарные запасы газа по категории C_1+C_2 составили по Ковыктинскому месторождению 1,7 трлн. м³, по Чаяндинскому — 1,2 трлн. м³, что значительно укрепило сырьевую базу газопроводов в Китай и другие страны АТР. В Западной Сибири в Обской губе были открыты Северо-Каменномысская и Каменномысское-море газовые месторождения с суммарными запасами газа в сеноманских отложениях по категории C_1 — 29,1 млрд. м³, категории C_2 — 433,1 млрд. м³.

Прогноз развития сырьевой базы газовой промышленности базируется на высокой количественной оценке нефтегазоносности недр России в таких регионах, как Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток, Прикаспий, шельф. Из общего объема неоткрытых ресурсов на регионы Западной Сибири приходится 27,3%, Восточной Сибири и Дальнего Востока — 24%, Европейских районов — 6,1%, шельфа — 42,6%.

Неоткрытые ресурсы сосредоточены в малоизученных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока и шельфов морей. Освоение этих ресурсов потребует значительных капитальных затрат.

В регионах со значительным содержанием неразведанных ресурсов, но значительной степенью разведанности НСР в перспективе отмечается уменьшение числа крупных новых месторождений, увеличение глубин залегания перспективных газоносных комплексов; изменится и структура ресурсов по компонентному составу за счет увеличения роли этансодержащих и технологических газов.

5.2. СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ СУШИ РОССИИ

5.2.1. Северный Кавказ

Северокавказская нефтегазоносная провинция охватывает территории Краснодарского и Ставропольского краев, Ростовской области, республик Адыгеи, Дагестана, Кабардино-Балкарии, Ичкерии, Ингушетии, Северной Осетии-Алании. Месторождения региона расположены в пределах Западно-Кубанской, Восточно-Кубанской и Терско-Кумской впадин, Адыгейского выступа и Ставропольского свода Предкавказской плиты. Южнее платформенной части выделяется Терско-Каспийский и Западно-Кубанский краевые прогибы с мощностью осадочных отложений до 12 км. Нефтегазоносность региона связана с терригенными и карбонатными породами неогена, палеогена, мела и юры.

На Северном Кавказе выявлено 137 нефтяных, 37 газонефтяных, 68 газовых, 37 газоконденсатных и 27 нефтегазоконденсатных месторождений. Из общего числа 169 выявленных месторождений природного газа на суше и шельфе Азовского моря с начальными суммарными запасами газа 985 млрд. м^3, 147 месторождений являются мелкими (до 10 млрд. м^3) и содержат 18,9% начальных запасов газа, 15 месторождений с запасами 10-30 млрд. м^3 содержат 28,3%, 6 месторождений с запасами 30-100 млрд. м^3 содержат 309 млрд. м^3 (31,4%) и лишь одно месторождение (Северо-Ставропольско-Пелагиадинское) характеризовалось начальными запасами 211 млрд. м^3 (21,4%).

На начало 2003 г. (по текущим запасам газа) 150 мелких, 11 средних и 2 месторождения имели запасы более 30 млрд. м^3 (Анастасиевско-Троицкое — 71,2 млрд. м^3, Димитровское — 32,6 млрд. м^3).

На этот же период текущие запасы свободного газа месторождений региона составляли 301,5 млрд. м^3 категорий А+В+$С_1$ и 123,1 млрд. м^3 категории $С_2$. Разведанность НСР составляла 37,4%, степень выработанности разведанных запасов — 68,3%. Перспективные ресурсы категории $С_3$ оцениваются в объеме 190,3 млрд. м^3, прогнозные ресурсы категорий $Д_1$+$Д_2$ — 1343,2 млрд. м^3, из которых на шельфе Азовского и Каспийского морей сосредоточено 519,9 млрд. м^3 (*табл. 5.9*).

Степень освоения запасов газа региона следующая: в разработке находятся 113 месторождений с запасами по категориям А+В+$С_1$ — 259,8 млрд. м^3, (86,2% от запасов региона), подготовлено для промышленного освоения 8 месторождений с запасами 6,9 млрд. м^3 (2,3%), разведуется 30 месторождений с запасами 17,6 млрд. м^3 (5,8%) и законсервировано 12 месторождений с запасами 17,2 млрд. м^3 (5,5%). Природные газы — в основном метановые и этансодержащие. 26 месторождений с запасами: по категориям А+В+$С_1$ — 49,1 млрд. м^3 и 20,2 млрд. м^3 по категории $С_2$ — содержат сероводород. Наиболее крупным месторождением сероводородсодержащего газа является Шамхал-Булак в республике Дагестан с запасами газа по категориям А+В+$С_1$ — 20,8 млрд. м^3.

В 2002 г. на Северном Кавказе было добыто 3,1 млрд. м³ газа, прирост запасов составил 1,5 млрд. м³, приращено по «переоценке» 3,0 млрд. м³. Распределение разведанных запасов газа по недропользователям следующее: из общего объема разведанных запасов газа 314,2 млрд. м³ ОАО «Газпром» контролирует 100,9 млрд. м³ (32,2%), в том числе 97,2 млрд. м³ по собственным предприятиям (Кубаньгазпром, Кавказтрансгаз, Дагестангазпром), и 3,7 млрд. м³ — по предприятиям с долей «Газпрома» 50%, на балансе сторонних предприятий сосредоточено 191,1 млрд. м³ (60,8%) и в нераспределенном фонде — 22,2 млрд. м³, или 7,0%.

Неразведанные ресурсы газа сосредоточены, главным образом, на суше Краснодарского края (305,8 млрд. м³), на шельфе Азовского моря, прилегающем к Краснодарскому краю (163,9 млрд. м³), на шельфе Дагестана (356 млрд. м³).

При относительно высокой оценке ресурсов $Д_1+Д_2$ суши Северного Кавказа на газ (769,9 млрд. м³) успешность поисково-разведочных работ в течение длительного периода низка, что может указывать на завышение оценки.

5.2.2. Тимано-Печорская провинция

Перспективные территории и месторождения Республики Коми и Ненецкого автономного округа расположены в Северном экономическом районе и входят в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП), которая в акватории Баренцева моря сливается с Баренцево-Карской НГП.

Наиболее характерной чертой для современного структурного плана Тимано-Печорского региона является развитие линейно вытянутых структурных элементов, подчиненных простиранию Тимана и Урала. Выделяются надпорядковые структуры: Тиманская антеклиза, Печорская синеклиза и Предуральский прогиб. Печорская синеклиза является крупной платформенной впадиной, замыкающейся на севере под водами Баренцева моря. В пределах синеклизы выделяются Ижма-Печорская впадина, Малоземельская моноклиналь, Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовская впадина, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина и Варандей-Адзьвинская зона.

Нефтегазоносность Тимано-Печорской НГП установлена в широком стратиграфическом диапазоне от нижнего силура до триаса, при этом основные запасы сконцентрированы в отложениях девона, карбона и перми. Нефтяные месторождения сосредоточены в основном в южной части Ижма-Печорской впадины, на Колвинском мегавале, в южной части Хорейверской впадины и Варандей-Адзьвинской структурной зоне; газовые и газоконденсатные — в пределах Печоро-Колвинского мегавала, Шапкино-Юряхинского и Лайского валов, Денисовской и Верхне-Печорской впадин.

В пределах провинции к началу 2003 г. открыто 202 месторождения: 153 нефтяных, 5 газонефтяных, 2 нефтегазовых, 13 нефтегазоконденсатных, 11 газоконденсатных и 18 газовых. В 2002 г. добыча газа в провинции составила 3,3 млрд. м³, нефти — 11,1 млн. т. В соответствии с проведенной количественной оценкой нефтегазоносности начальные суммарные ресурсы (НСР) газа на 01.01.2000 г. оценивались в объеме 2395,8 млрд. м³,

в том числе по Республике Коми — 1445,4 млрд. м³ и Ненецкому АО — 950,4 млрд. м³. Разведанность ресурсов региона составляет 43,8%, выработанность запасов — 38,0% (*табл. 5.10*).

Природные газы месторождений Тимано-Печорского региона в основном этансодержащие, с высоким содержанием конденсата. В карбонатных отложениях Нижней Перми газ содержит сероводород с концентрацией 0,07 — 0,23%. Суммарные запасы сероводородсодержащего газа на суше по категории $A+B+C_1$ — 284,3 млрд. м³, по категории C_2 — 43 млрд. м³.

Распределение НСР газа и конденсата в пределах нефтегазоносных территорий, а также оценка ресурсов отдельных территорий, проведенная специалистами ГГП «Печорогеофизика» и института «СеверНИПИгаз», приводятся в *табл. 5.11.*

Текущие запасы газа промышленных категорий (A+B+C1) по провинции сосредоточены в основном в трех геолого-экономических районах: Вуктыльском — 144,6 млрд. м³ (Верхнепечорская впадина с прилегающими районами Западного склона Северного Урала, Среднепечорское поднятие, юг Печоро-Кожвинского мегавала и Большесынинской впадины), Интинском — 9,7 млрд. м³ (Косью-Роговская впадина с прилегающими районами складчато-надвиговского пояса Полярного Урала и гряды Чернышева), в Республике Коми и Нарьян-Марском — 457,3 млрд. м³ (северная часть Денисовской впадины), на территории Ненецкого автономного округа. На долю остальных газоносных районов приходится 38,4 млрд. м³ газа.

Распределение разведанных запасов газа суши Тимано-Печорского региона по недропользователям следующее: на балансе собственных предприятий ОАО «Газпром» — 337,4 млрд. м³ (51,9%), сторонних организаций — 58,2 млрд. м³ (9,0%), в нераспределенном фонде — 254,4 млрд. м³ (39,1%).

Из-за неоправданно низких объемов ГРР на газ, проводившихся геологоразведочными предприятиями, к настоящему времени новые месторождения в Республике Коми не подготовлены. Достаточно сказать, что за период 1986-1998 гг. на газ пробурено всего 125 тыс. м глубоких скважин (5,6% от общего объема ГРР) и приращено запасов газа около 13 млрд. м³. В 1991 г. объем геологоразведочных работ на газ снизился до 21,8 тыс. м, в 1992 г. — до 17,6 тыс. м, в 1997 г. — до 6,7 тыс. м. Прирост запасов газа за 1999 г. в объеме 9,9 млрд. м³ был получен за счет уточнения структуры Лаявожского месторождения по данным сейсморазведочных работ.

На балансе ДП «Севергазпром» на начало 2003 г. находилось 9 месторождений с суммарными разведанными запасами газа 337,4 млрд. м³, конденсата (извл.) — 34,8 млн. т, нефти (извл.) — 14,5 млн. т. Из общего числа месторождений в разработке находятся пять (Вуктыльское, Печорогородское, Печоро-Кожвинское, Западно-Соплесское, Василковское), подготовлено для промышленного освоения одно (Лаявожское), находятся в разведке три месторождения (Мишпарминское, Югидское, Югид-Соплесское); степень выработанности запасов: Вуктыльское — 81,2%, Западно-Соплесское — 54,5%, Печоро-Кожвинское — 34,3%.

Изучение прогнозных объемов потребления газа по Северо-Западному региону показало, что потребность в газе к 2015 г. возрастет до 13-15 млрд. м³. Состояние НСР газа по Тимано-Печорской провинции позволяет провести

наращивание разведанных запасов для обеспечения уровней добычи в 2015-2030 гг. до 12-15 млрд. м³ газа и 0,82 млн. т жидких УВ. При этом будет полностью обеспечена потребность в сырье Сосногорского газоперерабатывающего завода.

Перспективы увеличения запасов газа и жидких УВ предприятия «Севергазпром» связываются со следующими направлениями:

— получение месторождений газа из нераспределенного фонда по конкурсам (Ванейвисское и др.);

— доразведка неразрабатываемых месторождений, на которые получены лицензии (Лаявожское и др.);

— поиски и разведка перспективных структур в зонах деятельности предприятия (Вуктыльский, Интинский, Нарьян-Марский геолого-экономические районы).

Вуктыльский (или Среднепечорский) ГЭР расположен в пределах Верхнепечорской и Большесынинской впадин с прилегающими зонами Среднепечорского поднятия и юга Печоро-Кожвинского мегавала. Перспективные и прогнозные ресурсы свободного газа в Вуктыльском ГЭР, по утвержденным материалам прогнозной оценки на 01.01.1993 г., составляют 377,7 млрд. м³, а по более поздней оценке РАО «Газпром» (не прошедшей государственной экспертизы и утверждения) — 962 млрд. м³. В период до 2015 г. предполагается основные объемы ГРР сосредоточить в Припечорском районе на среднедевонско-нижнефранском НГК, а в дальнейшем объемы ГРР будут передвигаться в южную часть Верхнепечорской впадины, где основным перспективным НГК является нижнепермско-каменноугольный. По данному ГЭР предполагается прирастить более 90 млрд. м³ газа, в подавляющем большинстве свободного и высококонденсатного.

Интинский ГЭР расположен в пределах Косью-Роговской впадины с прилегающей зоной Западного склона Приполярного и Полярного Урала и гряды Чернышева.

Перспективные и прогнозные ресурсы свободного газа (утвержденные) составляют 412,4 млрд. м³ и предварительно оцененные — 287,7 млрд. м³ — по гряде Чернышева и 615,7 млрд. м³ — по Восточно-Лемвинской зоне. Прогнозные ресурсы по более поздней оценке (не утвержденной) составляют 1307 млрд. м³. По данным проведенных в последние годы сейсморазведочных работ (региональное сейсмостратиграфическое профилирование) в пределах поднадвиговой части гряды Чернышева выявлены крупные (до 100 км²) высокоамплитудные поднятия, а в пределах Восточно-Лемвинской зоны — серия валообразных поднятий.

За период 2000-2005 гг. только по Вуктыльскому ГЭР намечается прирастить 62 млрд. м³ газа, 69,6 млн. т нефти и 4,2 млн. т конденсата при необходимом объеме бурения 190-250 тыс. м. Геологоразведочные работы в Интинском и Нарьян-Марском ГЭР, в основном, будут развернуты после 2005 г.

На шельфе Баренцева и Печорского морей выявлено 7 месторождений с запасами газа по категориям $A+B+C_1$ — 2788,8 млрд. м³ и по категории C_2 — 1259,8 млрд. м³. Продуктивными являются терригенные отложения юры и карбонатные — перми и карбона. Наиболее изученным месторождением является Штокмановское, на котором в отложениях юры запасы оценены по

категории C_1 — 2536,4 млрд. м³, и по категории C_2 — 668,9 млрд. м³. Месторождение подготовлено для освоения. Сырьевая база газодобычи на акваториях подробно рассмотрена ниже.

5.2.3. Волго-Уральская и Прикаспийская провинции

Территория Урало-Поволжья охватывает перспективные земли Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций. В указанных НГП на начало 2003 года выявлено 1177 месторождений с запасами газа по категории $A+B+C_1$ — 3759 млрд. м³, C_2 — 1215 млрд. м³. Из них 72 газовых месторождения, 80 газонефтяных месторождений, 19 газоконденсатных, 8 нефтегазовых, 48 нефтегазоконденсатных, 950 нефтяных. В тектоническом отношении Волго-Уральская НГП занимает восточную часть Русской плиты. Разрез платформенного чехла на большей части территории провинции начинается девонскими отложениями. Промышленная нефтегазоносность связана с палеозоем, в разрезе которого выделяется восемь нефтегазоносных комплексов от девонского до пермского возраста; единичные залежи имеются в мезозое.

Основные запасы и ресурсы газа Волго-Уральской НГП связаны с карбонатными отложениями перми и карбона в восточной части региона в пределах Оренбургской области. Здесь выявлено и разрабатывается крупнейшее Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение. Газ месторождений — этан и сероводородсодержащий. Ресурсы газа имеются также в Башкортостане и др. районах (*табл. 5.12*).

НСР газа Уральского региона оцениваются в объеме 3,7 трлн. м³, из которых на долю ресурсов категорий $C_3+Д_1$ приходится лишь 1,4 трлн. м³. Степень разведанности НСР региона составляет 58,5%, выработанность запасов — 48,3%. Ресурсы газа категорий $C_3+Д_1+Д_2$ Оренбургской области в объеме 0,7 трлн. м³ представляются заниженными, так как имеются благоприятные предпосылки открытия новых месторождений в отложениях карбона и ордовика в пределах бортовых частей Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба.

В Поволжском регионе газоносные территории относятся к Волго-Уральской и Прикаспийской (Астраханская, частично Волгоградская, Саратовская области и Калмыкия) НГП. Здесь выявлено 554 месторождения нефти и газа, из них 430 нефтяных, 45 газовых, 34 газонефтяных, 13 газоконденсатных, 32 нефтегазоконденсатных. Разведанные запасы газа региона на начало 2003 г. составляли по категориям $A+B+C_1$ — 2,7 трлн. м³, категории C_2 — 1,1 трлн. м³. Основные (более 96%) запасы сосредоточены на крупнейшем Астраханском ГКМ. Газ Астраханского месторождения содержит сероводород (22-24%) и углекислый газ (22-24%). Отборы газа лимитируются мощностями по его переработке.

Начальные суммарные ресурсы газа региона оцениваются в объеме 10,2 трлн. м³, из которых 6,1 трлн. м³, или 59,8%, относятся к категориям $C_3+Д$ и связаны с глубокопогруженным отложением карбона и девона Прикаспийской впадины. В девонских отложениях ожидается открытие нефтяных и неф-

тегазоконденсатных месторождений. В целом разведанность НСР Поволжского региона составляет 29,7%, выработанность запасов — 8,9%.

5.3. СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция охватывает территории Ямало-Ненецкого и Ханты-Мансийского автономных округов, западной части Таймырского АО, Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей и является наиболее богатой в России. Здесь сосредоточено 60% общероссийских начальных ресурсов газа. Основные запасы газа сосредоточены в Ямало-Ненецком АО, нефти — в Ханты-Мансийском АО. В целом по суше Западной Сибири запасы газа на начало 2003 г. оценены по категориям $A+B+C_1$ — 35,0 трлн. м³, категории C_2 — 8,2 трлн. м³.

В Западно-Сибирской провинции выделяют 10 нефтегазоносных областей, 4 из них на севере провинции (Надым-Пурская, Пур-Тазовская, Ямальская и Гыданская) преимущественно газоносные. Приуральская и Фроловская (на западе), Среднеобская и Каймысовская (в центре), Васюганская и Пайдугинская (на востоке) нефтегазоносные области содержат в основном ресурсы нефти. Надым-Пурская и Пур-Тазовская рассматриваются часто совместно.

Западно-Сибирская провинция приурочена к молодой эпипалеозойской плите. Платформенный чехол образован мезозойскими и кайнозойскими породами. Палеозойские отложения на большей части провинции интенсивно дислоцированы и метаморфизованы. Их разведка пока не принесла существенных промышленных открытий, и лишь на севере и востоке провинции палеозойские породы могут рассматриваться как перспективные на нефть и газ.

Продуктивные юрские и меловые отложения содержат многочисленные залежи, связанные с терригенными резервуарами. Анализ современной структуры разведанных запасов газа показывает, что из 34,7 трлн. м³ с отложениями сеномана связано 19,3 трлн. м³, неокома — 13,4 трлн. м³, ачимовской толщи — 1,4 трлн. м³ и юры — 0,6 трлн. м³.

Надым-Пуртазовская НГО. Начальные суммарные ресурсы газа НГО оценены в объеме 64,2 трлн. м³, из которых с сеноманскими отложениями связано 39,5 трлн. м³, неокомскими — 13,7 трлн. м³, ачимовскими — 4,4 трлн. м³, юрскими — 6,6 трлн. м³. К началу 2003 г. разведанность сеноманского комплекса составила 62,0%, выработанность — 34,2%, неокомского, соответственно, 44,5% и 10,2%. В целом по Надым-Пуртазовской НГО разведанность — 50,2%, выработанность — 27,9% (*табл. 5.13*).

В Ямальской НГО начальные суммарные ресурсы газа оценены в объеме 20,8 трлн. м³, из которых с отложениями сеномана связано 6 трлн. м³, неокома, ачимовской свиты и юры — 14,8 трлн. м³. Разведанные запасы составляют 10,4 трлн. м³. Степень разведанности сеномана — 47,5%, неокома — 65,7%. Освоение месторождений Ямала будет связано с созданием магистрали Ямал — Европа, и ориентировочно добыча может начаться после 2007 г. Геологоразведочные работы в этом районе будут связаны с доразвед-

кой выявленных месторождений «Газпрома», доразведкой ряда месторождений нераспределенного фонда и разведкой перспективных площадей на суше и шельфе. Здесь можно прирастить за 30 лет порядка 2,6 трлн. м³ запасов газа, 200 млн. т конденсата, 50 млн. т нефти при объемах буровых работ 1,0-2,0 млн. м.

В Гыданской НГО начальные суммарные ресурсы газа оцениваются в 9,7 трлн. м³, из которых разведано 1,1 трлн. м³, или 10,9%.

Среди оптимальных по геологическому строению и концентрации активных наиболее достоверных ресурсов (категории $C_3+Д_1$) и запасов газа и конденсата зон их накопления, технически доступных для выявления и экономически эффективного освоения новых месторождений, выделяются акватории Тазовской и Обской губ, Приямальский шельф и шельф южной части Карского моря.

Недра Тазовской и Обской губ заслуживают самого серьезного внимания с позиции проведения дальнейших геологоразведочных работ и для определения возможностей и очередности освоения новых газовых и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири.

Основными объектами разведки в Тазовской губе являются Адерпаютинская и Антипаютинская структуры, которые характеризуются наиболее крупными размерами и высокой концентрацией НСР УВ.

5.4. ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ И ДАЛЬНИЙ ВОСТОК

На территории Восточной Сибири и Дальнего Востока установлена нефтегазоносность в пределах Красноярского края, Таймырского АО, Эвенкийского АО, Иркутской области, Республики Саха (Якутия), Чукотского АО, Камчатской и Сахалинской областей, Хабаровского края, шельфов Охотского и Японского морей. В нефтегазоносном отношении территория Восточно-Сибирского региона расположена в пределах Енисейско-Лаптевской нефтегазоносной провинции, где промышленная нефтегазоносность связана с отложениями средней юры и мела, а также в пределах Лено-Тунгусской НГП, где на месторождениях Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской НГО нефтегазоносны отложения рифея, венда и раннего кембрия.

Месторождения Дальневосточного региона приурочены к Лено-Вилюйской НГП (Вилюйской гемисинеклизе и Предверхоянскому краевому прогибу), где нефтегазоносны отложения юры, триаса и перми. Основные запасы сосредоточены в пределах Непско-Ботуобинской НГО на территории республики Саха (Якутия) и связаны с отложениями кембрия и венда. В пределах Охотско-Камчатской НГО нефтегазоносны отложения неогена на месторождениях Анадырской впадины, Колпаковского прогиба, Сахалинского мегантиклинория.

Всего в регионах выявлено 124 месторождения с суммарными запасами на начало 2003 г. по категориям $A+B+C_1$ — 3605 млрд. м³, категории C_2 — 2715,6 млрд. м³. Из общего объема разведанных запасов газа 3605 млрд. м³ в разработке находится 498,9 млрд. м³ (13,9%), подготовлено для промышлен-

ного освоения 2462,4 млрд. м³ (68,3%), находится в разведке 451,5 млрд. м³ (12,5%) и в консервации 192,2 млрд. м³, или 5,3%.

В Восточно-Сибирском регионе на начало 2003 г. выявлено 30 месторождений с запасами свободного газа, из них 4 газонефтяных, 10 нефтегазоконденсатных, 6 газоконденсатных и 1 газовое с суммарными запасами газа по категориям $A+B+C_1$ — 2317,5 млрд. м³ и категории C_2 — 1622,3 млрд. м³. На 35 перспективных площадях и 3 месторождениях подсчитаны ресурсы свободного газа категории C_3 в объеме 2052,7 млрд. м³. Из общего числа 30 месторождений одно (Ковыктинское) содержит 27,6% запасов региона и относится к группе уникальных, 14 крупных месторождений имеют запасы от 30 до 500 млрд. м³ и содержат 63,4% разведанных запасов газа региона, 7 месторождений средних (10-30 млрд. м³) содержат 5,6% запасов региона и 8 месторождений мелких (до 10 млрд. м³), в них сосредоточено 3,4%. Природные газы месторождений содержат этан, пропан, бутаны, гелий, что предполагает их комплексное освоение.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение является наиболее крупным в регионе. Его запасы оценены по категории C_1 — 1498,8 млрд. м³, категории C_2 — 496,6 млрд. м³. Газ месторождения содержит 90,34% метана, 4,49% этана, 1,06% пропана, 0,54% бутанов, 1,62% пентана и высших, 1,55% азота, 0,14% CO_2 и 0,26% гелия. Общие запасы и ресурсы газа месторождения оцениваются в объеме около 3 трлн. м³. Месторождение является базовым газопровода Сибирь-Китай.

Начальные суммарные ресурсы газа Восточно-Сибирского региона на начало 1993 г. были оценены в объеме 32,3 трлн. м³, из которых на категории $Д_1+Д_2$ приходится 27,9 трлн. м³, или 86,4%. Степень разведанности региона на начало 2003 г. составляет лишь 7,2%. Перспективные ресурсы газа категории C_3 оценены по 38 площадям в объеме 2052,7 млрд. м³. На невскрытые горизонты Юрубчено-Тохомской зоны приходится 520,5 млрд. м³, или 25,4% от ресурсов категории C_3. Проведенными в 1993-1999 гг. геологоразведочными работами в пределах региона установлена сложность строения месторождений и продуктивных зон, более низкие коллекторские свойства, что в целом предопределяет снижение оценки НСР в последующем пересчете ресурсов региона (*табл. 5.14*).

В Дальневосточном регионе на начало 2003 г. выявлено 94 месторождения с запасами свободного газа, из них 13 газонефтяных, 13 нефтегазовых, 19 нефтегазоконденсатных, 19 газоконденсатных и 30 газовых с суммарными запасами газа по категориям $A+B+C_1$ — 1287,5 млрд. м³ и категории C_2 — 1093,3 млрд. м³. Ресурсы газа категории C_3 по 30 перспективным площадям оценены в объеме 521,1 млрд. м³, при этом лишь Хамакинская площадь в Республике Саха и Астрахановская площадь на шельфе Охотского моря имеют крупные ресурсы категории C_3, соответственно, 137,8 и 100,0 млрд. м³. (Ниже рассмотрены подробнее).

Из общего числа 94 открытых месторождений 17 характеризуются запасами газа категорий $A+B+C_1$ более 30 млрд. м³ каждое и суммарно содержат 1567,9 млрд. м³, или 91,4% запасов региона. Восемь месторождений средних (10-30 млрд. м³) и 69 месторождений мелких (менее 10 млрд. м³). Наиболее крупные (более 100 млрд. м³) месторождения расположены в Республике

Саха (Средневилюйское, Тас-Юряхское, Среднеботуобинское, Среднетюнгское, Чаяндинское) и на шельфе Охотского моря (Чайво, Лунское). Газ месторождений Республики Саха в отложениях перми, триаса — этансодержащий, венда, кембрия — этан и гелийсодержащий, месторождений шельфа Охотского моря — этансодержащий.

Начальные суммарные ресурсы газа Дальневосточного региона были определены по суше и шельфу в объеме 26,8 трлн. м^3, из которых на категории $Д_1+Д_2$ приходится 24 трлн. м^3, или 89,6% (*табл. 5.14*). По суше НСР определены в объеме 11,9 трлн. м^3, в том числе по категории $Д_1+Д_2$ — 10,0 трлн. м^3, или 84%. Степень разведанности суши региона в настоящее время составляет 10%, выработанность запасов 5,9%. Оценка ресурсов Дальневосточного региона, так же как и Восточно-Сибирского, представляется завышенной.

Рассмотрим состояние ресурсной базы региона раздельно по субъектам Федерации.

Красноярский край.

В Красноярском крае, включая Таймырский и Эвенкийский АО, газовые, газоконденсатные и газоконденсатнонефтяные месторождения открыты в Енисей-Хатангском прогибе, в пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины. Месторождения Енисей-Хатангского прогиба, расположенные на севере края в Норильском районе, являются сырьевой базой газоснабжения Норильского горно-металлургического комбината и в данной работе не рассматриваются.

В пределах Байкитской антеклизы и Катангской седловины (междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары) открыто 3 газонефтеконденсатных и 1 газоконденсатное месторождения.

Суммарные извлекаемые запасы месторождений составляют: газа категории $С_1$ — 93,6 млрд. м^3 и $С_2$ — 202,8 млрд. м^3, конденсата категории $С_1$ — 12,2 млн. т и $С_2$ — 17,8 млн. т.

Основные запасы газа и конденсата промышленных категорий в настоящее время приурочены к Собинскому месторождению Катангской седловины, по которому они утверждены в ГКЗ СССР и составляют (извлекаемые запасы): газ категории $С_1$ — 135,7 млрд. м^3 и $С_2$ — 16,5 млрд. м^3, конденсат категории $С_1$ — 8,3 млн. т и $С_2$ — 1,1 млн. т.

Следует подчеркнуть, что Собинское месторождение имеет сложное геологическое строение (разбитое на ряд блоков) и сложный состав газа, на нем разведаны нефтяные оторочки с извлекаемыми запасами категории $С_1$ — 2,5 млн. т и $С_2$ — 7,1 млн. т.

Юрубченское газоконденсатнонефтяное месторождение представляет собой сложную массивную, стратиграфически-литологически и, возможно, тектонически экранированную залежь. Площадь ее по состоянию на 01.01.96 г. оценивается в 4,0 тыс. км^2.

Контуры месторождения в настоящее время сугубо условные и определяются зоной предполагаемого распространения коллекторов в разрезе рифея и отсутствием этой толщи над выступами кристаллического фундамента.

Важно подчеркнуть, что коллекторы продуктивной толщи представлены карбонатами, главным образом трещинного и трещинно-кавернозного типа.

Общая высота 150-155 м, в т.ч. газовая шапка имеет высоту 110 м. Нефть легкая, с газосодержанием более 160 м³/т. Потенциальное содержание конденсата порядка 160 г/см³.

Таким образом, в результате выполнения объема разведочного бурения в Юрубчено-Тахомской зоне нефтегазонакопления, стало возможным оценить состояние сырьевой базы междуречья Подкаменной Тунгуски и Ангары в пределах центрального блока Юрубченского месторождения: запасы газа категории C_1 — 93,7 млрд. м³, категории C_2 — 321,2 млрд. м³, конденсата категории C_1 — 9,2 млн. т. и C_2 — 30,8 млн. т.

Оморинское газоконденсатное месторождение является небольшим, его запасы оценены: газа категории C_1 — 4,9 млрд. м³ и C_2 — 4,0 млрд. м³, а конденсата категории C_1 — 0,5 млн. т и C_2 — 0,4 млн. т. В газе этого месторождения, так же как и Собинского, содержится гелий промышленных концентраций.

Анализ распределения запасов углеводородов и ожидаемым их приростам по рассмотренным выше месторождениям показывает, что не менее 80% запасов нефти и 60% запасов газа будет сосредоточено в Юрубченском месторождении, что свидетельствует о целесообразности рассмотрения Юрубченского нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края в качестве базового для создания нефтегазоконденсатного комплекса по добыче и переработке углеводородного сырья.

Одновременно анализ состояния поисково-разведочных работ свидетельствует, что существующие объемы бурения не обеспечат выполнение задач укрепления и расширения сырьевой базы газонефтедобывающей промышленности в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары, базового региона газофикации г. Красноярска, требуется усиление поисково-разведочных работ, и в первую очередь увеличение объемов как разведочного, так и поискового бурения в районах, примыкающих к Юрубченскому и Собинскому месторождениям.

Газ Собинского месторождения многокомпонентный и содержит: гелия — 0,5%, этана — 5%, пропана — 18%, бутана — 0,75%, азота — 25%. Последнее свидетельствует, что газ этого месторождения может использоваться только после его глубокой переработки с получением этих ценных компонентов, прежде всего гелия.

В структуре Собинского месторождения разведаны и утверждены ГКЗ СССР нефтяные оторочки с запасами по промышленным категориям. В связи с этим до отбора нефти из этих оторочек разработку газовой залежи планировать невозможно. Последнее относится ко всем открытым в этом регионе газоконденсатнонефтяным месторождениям.

Иркутская область.

На территории Иркутской области газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные и нефтегазовые месторождения открыты в двух нефтегазоносных областях — Непско-Ботуобинской, охватывающей север, северо-восточную часть Иркутской области, и Ангаро-Ленской, занимающей южную часть области.

Среди одиннадцати открытых месторождений пять газоконденсатных: Атовское, Братское, Вакунайское, Аянское, Ковыктинское; четыре газо-

конденсатнонефтяных: Марковское, Ярактинское, Дулисминское, Даниловское и одно нефтегазовое — Верхнечонское.

Приведенные данные свидетельствуют, что не все открытые месторождения в Иркутской области по состоянию на 01.01.2003 г. могут рассматриваться в качестве базовых для газификации южных районов Иркутской области. Это объясняется следующим.

Во-первых, в пяти месторождениях известны чисто газоконденсатные залежи, это Атовское, Братское, Вакунайское, Аянское и Ковыктинское месторождение.

Во-вторых, только Атовское, Марковское и Братское месторождения подготовлены к разработке. Однако их местоположение и даже общие запасы (категории C_1 — 24,1 млрд. м³, C_2 — 5,3 млрд. м³) не могут рассматриваться как основа создания газоперерабатывающего комплекса обеспечения газом Иркутско-Зиминского промышленного комплекса.

В-третьих, только по Братскому и Марковскому месторождениям запасы газа утверждены в ГКЗ СССР, а Ковыктинское находится в разведке.

Республика Саха (Якутия).

Суммарные начальные ресурсы газа Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.93 г. составляли 8,5 трлн. м³. При этом более 56% всех запасов и ресурсов газа сосредоточено в трех нефтегазоносных областях: Вилюйской, Непско-Ботуобинской и Предпатомской.

По состоянию на 01.01.2003 г. на государственном балансе числятся запасы газа по 31 месторождению в количестве 1215 млрд. м³ категории C_1 и 1063,7 млрд. м³ — категории C_2.

Природные газы месторождений Республики Саха (Якутия) характеризуются содержанием этана — 3,6-4,9%, пропана — 1,2-1,7%, бутанов — 0,4-0,6%, содержание стабильного конденсата в газе колеблется от 0,3 до 72,3 г/м³.

Следует подчеркнуть, что из 1215 млрд. м³ газа категории C_1 — 576,9 млрд. м³ приходится на Предпатомо-Ботуобинский район (Непско-Ботуобинская и Предпатомская НГО), в газе месторождений которого содержатся промышленные концентрации гелия и других полезных компонентов. Кроме того, более половины запасов газа сосредоточены в газовых шапках нефтяных залежей, поэтому эти месторождения не могут рассматриваться в настоящее время как ресурсы для добычи газа, а разработка газовых залежей должна сопровождаться выделением из газа гелия и других полезных компонентов.

В Предверхоянo-Вилюйском районе, где сосредоточено 479 млрд. м³ запасов газа, 322,9 млрд. м³ связано с нижнетриасовыми, 125,0 млрд. м³ — с верхнепермскими продуктивными отложениями. Важно подчеркнуть, что последние имеют очень сложное строение, резкие литологичекие замещения, обуславливающие сильные колебания продуктивности скважин, вплоть до отсутствия притоков.

Около 60% балансовых запасов газа категории C_1 (80% от утвержденных ГКЗ СССР) сосредоточены в четырех месторождениях: Средне-Вилюйском, Средне-Тюнгском, Средне-Ботуобинском и Чаяндинском. Последнее является самым крупным месторождением Якутии.

Особого внимания заслуживает тот факт, что среди разведанных месторождений наибольшая концентрация запасов как жидких, так и газообраз-

ных углеводородов в единые залежи или компактные группы залежей (этажей разработки) наблюдается лишь на Средне-Вилюйском, Средне-Ботуобинском, Тас-Юряхском и Чаяндинском месторождениях. При этом надо иметь в виду, что три последние являются газонефтяными месторождениями. На других месторождениях, включая такое крупное, как Средне-Тюнгское, запасы углеводородов рассредоточены по разрезу.

Важным фактором оценки современного состояния сырьевой базы газовой промышленности Якутии является анализ разработки или опытно-промышленной эксплуатации 6 месторождений: Усть-Вилюйского, Толон-Мастахского, Средне-Вилюйского, Средне-Ботуобинского, Ирелляхского и Северо-Нелбинского. Данный анализ показал, что практически по всем эксплуатационным объектам этих месторождений (за исключением ботуобинской залежи Ирелляхского месторождения) запасы газа по данным метода падения не подтвердили оценок запасов газа, рассчитанных объемным методом, и составили по таким длительно находившимся в разработке месторождениям: Мастахскому 60% от запасов газа, утвержденных ГКЗ СССР, и Средне-Вилюйскому 70%. Последнее свидетельствует, прежде всего, о более сложном строении продуктивных толщ по сравнению с тем, каким оно представлялось по результатам поисково-разведочного бурения. Это свидетельствует также и о том, что степень достоверности запасов газа категории C_1 месторождений Республики Саха (Якутия) не обосновывается принятой сеткой разведочных скважин. В связи с этим важнейшим этапом доразведки месторождений должна быть опытно-промышленная эксплуатация разведочных скважин.

Неподтверждаемость запасов месторождений Республики Саха (Якутия) из-за сложности их строения является лишь одним, и не всегда главным, аспектом проблемы долгосрочного планирования добычи углеводородного сырья по рассматриваемому региону. Очень важным также является вопрос, связанный с определением извлекаемых запасов углеводородов.

Известно, что при утверждении ГКЗ СССР запасов газа коэффициент его извлечения принимается равным единице. Коэффициент извлечения жидких углеводородов специально обосновывается.

Опыт разработки как газовых месторождений Республики Саха (Якутия), так и месторождений других регионов РФ с аналогичным строением продуктивных толщ (Краснодарский, Ставропольский края и Республика Дагестан Северного Кавказа, Волго-Уральский регион и др.) свидетельствует, что коэффициент газоотдачи вводимых в разработку газовых месторождений Республики Саха (Якутия) будет составлять величину не более 0,7.

Таким образом, если при расчете уровней добычи газа на длительную перспективу принять по состоянию на 01.01.2003 г. лишь запасы газа республики в количестве 1215 млрд. м^3, то с учетом коэффициента подтверждаемости запасов газа в процессе опытно-промышленной эксплуатации (0,8), коэффициента газоотдачи месторождений (0,7) и коэффициента использования ресурсов газа на период постоянной добычи газа (0,6) общая добыча газа может составлять 250 млрд. м^3, или 10,0-12,0 млрд. м^3 в год.

Учитывая, что в подавляющем большинстве месторождений углеводородов Предпатомско-Ботуобинского района запасы газа сосредоточены в

газовых шапках, что, как отмечалось выше, не позволяет их рассматривать в настоящее время в качестве ресурсов для добычи газа, это, естественно, снижает уровни годовой добычи газа.

Учитывая изложенное, уровни годовой добычи газа обеспечивают только собственные потребности в природном газе Республики Саха (Якутии) и других регионов Дальневосточного экономического района, но совершенно не достаточны для планирования в настоящее время экспорта газа в Китай, Южную Корею и Японию. Для осуществления намеченного экспорта газа необходимо осуществить прирост запасов газа категории C_1 в количестве как минимум 1,5 трлн. м^3.

5.5. ШЕЛЬФЫ МОРЕЙ

Крупные ресурсы газа сосредоточены на шельфах Карского, Баренцева, Печорского, Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Берингова, Охотского, Японского морей, Восточно-Камчатского и Южно-Курильского секторов Тихого океана, а также Каспийского и Азовского морей.

Установлено, что на шельфе морей России:

— недра почти всех акваторий страны (за исключением Белого моря) перспективны в отношении нефтегазоносности. На долю арктических морей приходится 85% начальных суммарных ресурсов УВ, дальневосточных — около — 14% и внутренних — несколько более 1%. Концентрация этих ресурсов на шельфе высокая;

— основная часть наиболее достоверных прогнозируемых ресурсов углеводородов (категорий C_3 и $Д_1$) сосредоточена на шельфе с глубиной дна моря до 50 м и в разновозрастных осадочных отложениях, залегающих на глубинах до 4–5 км, т.е. технически доступна для бурения;

— на шельфе наиболее перспективных морей РФ преобладают наиболее достоверные ресурсы (категории С3 и Д1) и выявленные месторождения газа.

Всего на шельфах открыто 34 газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождения, в том числе на шельфе Балтийского моря — 2, Баренцева и Печорского морей — 10, Карского (вместе с прибрежно-морскими и в губах) — 8, Охотского — 8, Каспийского — 1, Азовского — 5. Среди этих месторождений есть уникальные по запасам и ресурсам газа — Штокмановское, Русановское и Ленинградское, крупные месторождения — Лудловское, Приразломное, Чайво-море, Одопту-море, Пильтун-Астохское, Лунское, Аркутун-Дагинское и др.

НСР свободного газа шельфа составляют от общероссийских НСР 32%, неразведанные ресурсы — 42%. Степень разведанности НСР газа всех шельфов России составляет 5%. Таким образом, шельфы морей — крупнейший объект прироста запасов газа в XXI веке. Наиболее перспективны на газ недра Карского (вместе с Обской и Тазовской губами) Баренцева морей. Распределение ресурсов газа по глубинам залегания и глубинам моря (в %%) приведено в *табл. 5.15 и 5.16.*

Рассмотрим состояние сырьевой базы газа по отдельным акваториям.

Баренцево море.

Площадь перспективной акватории (российский сектор) составляет 735,9 тыс. км^2.

НСР свободного газа 21,485 трлн. м^3, что составляет 28,3% от НСР газа на шельфе морей России. Запасы категорий C_1+C_2 оцениваются в 3,975 трлн. м^3. Они учтены на пяти месторождениях (*табл. 5.16*).

Основные газоносные комплексы на этих месторождениях — юрский на первых трех и триасовый — в двух последних.

Ресурсы категории C_3 оценены по невскрытым пластам Северо-Кильдинского месторождения (см. *табл. 5.17*) и на перспективных структурах (*табл. 5.18*).

Прогнозные ресурсы газа категории $Д_1$ оценены по юрскому и триасовому нефтегазоносным комплексам. Прогнозные ресурсы категории $Д_2$ помимо эти комплексов оценивались и в нижнемеловых отложениях Северо-Баренцевской впадины.

Основные перспективы новых открытий и подготовки запасов газа связываются с локальными структурами вблизи Штокмановского месторождения в области распространения среднеюрских отложений, а также с триасовыми отложениями в южной и восточной прибортовых зонах Южно-Баренцевской впадины.

Печорское море.

Площадь перспективной акватории составляет 132,3 тыс. км^2.

НСР свободного газа — 2,477 трлн. м^3, что составляет 3,3% от НСР газа на шельфе морей России.

Запасы категорий C_1+C_2 учтены на двух месторождениях (*табл. 5.19*).

Газоносность на этих месторождениях связана с карбонатным комплексом нижнепермско-каменноугольных отложений. Характерной особенностью выявленных залежей газа является высокое содержание сероводорода (8,5–12,9%).

Ресурсы категории C_3 оценены по невскрытым пластам месторождений (см. *табл. 5.17*) и на перспективных структурах (*табл. 5.20*). Основная часть ресурсов этой категории приходится на нижнепермско-каменноугольные отложения.

Прогнозные ресурсы категорий $Д_1$ и $Д_2$ по нижнепермско-каменноугольному карбонатному и терригенному триасовому нефтегазоносным комплексам в западной части шельфа Печорского моря.

Основные перспективы новых открытий и подготовки запасов газа связываются с локальными структурами в западной части Печороморского шельфа в вышеуказанных комплексах.

Карское море.

Площадь перспективной акватории составляет 661,9 тыс. км^2, в том числе 89,4 тыс. км^2 по Обской и Тазовской губам.

НСР свободного газа — 36,138 трлн. м^3, что составляет 47,7% от НСР

шельфа морей России, в том числе 6,279 трлн. м³, или 8,3%, — по Обской и Тазовской губам.

Запасы категорий C_1+C_2 учтены на месторождениях Приямальского шельфа Карского моря, а также по морским частям месторождений Тазовской губы (*табл. 5.21*).

Газоносность на этих месторождениях связана с альб-сеноманскими и аптскими терригенными отложениями.

Ресурсы категории C_3 оценены по невскрытым пластам нижнемеловых и юрских отложений на месторождениях Приямальского шельфа и нижнемеловых отложений в акватории Обской и Тазовской губ (см. *табл. 5.21*).

Прогнозные ресурсы категорий $Д_1$ и $Д_2$ оценены в основном по альб-сеноманскому и нижнемеловому нефтегазоносным комплексам, в том числе по губам.

Основные перспективы новых открытий и подготовки запасов газа связываются с сеноман-альбскими и нижнемеловыми отложениями на Приямальском шельфе Карского моря и на локальных структурах в акватории Обской и Тазовской губ. Отметим, что северная половина Обской губы представляет большой интерес для поиска газовых месторождений.

Охотское море.

Площадь перспективной акватории составляет 575,9 тыс. км², в том числе шельф о. Сахалин — 107,9 тыс. км².

НСР свободного газа — 6,225 трлн. м³, что составляет 8,2% от НСР газа на шельфе морей России, в том числе по шельфу о. Сахалин — 2,917 трлн. м³, или 0,55%.

Запасы категорий C_1+C_2 учтены на семи месторождениях на шельфе о. Сахалин (*табл. 5.22*).

Газоносность на этих месторождениях связана с неогеновыми терригенными отложениями.

Ресурсы категории C_3 оценены по неогеновым отложениям на шельфе о. Сахалин — по морской части Астрахановского месторождения (100 млрд. м³) и по Южно-Лунской перспективной структуре (67,7 млрд. м³).

Прогнозные ресурсы категорий $Д_1$ оценены в основном по неогеновым и палеогеновым отложениям, главным образом на шельфе о. Сахалин. Ресурсы категории Д2 оценены в основном в северной части Охотского и на Западно-Камчатском шельфе.

Основные перспективы новых открытий и подготовки запасов газа связываются с неогеновыми и частично с палеогеновыми отложениями на более глубоком шельфе о. Сахалин и, кроме того, с верхнемеловыми отложениями на Западно-Камчатском шельфе.

Японское море.

Площадь перспективной акватории составляет 65,4 тыс. км², в том числе по шельфу о. Сахалин — 23,6 тыс. км².

НСР свободного газа — 0,333 трлн. м³, что составляет 0,44% от НСР газа на шельфе морей России, в том числе по шельфу о. Сахалин — 49,6 млрд. м³, или 0,06%.

Запасы категорий C_1+C_2 учтены на Изыльметьевском месторождении, выявленном на юго-восточном шельфе о. Сахалин (*табл. 5.23*).

Газоносность связана с неогеновыми терригенными отложениями.

Ресурсы категории C_3 по Японскому морю отсутствуют.

Прогнозные ресурсы категорий $Д_1$ и $Д_2$ в основном по неогеновым отложениям, в том числе 14% ресурсов этой группы приходится на шельф о. Сахалин.

Основные перспективы новых открытий и подготовки запасов газа связываются с палеоген-неогеновыми отложениями.

Недра шельфа **моря Лаптевых**, а также **Восточно-Сибирского, Чукотского** и **Берингова морей** в настоящее время изучены еще недостаточно, поисково-разведочное бурение в них не проводилось. В связи с этим, в недрах этих акваторий отсутствуют запасы категорий C_1, C_2 и ресурсы категорий C_3 и $Д_1$. По категории $Д_2$ ресурсы свободного газа оценивались, в основном, в Восточно-Сибирском и Чукотском морях.

Недра внутренних южных морей страны — **Черного** и **Каспийского** изучены еще недостаточно. На Керченско-Таманском шельфе Черного моря оценены ресурсы категории $Д_1$ в объеме 41 млрд. м^3, т.е. 0,05% от НСР газа на шельфе морей России. Основными газовмещающими породами являются карбонатные отложения палеоцен-датского возраста.

Азовское море изучалось длительное время, прежде всего его западная украинская часть. На российском шельфе НСР ресурсы свободного газа составляют 0,157 трлн. м^3, что составляет 0,2% от НСР газа на шельфе морей России. Здесь выявлены 4 газовых месторождения, запасы по которым оценены по категориям C_1+C_2 в объеме 23,9 млрд. м^3. Ресурсы газа категории C_3 (55,1 млрд. м^3) оценены, в основном, по невскрытым пластам месторождений и частью по перспективным площадям. Кроме того, оценены ресурсы категорий $Д_1$ и $Д_2$.

Основные перспективы выявления и освоения новых месторождений газа связываются с Темрюкским заливом, где предполагается проведение поисково-разведочных работ на Геленджикской площади и на морской части Прибрежной площади. Перспективы газоносности связываются с отложениями чокрака и мэотис-понта.

* * *

Итак, Россия обладает самым высоким в мире газовым потенциалом. За шестилетний период после последней прогнозной оценки территорий и акваторий России на нефть и газ появились некоторые новые данные, позволяющие уточнить оценку неразведанных ресурсов газа в России, повысив ее в одних и понизив в других регионах.

На уровне экспертной оценки можно считать, что на Северном Кавказе, на Сибирской платформе числящиеся сейчас прогнозные ресурсы завышены. Возможно, завышены ресурсы и в Северном регионе, по крайней мере в Вуктыльском районе, где эффективность поисков низка. Однако возможно подтверждение и даже увеличение ресурсов за счет принципиально

новых направлений поисков в Северном регионе (Интинский и Нарьян-Марский районы).

Возможно, занижена оценка газового потенциала акватории Охотского моря, а также слабо изученных и оцененных пока очень невысоко восточных арктических акваторий (моря Лаптевых и Восточно-Сибирское).

Важнейшее значение для добычи газа в первой половине XXI будут иметь Западная Сибирь, включая территории Ямала и Гыданского п-ва, Приямальский шельф, акватории губ на севере региона, южной части Карского и Баренцева морей, а также территория Восточной Сибири. В подготовке новых запасов газа за счет неразведанных ресурсов первостепенная роль будет переходить в течение первой половины XXI в. от западной Сибири к западной части арктического шельфа, Восточной Сибири и дальневосточным акваториям. Во второй половине XXI в. роль акваторий, особенно северных, включая восточный сектор шельфа, будет возрастать. Эти вопросы рассматриваются на базе изложенной выше характеристики сырьевой базы в главе четвертой.

Таблица 5.1

Запасы и добыча газа и нефти в мире на 1.01. 2003 г.

Регионы, страны	Запасы на 1.01.2003 г.				Добыча 2002 г.	
	Газ		Нефть		Газ, млрд. м^3	Нефть, млн. т
	млрд. м^3	%	млн. т	%		
1	2	3	4	5	6	7
Северная и Южная Америка	**14227**	**9,1**	**42613**	**26,0**	**932**	**856**
США	5195	3,3	3010	1,8	576	289
Канада	1702	1,1	24483	14,9	203	110
Мексика	249	0,2	1717	1,0	46	159
Венесуэла	4191	2,7	10581	6,4	26	121
Европа	**5751**	**3,7**	**2669**	**1,6**	**288**	**314**
в т.ч. Нидерланды	1756	1,1	14	—	64	2
Норвегия	2189	1,4	1396	0,9	62	157
Великобритания	697	0,4	641	0,4	105	113
Африка	**11841**	**7,6**	**10530**	**6,4**	**110**	**341**
Алжир	4522	2,9	1251	0,8	74	42
Ближний и Средний Восток	**56058**	**36,0**	**92413**	**56,3**	**174**	**976**
в т.ч. Иран	23000	14,8	12199	7,4	44	173
Ирак	3109	2,0	15154	2	3	101
Кувейт	1478	0,9	12972	7,9	7	80
Катар	14400	9,2	2068	1,3	22	32
Саудовская Аравия	6349	4,1	35680	21,7	42	369
Юго-Восточная Азия и Австралия	**12613**	**8,1**	**5277**	**3,2**	**276**	**369**
в т.ч. Австралия	2548	1,6	476	0,3	34	32
Индонезия	2619	1,7	680	0,4	59	56
Китай	1510	1,0	2493	1,5	32	170
Россия	**47570**	**30,5**	**8160**	**5,0**	**595**	**379**
Страны СНГ	**7720**	**5,0**	**2427**	**0,5**	**148**	**77**
Казахстан	1841	1,2	1224	0,7	15	40
Туркменистан	2010	1,3	75	0,05	48	9
Узбекистан	1875	1,2	81	0,06	58	7
Азербайджан	850	0,5	952	0,6	10	15
Украина	1121	0,7	54	0,04	17	4
Итого в мире	**155780**	**100,0**	**164089**	**100,0**	**2523**	**3312**

Источники: «Oil and Gas Jornal», 23.12.2002.

Таблица 5.2

Структура мировых газовых ресурсов на 1.01.2003 г., млрд. м^3

Регион	Накопленная добыча	Доказанные запасы	Неоткрытые ресурсы (возможн. и вероятн.)	Начальные суммарные ресурсы (НСР)
1	2	3	4	5
Северная Америка	**33209**	**7146**	**30445**	**70800**
Канада	4108	1702	13190	19000
США	28082	5195	10723	44000
Мексика	1019	249	6532	7800
Южная Америка	**1933**	**7081**	**6946**	**15960**
Европа	**8694**	**5751**	**11515**	**25960**
в т.ч. **Великобритания**	1796	697	1067	3560
Нидерланды	2552	1756	1792	6100
Норвегия	827	2189	4364	7380
Африка	**1799**	**11841**	**10260**	**23900**
Ближний и Средний Восток	**2897**	**56058**	**78045**	**137000**
в т.ч. Иран	800	23000	14270	38070
Ирак	88	3109	2403	5600
Кувейт	194	1478	228	1900
Катар	273	14800	41927	57000
Юго-Восточная Азия и Австралия	**4418**	**12613**	**34269**	**51300**
Австралия	541	2548	51	3140
Индонезия	1194	2619	1987	5800
Китай	656	1510	27834	30000
Россия	**13532**	**47570**	**175048**	**236150**
Страны СНГ	**5441**	**7720**	**25769**	**38930**
в т.ч. Казахстан	157	1841	8414	10412
Туркменистан	1783	229	9152	13455
Узбекистан	1510	1875	2873	6258
Азербайджан	264	850	503	1617
Украина	1717	1121	3507	6345
Итого в мире	**71923**	**155780**	**372297**	**600000**

(По материалам Международной конференции по газовым ресурсам, США, Колорадо, Вейл, 1994, с уточнениями ВНИИгаза)

Таблица 5.3

Структура НСР газа стран ближнего зарубежья (Украина, Азербайджан, Узбекистан, Туркменистан, Казахстан) на 1.01.2003 г., млрд. м³

Параметры Регионы	НСР	В том числе						Выработанность	Разведанность
		НД (Q)	$A+B+C_1$	C_2	$C_3+Д_1$	$Д_2$	$Q+A+B+C_1$		
Украина									
Всего	6435	1727,5	1092,3	263	1831,2	1521	2819,8	61,3	43,8
суша	5496	1714,5	1057,0	243	1341,5	1140	2771,5	61,8	50,4
шельф	939	13,0	35,3	20,0	489,7	381	48,3	26,9	5,1
Азербайджан									
Всего	1617	315,45	153,2	132	842,35	174	468,65	67,3	28,9
суша	235	56,45	8,9	8	92,65	69	65,35	86,4	27,8
шельф	1382	259	144,3	124	749,7	105	403,3	64,2	29,2
Узбекистан									
Всего	6258,8	1510,5	1553,2	136	1500,1	1559	3063,7	49,3	48,9
Туркменистан									
Всего	13455	1787,6	2560,35	1055,0	3982,05	4070	4347,95	41,1	32,3
суша	11902,5	1784,5	2503,1	1027	3200	3388	4287,6	41,6	36,02
шельф	1552,5	3,1	57,25	28	782,1	682	60,35	5,1	3,9
Казахстан									
Всего	10412	147,42	1850,5	115,1	4138,98	4160	1997,92	7,4	19,2
суша	8568	147,42	1850,5	115,1	3204,98	3250	1997,92	7,4	19,2
шельф	1844	—	—	—	934	910	—	—	—
Всего: страны СНГ без России									
Всего	38177,8	5488,47	7209,55	1701,1	12294,68	11484	12698,02	13,2	32,3
суша	32460,3	5213,37	6972,7	1529,1	9339,23	9406	12186,07	42,8	37,5
шельф	5717,5	275,1	236,85	172,0	2955,45	2078	511,95	53,7	8,95

Таблица 5.4

Добыча и запасы газа России и ОАО «Газпром» на 1.01.2001 г., млрд. м³

Регион	Россия			ОАО «Газпром»			% ОАО «Газпром»			Добыча 2000 г.	
	Q н	A+B+C₁	C₂	Q н	A+B+C₁	C₂	Q н	A+B+C₁	C₂	Россия	ОАО «Газпром»
Россия	**12356,6**	**46864,6**	**17029,8**	**11409,5**	**29942,6**	**4400,7**	**92,3**	**63,9**	**25,8**	**572,7**	**531,0**
суша	12347,9	43057,6	13102,7	11409,5	27406,2	3731,8	92,4	63,7	28,5	572,6	531,0
шельф	8,7	3807,0	3227,1	—	2536,4	668,9	—	66,6	17,0	0,1	—
1. Северный	**402,2**	**3435,5**	**1345,3**	**371,3**	**2868,9**	**689,4**	**92,3**	**83,5**	**51,2**	**3,4**	**3,4**
суша	402,2	646,7	85,5	371,3	332,5	20,5	92,3	51,4	24,0	3,4	3,4
шельф	—	2788,8	1259,8	—	2536,4	668,9	—	90,9	53,1	—	—
2. Северо-Кавказский	**678,8**	**314,9**	**128,6**	**568,6**	**103,9**	**32,7**	**83,8**	**33,0**	**25,4**	**3,2**	**21,0**
суша	670,1	303,4	102,5	568,6	103,9	32,7	84,9	34,2	31,9	3,1	2,0
шельф	8,7	11,5	26,1	—	—	—	—	—	—	0,1	—
3. Поволжский	**282,2**	**2750,2**	**1122,0**	**67,5**	**2568,7**	**936,6**	**23,9**	**93,4**	**83,5**	**11,2**	**10,5**
4. Уральский	**1058,6**	**1080,6**	**113,5**	**1007,2**	**964,8**	**79,3**	**95,1**	**89,3**	**69,9**	**25,6**	**24,2**
5. Западно-Сибирский	**9848,0**	**35854,1**	**11158,3**	**9394,9**	**23436,3**	**2662,7**	**95,4**	**65,4**	**23,9**	**526,0**	**790,9**
суша	9848,0	35448,4	8769,5	9394,9	23436,3	2662,7	95,4	66,1	30,4	526,0	490,9
шельф	—	405,7	2388,8	—	—	—	—	—	—	—	—
6. Восточно-Сибирский	**12,2**	**1508,4**	**1813,5**	—	—	—	—	—	—	**0,3**	—
7. Дальневосточный	**74,6**	**1920,9**	**1348,6**	—	—	—	—	—	—	**3,0**	—
суша	74,6	1319,9	1096,2	—	—	—	—	—	—	3,0	—
шельф	—	601,0	252,4	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 5.5

Начальные суммарные ресурсы газа России, трлн. м³

Регионы	Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Накопленная добыча	Запасы (1.01.2003 г.)		Ресурсы перспективные (C_3) и прогнозные (Д)	Разведанность НСР %	Выработанность запасов %
			Разведанные $A+B+C_1$	Предварительно оцененные C_2			
Россия	**236,1**	**13,5**	**48,0**	**17,1**	**157,5**	**26,1**	**22,0**
суша	160,3	13,5	43,3	12,6	90,9	35,4	23,8
Европейские районы	**18,3**	**2,5**	**4,7**	**1,4**	**9,7**	**39,3**	**34,7**
в т.ч. Северный	2,4	0,4	0,6	0,1	1,3	43,8	40,0
в т.ч. Северо-Кавказский	2,0	0,7	0,3	0,1	0,9	50,0	70,0
в т.ч. Поволжский	10,2	0,3	2,7	1,1	6,1	29,4	10,0
в т.ч. Уральский	3,7	1,1	1,1	0,1	1,4	59,5	50,0
Западно-Сибирский	**97,8**	**10,9**	**35,0**	**8,5**	**43,4**	**46,9**	**23,7**
Восточно-Сибирский	**32,3**	—	**2,3**	**1,6**	**28,4**	**7,1**	—
Дальневосточный	**11,9**	**0,1**	**1,3**	**1,1**	**9,4**	**11,8**	**7,1**
шельф	75,8	—	4,7	4,5	66,6	6,2	—
% по России	**100,0**	**5,7**	**20,3**	**7,3**	**66,7**	—	—

Таблица 5.6

Распределение разведанных запасов газа России по компонентному составу на 1.01.2003 г., трлн. м³

РАЙОНЫ	Разведанные запасы $A+B+C_1$	В том числе				Кроме того гелий содержащие
		метановые	метано-сероводородсодержащие	этаносодержащие	этансероводородсодержащие	
1	2	3	4	5	6	7
Россия	48,0	27,3	0,3	15,2	3,9	6,5
суша	43,3	24,3	0,3	14,2	3,7	6,5
шельф	4,7	3,0	—	1,0	0,2	—
Европейская часть	7,8	3,3	0,3	0,3	3,9	3,7
суша	4,7	0,5	0,3	0,2	3,7	3,7
шельф	3,1	2,8	—	0,1	0,2	—
Северные районы	3,4	3,0	0,2	0,1	0,1	
суша	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	—
шельф	2,8	2,8	—	—	—	—
Северо-Кавказский	0,6	0,2	—	0,2	0,2	—
суша	0,3	0,2	—	0,1	—	—
шельф	0,3	—	—	0,1	0,2	—
Поволжский	2,7	0,1	—	—	2,6	2,6
Уральский	1,1	—	0,1	—	1,0	1,1
Западно-Сибирский	35,44	24,1	—	11,3	—	—
суша	35,0	24,0	—	11,0	—	—
шельф	0,4	0,1	—	0,3	—	—
Восточно-Сибирский	2,3	—	—	2,3	—	1,9
Дальневосточный	2,1	0,4	—	1,7	—	0,8
суша	1,3	0,3	—	1,0	—	0,8
шельф	0,8	0,1	—	0,7	—	—
% от РФ	100,0	59,6	0,6	31,7	8,1	13,5

Таблица 5.7

Структура недропользования разведанных запасов газа России на 1.01.2003 г., млрд. м³

Федеральный округ	Всего $A+B+C_1$	В том числе запасы					
		ОАО «Газпром»				Сторонние организации	Нераспределенный фонд
		По собственным предприятиям	СП > 51 % УК	Всего	по СП < 51 % УК		
Россия	48019,8	25872,0	3532,3	29404,3	1120,9	9188,4	8306,2
в т.ч. суша	43315,9	25864,6	989,9	26854,5	1120,9	8090,0	7250,5
Северо-Западный	640,0	96,2	229,6	325,8	—	59,2	255,0
Южный	2960,2	2638,8	—	2638,8	—	282,1	39,3
Приволжский	1088,0	875,9	10,8	886,7	72,5	93,0	35,8
Уральский	34728,1	22261,1	586,1	22847,2	1047,8	5160,1	5673,0
Сибирский	2612,1	—	163,4	163,4	0,6	2150,8	297,3
Дальневосточный	1287,5	—	—	—	—	344,8	942,7
Шельф	4703,9	7,4	2542,4	2549,8	—	1098,4	1055,7
Баренцево море	2788,8	—	2542,4	2542,4	—	—	246,4
Азовское море	11,3	7,4	—	7,4	—	—	3,9
Каспийское море	255,1	—	—	—	—	255,1	—
в т.ч. Дагестанский сектор	255,1	—	—	—	—	255,1	—
Карское море	785,3	—	—	—	—	—	785,3
Охотское море	859,6	—	—	—	—	843,3	16,3
Японское море	3,8	—	—	—	—	—	3,8
% % Итого	100,0	53,9	7,4	61,3	2,3	19,1	17,3

Таблица 5.8

Структура начальных суммарных ресурсов газа России на 1.01.2003 г. по федеральным округам

Федеральный округ	Начальные суммарные ресурсы (НСР)	Накопленная добыча	Запасы на 1.01.2003 г.		Ресурсы перспективные (C_3) и прогнозные (Д) C_3+Д	Разведанность НСР, %
			Разведанные A+B+C_1	Предварит. оцененные C_2		
1	2	3	4	5	6	7
Россия	236,1	13,5	48,0	17,1	157,5	26,0
суша	160,3	13,5	43,3	14,6	90,9	35,4
шельф	75,8	—	4,7	4,5	66,6	6,2
Северо-Западный	26,4	0,4	3,4	1,4	21,2	14,4
суша	2,4	0,4	0,6	0,1	1,3	41,7
шельф	24,0	—	2,8	1,3	19,9	17,1
Южный	12,0	0,9	3,2	1,5	6,7	32,5
суша	11,2	0,9	3,0	1,2	6,4	34,8
шельф	0,8	—	0,2	0,3	0,3	—
Приволжский	4,4	1,2	1,1	0,1	2,0	52,3
Уральский	133,6	10,9	35,5	11,1	77,1	34,1
суша	97,5	10,9	34,7	8,5	43,8	46,4
шельф	36,1	—	0,8	2,6	33,3	1,1
Сибирский	32,9	—	2,6	1,6	28,7	7,9
Дальневосточный	26,8	0,1	2,2	1,4	23,1	7,5
суша	11,9	0,1	1,3	1,1	9,4	11,8
шельф	14,9	—	0,9	0,3	13,7	6,0
% по России	100,0	5,7	20,3	7,3	66,7	—

Таблица 5.9

Степень разведанности ресурсов и выработанности разведанных запасов свободного газа Северного Кавказа на 1.01.2003 г.

Субъект Федерации	Начальные суммарные ресурсы на 1.01.93 г.	Добыча с начала разработки	Запасы		Степень выработан., разведан. запасов (%)	Перспективные ресурсы, C_3	Прогнозные ресурсы $Д_1+Д_2$	Степень разведанности НСР
			$A+B+C_1$	C_2				
Газ								
Ростовская область	226,1	10,2	31,5	20,7	24,5	13,7	149,9	18,0
Краснодарский край	1016,8	292,6	131,9	22,8	68,9	100,7	468,8	41,7
в т.ч. шельф	251,4	9,1	11,3	12,2	44,6	55,1	163,7	8,0
Республика Адыгея	113,8	66,7	16,6	3,5	80,0	—	27,0	73,2
Ставропольский край	471,8	288,8	46,8	2,8	86,1	9,1	124,3	71,1
Кабардино-Балкарская республика	19,0	—	—	—	—	—	19,0	—
Республика Северная Осетия-Алания	29,0	—	—	—	—	—	29,0	—
Республика Ингушетия	13,3	1,1	0,1	—	91,7	—	12,1	9,0
Чеченская республика Ичкерия	105,7	2,4	14,6	18,3	14,1	9,5	60,9	16,1
Республика Дагестан	650,0	25,6	60,0	55,0	29,9	57,3	452,1	13,2
в т.ч. шельф	369,8	—	—	13,8	—	—	356,0	—
Всего по региону	2645,5	687,4	301,5	123,1	69,5	190,3	1343,2	37,4
в т.ч. шельф	621,2	9,1	11,3	26,0	44,6	55,1	519,7	3,3

Таблица 5.10

Структура начальных суммарных ресурсов газа Тимано-Печорского региона на 1.01.2003 г. (млрд. м³)

Район	НСР	Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы		Степень освоения	
			$A+B+C_1$	C_2	C_3	$Д_1+Д_2$	Разведанность	Выработанность
Ненецкий АО	950,4	3,2	483,7	40,7	1,6	421,2	51,1	0,7
Республика Коми	1445,4	406,3	156,3	41,2	55,0	786,7	38,9	72,2
Итого по Северному региону (суша)	2395,8	409,5	640,0	81,9	56,6	1207,9	43,8	39,0
Шельф Баренцева и Печорского морей, включая зону спорной юрисдикции	29830,1	—	2788,9	1259,8	1072,7	24708,7	9,3	—

Таблица 5.11

Запасы и ресурсы газа и конденсата Тимано-Печорского региона в пределах основных геолого-экономических районов (ГЭР) на 1.01.2003 г.

Район	НСР по оценке на 1.01.93 г.	Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы		Кроме того, ресурсы $Д_1+Д_2$, по оценке 93-95 гг.
			$A+B+C_1$	C_2	C_3	$Д_1 + Д_2$,	
1. Газ, млрд.куб.м							
Тимано-Печорская НГП	**2436,0**	**409,5**	**640,0**	**81,9**	**56,6**	**1248,0**	**1348,4**
1) Республика Коми	1445,5	406,3	156,3	41,2	55	786,7	1348,4
в т.ч. Вуктыльский ГЭР	899,6	378,1	135,0	17,7	40,9	327,9	596,2
Интинский ГЭР	278,2	—	9,7	19,2	8,4	240,9	615,7
прочие районы	267,7	28,2	11,6	4,3	5,7	217,9	136,5
2) Ненецкий АО	950,4	3,2	483,7	40,7	1,6	421,2	—
в т.ч. Нарьян-Марский ГЭР	598,7	3,2	457,0	38,1	0,5	99,9	—
прочие районы	351,7	—	26,7	2,6	1,1	321,3	—
3) Пермская область	40,1	—	—	—	—	40,1	—
2. Конденсат (изв.), млн. тонн							
Тимано-Печорская НГП	**179,8**	**46,9**	**46,8**	**5,2**	—	**80,9**	—
1) Республика Коми	149,4	46,7	26,6	3,6	—	72,5	—
2) Ненецкий АО	30,4	0,2	20,2	1,6	—	8,4	—

Таблица 5.12

Степень разведанности и выработанности запасов свободного газа Урало-Поволжья по состоянию на 1.01.2003 г. (млрд. м³)

Регион, республика, область	Начальные суммарные ресурсы на 1.01.1993 г.	Добыча с начала разработки	Запасы		Степень выработанности запасов%	Перспективные ресурсы C_3	Прогнозные ресурсы $Д_1+Д_2$	Степень разведанности сум. ресурсов %
			$A+B+C_1$	C_2				
Поволжский	10224,5	307,7	2722,6	1101,3	10,1	4078,7	2014,2	29,6
Самарская область	13,9	8,4	3,0	1,2	73,7	—	1,3	82,0
Саратовская область	974,0	108,0	49,6	17,8	68,5	67,2	731,4	16,2
Волгоградская область	1255,0	85,2	25,3	12,2	77,1	23,3	1109,0	8,8
Астраханская область	7265,3	96,6	2638,4	1069,1	3,5	3290,2	171,0	37,6
Республика Калмыкия	716,3	9,5	6,3	1,0	60,1	698,0	1,5	2,2
Уральский	3654,7	1107,3	1036,3	113,8	51,6	479,1	918,2	58,6
Пермская область	264,5	6,3	38,8	7,5	14,0	0,6	211,3	17,1
Удмуртская республика	4,5	0,1	4,8	—	—	—	-0,4	—
Республика Башкортан	382,1	20,2	60,2	16,8	25,1	6,9	278,0	21,0
Оренбургская область	2757,7	1080,7	931,6	89,5	53,7	471,6	184,3	73,0
Свердловская область	245,9	—	0,9	—	—	—	245,0	0,4

Таблица 5.13

Структура начальных суммарных ресурсов газа северных районов Западной Сибири на 1.01.2000 г. (Ямало-Ненецкий АО) - (млрд. м³)

НГО комплексы	Начальные суммарные ресурсы	Накопленная добыча	Разведанные запасы $A+B+C_1$	Предварительно оцененные C_2	Перспективные и прогнозные ресурсы $C_3+Д$	Разведанность, %
1. Северные районы Западной Сибири	**94630**	**9005**	**34708**	**8888**	**42029**	**46,2**
сеноманский	48105	8377	19305	2292	18131	57,5
неокомский	29187	625	13401	4018	11143	48,1
ачимовский	4677	3	1465	1428	1781	31,4
юрский	12661	—	579	1150	10932	4,5
1.1. Надым-Пур-Тазовская НГО	**64180**	**8992**	**23212**	**5035**	**26941**	**50,2**
сеноманский	39505	8366	16108	1632	13399	62,0
неокомский	13687	623	5462	1804	5798	44,5
ачимовский	4427	—	1465	1428	1531	33,2
юрский	6561	—	177	171	6213	2,6
1.2. Ямальская НГО	**20750**	**13**	**10448**	**3035**	**7254**	**50,4**
сеноманский	6000	11	2765	481	2743	46,3
неокомский	11000	2	7285	1575	2138	66,2
ачимовский	150	—	—	—	150	—
юрский	3600	—	398	979	2223	11,0
1.3. Гыданская НГО	**9700**	—	**1058**	**810**	**7832**	**10,9**
сеноманский	2600	—	335	156	2109	12,8
неокомский	4500	—	719	654	3127	15,9
ачимовский	100	—	—	—	100	—
юрский	2500	—	4	—	2494	0,2

Таблица 5.14

Степень разведанности ресурсов и выработанности разведанных запасов газа по Восточной Сибири и Дальнему Востоку по состоянию на 1.01.2000 г.

Регион, субъект Федерации	Начальные суммарные ресурсы на 1.01.93 г.	Накопленная добыча	Балансовые запасы		Степень выработанности разв. запасов	Перспективные ресурсы $С_3$	Прогнозные ресурсы $Д_1+Д_2$	Степень разведанности сум. ресурсов
			$А+В+С_1$	$С_2$				
ГАЗ, млрд. $м^3$								
Восточно-Сибирский	**32317,7**	**11,9**	**1075,3**	**2174,3**	**1,1**	**2052,7**	**27003,5**	**3,4**
Таймырский АО	11282,6	11,4	284,7	68,5	3,9	362,9	10555,1	2,6
Эвенкийский АО	9043,0	—	252,9	442,1	—	872,1	7476,9	2,8
Красноярский край	3328,6	—	92	122,2	—	569,9	2544,5	2,8
Иркутская область	8442,5	0,5	445,7	1541,5	—	247,8	6207	5,3
Усть-Ордынский	221,0	—	—	—	—		221,0	—
Бурятский АО								
Дальневосточный	**26830,0**	**70,2**	**1719,5**	**560,2**	**3,9**	**521,2**	**23958,9**	**6,7**
Суша	11875,0	70,2	1122,0	321,0	5,9	353,5	10008,3	10,0
Респ. Саха (Якутия)	10159,5	31,5	1041,7	288,2	2,9	298,4	8499,7	10,6
Магаданская область	4,0	—	—	—	—	—	4,0	—
Чукотский АО	350,7	—	6,9	7,8	—	11,4	324,6	2,0
Камчатская область	481,6	—	16,0	6,6	—	11,5	447,5	3,3
Корякский АО	356,0	—	—	—	—	—	356,0	—
Сахалин. обл. (суша)	362,2	38,7	57,0	16,8	40,4	32,2	217,5	26,4
Амурская область	82,0	—	—	—	—	—	82,0	—
Хабаровский край	74,0	—	0,4	1,6	—	—	72,0	0,5
Приморский край	5,0	—	—	—	—	—	5,0	—
Шельф моря	14955,0*	—	597,5	239,2	—	167,7	13950,6	4,0

**- подсчитаны в пределах шельфов морей: Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского, Берингова, Охотского и Японского, а также Восточно-Камчатского и Южно-Курильского секторов Тихого океана*

Таблица 5.15

Распределение НСР газа на шельфах морей по глубинам залегания продуктивных и перспективных комплексов (в %%)

Наименование акватории, гл. залегания	Карское море	в т.ч. губы и заливы	Баренцево море	Печорское море	Охотское море	в т.ч. шельф о. Сахалин	Каспийское море	Азовское и Черное моря
до 3000 м	34,0	5,3	12,2	4,4	22	9,8	17,8	29,0
3000-5000 м	30,7	4,8	11,4	4,1	12	5,3	25,4	35,2
5000-7000 м	6,6	1,0	5,1	1,9	6	2,6	7,6	2,0

Таблица 5.16

Распределение НСР газа на шельфах морей по глубинам морского дна (в %%)

Наименование акватории, гл. залегания	Карское море	в т.ч. губы и заливы	Баренцево море	Печорское море	Охотское море	в т.ч. шельф о. Сахалин	Каспийское море	Азовское и Черное моря
до 50 м	31,3	4,9	15,3	5,6	13	6	46,8	6,0
50-100 м	27,5	—	3,2	—	12	5	4,0	6,5
100-200 м	12,7	—	10,2	—	15	7	—	53

Таблица 5.17

№№ п/п	Месторождение, тип	Запасы газа, млрд. м^3		
		C_1	C_2	C_3
1	Штокмановское, ГК	2536,4	668,9	—
2	Ледовое, ГК	91,7	330,4	—
3	Лудловское, Г	80,1	131,0	—
4	Мурманское, Г	59,1	61,6	—
5	Северо-Кильдинское, Г	5,1	10,5	26,2
	ИТОГО	2772,4	1202,5	26,2

Таблица 5.18

№ п/п	Структуры	Ресурсы газа (C_3), млрд. м^3
1	Андреевская	42,5
2	Ахматовская	38,7
3	Ферсмановская	944,9
	Итого	1026,1

Таблица 5.19

№№	Месторождение, тип	Запасы и ресурсы газа, млрд. м^3		
		C_1	C_2	C_3
1	Северо-Гуляевское НГК	10,4	41,4	—
2	Поморское ГК	6,0	16,0	5,3
	ИТОГО	16,4	57,4	5,3

Таблица 5.20

№№	Структуры	Ресурсы (C_3), млрд. м^3
1	Восточно-Гуляевская	12,6
2	Колоколморская	2,8
	ИТОГО	15,4

Таблица 5.21

№№	Месторождение, тип	Запасы и ресурсы газа, млрд. м^3		
		C_1	C_2	C_3
Приямальский шельф				
1	Ленинградское, ГК	71,0	980,6	3065,7
2	Русановское, ГК	240,3	538,6	3248,3
3	Харасавэйское*, ГК	—	—	40,3
	ИТОГО	311,3	1519,2	6354,3
Обская и Тазовская губы				
1	Семаковское (Адерпаютинское) *, Г	25,6	160,7	—
2	Антипаютинское*, Г	20,9	79,1	—
3	Салекантское*, НГК	—	16,6	—
4	Северо-Каменномысское, Г	22,7	231,2	364,0
5	Каменномысское, Г	6,4	201,9	322,1
	ИТОГО	75,6	689,5	686,1
	ВСЕГО	386,9	2208,7	7040,4

**морская часть одноименного месторождения на суше*

Таблица 5.22

№№	Месторождение, тип	Запасы и ресурсы газа, млрд. м^3		
		C_1	C_2	C_3
1	Чайво-море, НГК	113,9	26,6	—
2	Одопту-море, НГК	58,1	26,2	—
3	Аркутун-Дагинское, НГК	22,0	46,2	—
4	Лунское, НГК	324,5	59,6	—
5	Пильтун-Астохское, НГК	58,9	19,3	—
6	Киринское, ГК	14,8	60,6	—
7	Венинское, ГК	1,5	—	—
8	Астрахановское*, ГК	—	—	100,0
	ИТОГО	593,7	238,5	100,0

**морская часть одноименного месторождения на суше*

Таблица 5.23

№	Месторождение, тип	Запасы и ресурсы газа, млрд. м^3		
		C_1	C_2	C_3
1	Изыльметьевское, Г	3,76	0,786	—
	ИТОГО	3,76	0,786	—

Глава 6

ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ДОБЫЧИ ГАЗА В РОССИИ В XXI ВЕКЕ

Общий объем подготовленных запасов газа в России создает значительный резерв для развития газовой отрасли в XXI веке. На базе открытых месторождений разработаны варианты развития добычи газа до 2030 года, предусматривающие последовательное вовлечение в разработку всех разведанных запасов газа, прежде всего Западной Сибири.

По определяющей роли газодобывающих центров и ресурсов в развитии отрасли XXI века можно условно выделить три временных периода: до 2030 г., 2031-2060 гг. и 2061-2100 гг.

Для первого периода главным центром добычи и подготовки новых запасов останется Западная Сибирь, где наряду с разрабатываемыми крупнейшими месторождениями подготовлены к освоению новые гиганты, а также большое число крупных и средних месторождений.

В 2001-2030 гг. будут достигнуты наивысшие уровни добычи газа. В Западной Сибири намечено добыть более 18,7 трлн. м^3, и прирастить 10 трлн. м^3 (*табл. 6.1* и *6.2*). Выработанность запасов в целом по России к 2031 г. без учета приростов составит 58%, а при коэффициенте извлечения 0,85 — 68%.

Второй период (2031-2060 гг.) — время освоения газовых ресурсов акваторий Западной Арктики, Сахалинского шельфа и всего Охотского моря. Ведущая роль в подготовке новых запасов перейдет от Западной Сибири к акваториям. Будут разрабатываться уникальные морские месторождения на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей. В этот же временной отрезок будет расширяться сырьевая база Восточно-Сибирского региона.

2061-2100 гг. — период развития газовой промышленности в условиях высокой разведанности ресурсов. На суше будут практически исчерпаны возможности расширения географии поисков газовых месторождений. Неосвоенными останутся лишь ресурсы акватории Восточной Арктики. Подготовка запасов газа во всех других районах будет связана с поисками и разведкой небольших по размерам месторождений.

В XXI веке еще более обострится проблема обеспечения газом европейской части России. Ресурсы Восточной Сибири, где имеются благоприятные перспективы для создания новой крупной сырьевой базы добывающей промышленности, из-за удаленности не будут оказывать непосредственного влияния на газообеспечение промышленных центров. На Востоке формируется автономная сырьевая база для покрытия сравнительно невысоких внутренних потребностей региона и экспорта газа в сопредельные государства и в прилегающие районы Западной Сибири.

Потребности европейской части России, а также экспорт на Запад будут обеспечиваться запасами месторождений Западной Сибири, акваторий Баренцева и Карского морей и собственными ресурсами.

6.1. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ДОБЫЧИ ГАЗА НА СУШЕ РОССИИ

На суше России по степени влияния на общую добычу газа определились три группы газодобывающих районов.

Западная Сибирь в течение всего столетия останется главным газодобывающим центром России, несмотря на существенное падение добычи в районе и в стране в целом. Новых альтернативных направлений на суше для создания равной сырьевой базы нет.

Определились регионы высокой степени разведанности, в которых прогнозные ресурсы в состоянии обеспечить приросты в объемах, позволяющих ежегодно добывать после 2030 г. 1-5 млрд. м^3 газа. В европейской части страны — это Северный Кавказ, Тимано-Печорский и Уральский районы, а на Востоке — Сахалин, Камчатка, Чукотка, Хабаровский край.

И, наконец, известны регионы, располагающие большими ресурсами, в т.ч. в крупнейших месторождениях, в которых добыча лимитируется особым составом газа. В Поволжском регионе практически все ресурсы представлены высокосернистым газом, поэтому добыча, в ограниченных объемах, возможна лишь при условии его глубокой переработки.

Развитие газодобывающей отрасли в восточных районах страны будет из-за отсутствия крупных отечественных потребителей ориентировано на экспорт.

6.1.1. Северные районы

Суммарные начальные ресурсы газа в северных районах европейской части России оценены в объеме 2,4 трлн. м^3. Разведанность ресурсов к 2001 г. составляет 56%. Такая степень разведанности свидетельствует о том, что регион уже прошел этап крупных открытий, характеризующийся высокой эффективностью поисково-разведочных работ, и в дальнейшем подготовка запасов будет связана с большими затратами бурения.

Площадь перспективных земель северных районов 376 тыс. км², из которых 374 тыс. км² перспективны на газ. Общий объем глубокого бурения в регионе составил 7,8 млн. м, в т.ч. 2,5 млн. м. на газ.

Таким образом, общая плотность бурения — около 20 м/км², а на газ — 6,7 м/км², т.е. немногим больше, чем в целом по суше страны (18 м/км² и 4,4 м/км²). Глубоким бурением регион изучен неравномерно. Больше всего освещены продуктивные горизонты преимущественно нефтеносных территорий: Колвинского вала и южной части региона. Здесь плотность бурения вдвое выше, чем в целом по провинции (45 м/км²). В преимущественно газоносной Верхнепечорской впадине плотность бурения составляет около 30 м/км².

Слабо изучены глубокие горизонты Хорейверской, Косью-Роговской, Коратаихинской впадин, а также их структура и фазовый состав углеводородов.

Разрабатываемые направления поисков газовых месторождений в настоящее время малоэффективны.

Неразведанная часть ресурсов C_3 — $Д_2$ оценена в 1,3 трлн. м³, из которых только 330 млрд. м³ активные запасы. В 2001-2100 гг. в регионе можно прирастить 290-300 млрд. м³ газа, рассредоточенного в 150-160 месторождениях *(табл. 6.3)* со средними запасами 1,7-2,0 млрд. м³. На подготовку запасов в регионе потребуется пробурить 750 скважин общим объемом 2,4 млн. м. Эффективность бурения 140 тыс. м³/м.

6.1.2. Северо-Кавказский район

Начальные суммарные ресурсы газа Северного Кавказа оценены в 2,02 трлн. м³. Регион является наиболее изученным в России. Накопленная добыча в нем (675 млрд. м³) вдвое превышает разведанные запасы (320 млрд. м³). Разведанность ресурсов составляет 59%. Площадь перспективных земель оценивается в 236,4 тыс. км², из которых 143,7 тыс. км² перспективны на газ. Объем поисково-разведочного бурения на Северном Кавказе составляет 24,3 млн. м, в т.ч. 6,2 млн. м. на газ. Плотность бурения самая высокая в стране — 102,5 м/км². Неразведанная часть ресурсов оценивается в 1,0 трлн. м³, из которых 372 млрд. м³, или 37%, отнесено к недостоверной категории $Д_2$, в основном в глубоких горизонтах Предгорий Кавказа и слабо изученных комплексах нижнего мезозоя. Перспективы открытия небольших по запасам месторождений имеются в Краснодарском, Ставропольском краях, в Дагестане.

Программой Газпрома на Северном Кавказе добыча газа за пределами 2010 г. не прогнозируется. Тем не менее, перспективы открытия мелких месторождений сохраняются. В регионе за 2001-2100 гг. можно открыть не менее 400 месторождений с общими запасами порядка 360 млрд. м³. Для этого потребуется до 7,7 млн. м. поисково-разведочного бурения *(табл. 6.4)*.

6.1.3. Уральский район

Уральский район объединяет Предуралье и российскую северо-восточную часть Прикаспийской впадины с обрамлением. На базе открытого в 1966 г.

Оренбургского газоконденсатного месторождения создан и действует газохимический комплекс производительностью 45 млрд. м³. В настоящее время комплекс загружен на 50%, перерабатывает около 20 млрд. м³ газа в год. Месторождение и весь регион — в режиме падающей добычи.

Площадь перспективных земель в регионе оценивается в 370,2 тыс. км², в т.ч. в 189 тыс. км² на газ. Поисково-разведочное бурение выполнено в объеме 32,6 млн. м, в т.ч. 4 млн. м на газ. Основная часть скважин пробурена в нефтеносных районах.

Потенциальные ресурсы газа Уральского региона оценены в 3655 млрд. м³ и разведаны на 60%.

Практически все ресурсы представлены сероводородсодержащим газом. Это обстоятельство осложняет технологию его добычи и транспорта.

Главным районом для расширения сырьевой базы будет Прикаспийская впадина с обрамлением, включая Соль-Илецкий свод. Все перспективы связаны с глубокозалегающим нефтегазоносным комплексом в подсолевых (докунгурских) отложениях. Открытие в 1979 г. крупнейшего Карачаганакского газоконденсатного месторождения в прилегающем районе Казахстана указывает на большие возможности этой части Прикаспийской впадины. Однако выполненный с тех пор большой объем поисково-разведочных работ существенных результатов не дал. В регионе в течение длительного времени не восполняются запасы, вследствие чего дальнейшее падение добычи неизбежно.

По прогнозам к 2030 г. годовая добыча упадет до 6 млрд. м³, а к 2060 г. — до 3 млрд. м³. До конца столетия она может сохраниться на уровне 2-3 млрд. м³. При этом будут вовлекаться в освоение ресурсы Башкортостана и Пермской области. В этих регионах уже подготовлено около 100 млрд. м³ сероводородсодержащего газа.

Прирост запасов газа за все столетие может составить 500 млрд. м³. Однако прирост в таких объемах слабо обеспечен прогнозными ресурсами. Степень разведанности НСР при этих показателях достигнет 74%. Намеченный прирост запасов газа можно получить в результате бурения 1250 скважин средней глубиной 4000-4500 м. Общий объем бурения оценивается в 5200 тыс. м. (*табл. 6.5*).

6.1.4. Поволжский район

Начальные суммарные ресурсы газа Поволжского района оценены в 10224 млрд. м³. Район расположен в пределах Прикаспийской впадины и ее обрамления. Практически все ресурсы представлены высокосернистым газом, залегающим на больших глубинах. В южной части района в 1968 г. открыто крупнейшее в Европе Астраханское газоконденсатное месторождение, запасы которого достаточны для добычи более 100 млрд. м³ газа в год. Однако особый состав газа (до 25% H_2S и 20% CO_2), требующий его глубокой переработки, а также отсутствие технических решений для дальнего транспорта высокосернистого газа на незагруженные перерабатывающие предприятия ограничивают возможности добычи в адекватных запасам объемах. Кроме того, высокосернистый газ — сырье для химического производства.

Оптимальный уровень добычи газа в течение всего XXI века прогнозируется в 20 млрд. м³.

Для восполнения запасов газа целесообразно прирастить 2,9 трлн. м³. Значительная часть этого объема будет подготовлена в ходе доразведки Астраханского месторождения, а также попутно с поисками бессернистого газа и нефтяных залежей в глубоких горизонтах впадины.

6.1.5. Западная Сибирь

Западная Сибирь — основной газодобывающий центр России. На нее приходится 92% общероссийской добычи газа.

Ведущая роль в добыче газа на суше за ней сохранится и в будущем, до конца века.

Падение добычи в регионе прогнозируется только за пределами 2030 г. В главном Надым-Пур-Тазовском районе падение добычи ожидается уже с 2008 г.

Надым-Пуртазовский район.

НСР оценены в 64,2 трлн. м³. К настоящему времени 48% их уже разведаны. Наиболее доступные для добычи ресурсы региона (сеноманский комплекс) разведаны на 61%, а запасы его выработаны на 36%.

После открытий главных месторождений в 1966-1970 гг., когда за короткий срок были выявлены почти все гиганты района, последовали открытия менее крупных месторождений (*табл. 6.6*). Средние запасы постепенно снизились к 1986-1990 гг. до 25 млрд. м³, а к 2000 г. — до 8-9 млрд. м³.

В дальнейшем, до 2030 г. средние запасы месторождений прогнозируются на уровне 8 млрд. м³, в период 2030-2060 гг. — 4 млрд. м³, а за пределами 2060 г. — 2 млрд. м³.

Прирост запасов может составить в XXI веке 9,0 трлн. м³, в т.ч. до 2030 г. — 6 трлн. м³, до 2060 г. — еще 2 трлн. м³, а в 2060-2100 гг. — 1 трлн. м³.

Годовая добыча в районе упадет с 530 млрд. м³ в 2000 г. до 310 млрд. м³ в 2030 г. В дальнейшем она снизится до 50 млрд. м³ в 2060 г., и к 2100 г. — до 40 млрд. м³.

Запасы газа к 2100 г. при таких приростах и отборе составят 11 трлн. м³. Однако эти запасы не обеспечат высоких уровней добычи. Более 7 трлн. м³ составят неизвлекаемую часть (при 0,85), а оставшиеся запасы — низконапорный, нерентабельный для дальнего транспорта газ.

Разведанность ресурсов будет 76,6%. Для подготовки 9 трлн. м³ газа в районе необходимо пробурить 10800 скважин средней глубиной 3000-3500 м. Общий объем бурения составит 36,1 млн. м.

Ямальский район.

Суммарные начальные ресурсы газа на полуострове оценены в 20,7 трлн. м³. Разведанные запасы составляют 10,4 трлн. м³ и пока не разрабатываются. Это ближайший резерв газовой промышленности, который уже в конце первого десятилетия намечено использовать для компенсации падения добычи в Надым-Пуртазовском районе.

Разведанность ресурсов региона — 50%, а основного неокомского комплекса — 66%. Структура неразведанной части позволяет с большой степе-

нью надежности прогнозировать прирост запасов газа до 2100 г. в объеме около 4,5 трлн. м³, в т.ч. 2,5 трлн. м³ — в первое тридцатилетие. Разведанность НСР достигнет 72%, а выработанность запасов 60%.

Неизвлекаемая часть запасов газа в месторождениях полуострова Ямал к 2001 г. оценивается в 1,5 трлн. м³, а к 2100 г. она вырастет до 2,2 млрд. м³. Запасы низконапорного газа к этому сроку составят около 3 трлн. м³.

Для прироста 4,5 трлн. м³ запасов газа потребуется более 2,7 тыс. скважин общим объемом порядка 10,4 млн. м. (*табл. 6.7*). Эффективность на заключительном этапе при таких показателях составит 150 тыс. м³/м. К 2100 г. годовая добыча полуострова Ямал может составить 30 млрд. м³.

Гыданский район.

Начальные суммарные ресурсы полуострова оценены в 9,7 трлн. м³. Это наименее изученный район севера Западной Сибири. Ресурсы его разведаны только на 10%. Начало разработки месторождений намечено на 2025 г. Добыча газа, через пять лет, т.е к 2030 г., должна достигнуть 30 млрд. м³, а к 2040 г. максимума — 50 млрд. м³. Период постоянной добычи продолжится 30 лет. За 2025-2100 гг. прогнозируется всего добыть 3,7 трлн. м³.

Для обеспечения таких уровней добычи необходимо прирастить 3,9 трлн. м³ запасов. Разведанность ресурсов достигнет 52%. В этих условиях упадет эффективность поисково-разведочных работ с 900 тыс. м³/м до 220 тыс. м³/м.

Для подготовки запасов в указанных выше размерах необходимо пробурить около 300 скважин глубиной 2500-3500 м общим объемом бурения около 1 млн. м (*табл. 6.8*).

6.1.6. Восточная Сибирь и Дальний Восток

Восточно-Сибирская платформа — обширная, перспективная на нефть и газ область — относится к наименее изученным территориям России. Здесь освещенность глубоким бурением менее 1,6 м/км². Всего пробурено 6,23 млн. м. Практически не изучена северо-западная часть территории, где мощность осадочного чехла предполагается свыше 10 км.

Начальные суммарные ресурсы газа территории оценены в 42,5 трлн. м³. (В этих ресурсах 25,1 трлн. м³, или 63,5% всей неразведанной части, отнесены к малодостоверной категории $Д_2$).

Ресурсы Восточной Сибири сопоставимы с ресурсами Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири — основного центра добычи газа России.

На Восточно-Сибирской платформе выделены три главных направления поисково-разведочных работ. Эти направления с различной интенсивностью и успехами разрабатываются. Разведанные запасы газа Восточно-Сибирской платформы превышают 3,3 трлн. м³.

Трудности с созданием крупного центра газодобычи связаны, главным образом, с отсутствием базовых месторождений или зон высокой концентрации запасов, которые в состоянии поддерживать в течение длительного срока годовую добычу газа на уровне 30 и более млрд. м³.

С открытием Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области и Чаяндинского в Республике Саха (Якутия) появились

перспективы существенно увеличить разведанные запасы и к 2030 г. прирастить около 6 трлн. м³ газа, а до 2100 г. еще 3300 млрд. м³.

На базе этих запасов годовая добыча газа может достигнуть 60 млрд. м³.

Основная часть добычи, из-за ограниченности внутреннего потребления, может экспортироваться или направляться на Запад в ЕГС.

Для подготовки 9,3 трлн. м³ газа в 2001-2100 гг. необходимо пробурить 3500 скважин общим объемом более 5 млн. м (*табл. 6.9*).

В остальных районах Дальнего Востока могут быть подготовлены запасы, достаточные для удовлетворения местных потребностей.

В Камчатской, Магаданской областях и Чукотском АО начальные ресурсы оценены в 1,5 трлн. м³, и в каждой из административной единиц открыты мелкие месторождения газа.

Прогнозные уровни добычи газа в XXI веке на суше и шельфе России приведены в *табл. 6.10.*

6.2. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ДОБЫЧИ ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ

Важнейшим резервом выявления и освоения новых углеводородных (и прежде всего, газовых и газоконденсатных) месторождений в России в XXI веке служит континентальный шельф, где сосредоточено 42% неразведанных ресурсов газа России. В отличие от газовых ресурсов суши шельфовые ресурсы в очень малой мере освоены, и это является предпосылкой к открытию уникальных и крупных месторождений.

Поисково-разведочные работы на газ на шельфе будут проходить с нарастанием их объемов.

Принципиально важными результатами уже проведенных поисково-разведочных работ на шельфе морей страны является выявление газоконденсатно-нефтеносного района на северо-восточном шельфе о. Сахалин, газоконденсатных районов Штокмановского в Баренцевом море и Русановско-Ленинградского в Карском море, а также нефтеносного Печороморского на шельфе Печорского моря.

Установлено, что высоким потенциалом в отношении возможности выявления новых, преимущественно газовых и газоконденсатных, месторождений обладают недра шельфа Обской и Тазовской губ Карского моря; северного шельфа моря Лаптевых; мористой части шельфа Берингова моря; Западно-Камчатского, Магаданского и Хабаровского шельфа Охотского моря; зоны сочленения Керченско-Таманского прогиба с Туапсинским прогибом в Черном море; Темрюкского залива Азовского моря и северной части российского шельфа Каспийского моря. Недра шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей, находящихся на региональной стадии изученности, по общегеологическим соображениям тоже могут представлять интерес для дальнейших поисково-разведочных работ на газ.

Во всех перечисленных районах разновозрастные перспективные комплексы отложений залегают в основном на глубинах до 3-4 км, а выявленные

локальные структуры-ловушки расположены в участках шельфа с глубинами моря преимущественно до 200 м. Иными словами, перспективные объекты достижимы для глубокого бурения.

Выбор рациональных направлений и объектов дальнейших работ на шельфе РФ осуществляется на основе комплексной концепции освоения сырьевой базы. При этом в условиях современной экономической системы, когда централизованное финансирование разведки и разработки заменяется привлечением капитала различных форм собственности на лицензионной основе, упомянутая концепция разрабатывалась во ВНИИгазе на новых принципах. Она предусматривает единую систематизированную последовательность оценки сырьевой базы, технической возможности, экономической эффективности и обеспечения экологической безопасности проведения соответствующих работ и позволяет определять стратегическую целесообразность и приоритетность выявления и освоения новых месторождений УВ на шельфах разных морей. Главными ее задачами, требующими решения в современных условиях, являются определение оптимальных по геологическому строению и пространственному распространению сырьевых ресурсов, технически доступных, экономически эффективных и экономически приемлемых для работ по разведке и разработке месторождений, зон и участков установленного и обоснованно предполагаемого нефте- и (или) газонакопления на шельфе морей страны.

В итоге реализации изложенного концептуального подхода избирательно выбраны зональные и локальные объекты дальнейших работ для выявления и освоения морских углеводородных месторождений в определенной очередности до 2030 г. и намечены основные направления работ на перспективу до 2100 г.

В качестве основного стратегического резерва газовой промышленности России могут рассматриваться зоны газонакопления на шельфе Карского, Баренцева и Охотского морей. Тактически первоочередными объектами поисково-разведочных работ на ближайшие годы могут служить перспективные структуры, расположенные в Тазовской и Обской губах Карского моря и в районе Штокмановского ГКМ.

6.2.1. Освоение ресурсов до 2030 г.

Район центральных частей Обской и Тазовской губ.

В наиболее изученной, широтной, части Тазовской губы, покрытой поисковой сетью морской сейсморазведки, были выявлены четыре антиклинальных поднятия: Адерпаютинское, Антипаютинское, Чугорьяхинское и Поворотное. В смежной части Обской губы выявлены Обское, Каменномысское и Северо-Каменномысское локальные поднятия. Всего же к настоящему времени в губах выявлено 25 локальных структур.

Возрастной диапазон перспектив нефтегазоносности мезозойского разреза в акваториях Обской и Тазовской губ достаточно широк — промышленные скопления углеводородов обнаружены на сопредельной суше в отложениях от сеноманских до юрских включительно. Имеющиеся геолого-геофи-

зические материалы по месторождениям сопредельной суши позволяют выделить в разрезе три нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский, неоком-аптский и альб-сеноманский.

На месторождениях суши промышленная газоносность установлена на Геофизической, Антипаютинской, Семаковской и Юрхаровской структурах, значительные части которых расположены в акваториях Обской и Тазовской губ. В Обской губе уже выявлены залежи газа в сеноманских отложениях на Северо-Каменномысской, Каменномысской и Обской структурах*.

Общие начальные ресурсы газа в Тазовской и Обской губах превышают аналогичные ресурсы газа Южного Ямала и составляют более 43% от ресурсов газа Северного Ямала.

Основными объектами разведки в Тазовской губе являются Адерпаютинская и Антипаютинская структуры, которые характеризуются наиболее крупными размерами и прогнозной высокой концентрацией запасов. В Обской губе первоочередными объектами дальнейших поисково-разведочных работ являются месторождения Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, объекты Южно-Обского участка, структуры Геофизическая (море), Бухаринская, Восточно-Тамбейская, Преображенская, Карпачевская.

Высокая вероятность продуктивности этих структур обосновывается геологической аналогией с выявленными месторождениями на сопредельной суше. Так, например, Адерпаютинская и Антипаютинская структуры представляют собой акваториальное продолжение выявленных на суше месторождений — Семаковского и Антипаютинского. Перспективные структуры Геофизическая (море), Бухаринская, Восточно-Тамбейская, объекты Южно-Обского участка расположены между месторождениями, выявленными на берегах Тазовской и Обской губ, и входят вместе с ними в единые зоны газонакопления.

В губах по аналогии с сушей предполагаются многопластовые месторождения. Помимо сеноманских отложений здесь прогнозируется газоносность нижнемеловых и нижне-среднеюрских отложений. Оценка геологических ресурсов газа и конденсата по перспективным структурам в акваториях Обской и Тазовской губ производилась объемным методом, по нижне-среднеюрским, неоком-аптским и альб-сеноманским отложениям — с учетом геологической аналогии по месторождениям сопредельной суши.

Оценка геологических ресурсов газа и конденсата по Обской и Тазовской губам производилась, главным образом, методом средних удельных плотностей, рассчитанных соответственно по нижне-среднеюрским, неоком-аптским и альб-сеноманским залежам в месторождениях на сопредельной суше.

Размеры предполагаемых залежей на акваториальных перспективных локальных структурах определялись по данным поисковой сейсморазведки МОВ и ОГТ с учетом данных бурения поисковых скважин на сопредельной суше (Адерпаютинская и Антипаютинская) или только по данным сейсморазведки. Надежность поисковой сейсморазведки в губах достаточно высокая, она обес-

* В акватории Тазовской губы залежь газа в сеноманских отложениях выявлена на Чуторьяхинской структуре.

печивает уверенные структурные построения по всем основным отражающим горизонтам, а также позволяет в ряде случаев определять положение ГАК в сеноманских отложениях.

По сеноманским залежам месторождений Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, Обское, Чугорьяхинское запасы газа уже учтены государственным балансом полезных ископаемых РФ в объеме 800 млрд. м^3 (по сумме категорий C_1+C_2).

Всего по рассматриваемому району прирост запасов газа до 2030 г. может составить 4,5 трлн. м^3.

Несмотря на благоприятные перспективы, при проведении ГРР, выявлении запасов и освоении месторождений возможны риски, обусловленные неполной или неоднозначной геолого-геофизической информацией. Основная степень неуверенности связывается с глинизацией сеноманских коллекторов и неоднородностью коллекторов в нижнемеловых и юрских отложениях, что может привести к ошибкам при определении эффективных газонасыщенных толщин, величин пористости и проницаемости коллекторов. Наличие областей неоднозначности может повлиять на достоверность величин фактических запасов газа и конденсата по рассматриваемым объектам и на условиях их разработки.

Принятые начальные дебиты газа изменяются в интервале значений от 800 тыс. м^3/сут до 1300 тыс. м^3/сут. Предполагается, что для обеспечения названных дебитов газа на месторождениях потребуется бурение скважин с горизонтальным стволом протяженностью 500—800 м.

Первоочередными для прогнозируемой промышленной разработки в рассматриваемом регионе являются: уже открытые месторождения Северо-Каменномысское, Каменномысское-море, прогнозные месторождения Адерпаютинское и Антипаютинское, обладающие наиболее крупными ресурсами газа и характеризующиеся более благоприятными геолого-промысловыми условиями его добычи.

Месторождения Северо-Каменномысское и Каменномысское-море планируется ввести в разработку к 2010-2015 гг., а месторождения-сателлиты Обское и Чугорьяхинское планируется ввести в разработку в 2017-2018 гг.

Адерпаютинское месторождение планируется ввести в промышленную разработку в 2020 г. Антипаютинское месторождение планируется ввести в промышленную разработку в 2024 г.

Всего по месторождениям в акваториях Обской и Тазовской губ накопленная добыча газа к концу 2030 г. может достигнуть 600-700 млрд. м^3.

Район Приямальского шельфа.

Весьма перспективен также Приямальский шельф Карского моря, на котором выявлены такие уникальные и крупные морские газоконденсатные месторождения, как Русановское, Ленинградское, и прибрежно-морские — Харасавейское и Крузенштернское.

В недрах этого шельфа сосредоточено более 40% от НСР УВ, оцененных на шельфе всех арктических морей России. В геологическом отношении Приямальский шельф расположен на морском продолжении Западно-Сибирской НГП и в своем геологическом строении обнаруживает сходство с сопредельными районами суши. К настоящему времени в большей его части

проведены региональные и поисковые геофизические исследования, в результате которых получены четкие представления об основных тектонических элементах, характере распространения и изменениях толщин различных комплексов в разрезе осадочных отложений и выявлено большое количество перспективных локальных структур — ловушек. Эта информация дополнена результатами бурения поисково-разведочных скважин на островах Свердруп и Белый, а также на структурах Русановская и Ленинградская. В разрезе последних выявлены промышленные скопления газа в сеноман-альбском и аптском комплексах и установлено наличие тех же региональных пород-покрышек, что и на сопредельной суше. Вместе с тем, по результатам испытания скважины, пробуренной на о. Белом, получен приток нефти из отложений баррема. Имеются различия и в продуктивности между Ленинградским и Русановским месторождениями. Так, на Ленинградском месторождении промышленно газоносны отложения сеномана-альба, а на Русановском — апта.

Иными словами, намечаются некоторые отличия в продуктивности отложений и в фазовом состоянии скоплений УВ по сравнению с сушей. Имеющиеся данные позволяют предполагать, что на южном шельфе Карского моря скопления нефти в сеноманских отложениях могут иметь большее развитие, чем на сопредельной суше. Прямую аналогию с сопредельной сушей можно распространить лишь на морские части месторождений Харасавэйское и Крузенштернское. Аналогию с месторождениями Русановское и Ленинградское можно проводить с западной частью Скуратовского вала. Перспективная структура Нярмейская расположена между Нурминским валом на суше и Русановско-Ленинградской зоной поднятий в море, поэтому необходимые параметры могут быть приняты как средние между этими участками. Наконец, Обручевская, Амдерминская и др. структуры, расположенные в пределах Обручевского выступа, могут быть оценены с параметрами сопредельной суши лишь условно, поскольку характеризуются конседиментационным развитием и, возможно, содержат скопления нефти в более молодых, чем на суше, отложениях.

Вышеизложенное свидетельствует, что локализованная прогнозная оценка перспективных структур в рассматриваемом районе характеризуется известной неопределенностью (рисками), связанной с недостатком информации о геологическом строении и пространственном распределении скоплений УВ по фазовому состоянию. Степень риска для структур, расположенных в мелководной прибрежной части шельфа, меньше, чем в более мористой его части.

Подготовку запасов предполагается завершить по Нярмейской структуре к 2010 г., по Скуратовской структуре — к 2015 г., по Русановскому, Ленинградскому месторождениям — к 2018 г., а по Крузенштерновскому и Харасавэйскому месторождениям — к 2008 г. Суммарный прирост запасов по всем перспективным объектам может достигнуть 7,6 трлн. м^3.

Выполненный во ВНИИГАЗе прогноз добычи газа по рассматриваемому району показал, что по Русановскому и Ленинградскому месторождениям она может быть начата в 2024–2025 гг., и к 2030 г. накопленная добыча там может составить 354 млрд. м^3.

По Харасавэйскому месторождению в акватории добыча газа предусматривается с 2021 г. и накопленная добыча может достигнуть к 2030 г. 400 млрд.м^3,

а по Крузенштернскому месторождению в акватории добыча может быть начата с 2020 г., и к 2030 г. накопленная добыча может составлять 212 млрд. м³. По прогнозируемым Нярмейскому и Скуратовскому месторождениям добыча может быть начата с 2023 г., и к 2030 г. накопленная добыча по этим объектам может составить 300 млрд. м³.

Всего по району Приямальского шельфа накопленная добыча газа к концу 2030 г. может достигнуть 1,26 трлн. м³.

Район Штокмановского ГКМ Баренцева моря.

Этот район включает три газоконденсатных месторождения — Штокмановское, Ледовое и Лудловское, а также шесть перспективных структур, в том числе такие крупные, как Ферсмановская и Демидовская, и более мелкие Зап. Штокмановская, Зап. Лудловская, Териберская, Терская. Основные перспективы этого района связаны с газоносностью пород юрской системы с общей толщиной до 1100 м, в среднем отделе которой и выявлены указанные выше месторождения. Следует отметить, что в восточном, южном и северных направлениях от перечисленных объектов среднеюрские отложения в значительной степени отсутствуют, а в северо-восточном направлении установлено сокращение количества продуктивных горизонтов от Штокмановского к Ледовому и Лудловскому месторождениям. На Штокмановском ГКМ открыто 5 газоконденсатных залежей в юрских отложениях, в пластах $Ю_0$ и $Ю_0^1$, $Ю_1$, $Ю_2$, $Ю_3$ (средняя юра). Этаж газоносности охватывает более 500 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина по продуктивным пластам составляет соответственно: по Юо — 62,5 м, по $Юо^1$ — 8,7 м, по $Ю_1$ — 61,1 м, по $Ю_2$ — 31,8 м, по $Ю_3$ — 21,1 м. Величины средней проницаемости продуктивных пластов по данным исследования керна составляют: $Ю_0$ — 600 мД, $Ю_1$ — 90 мД, $Ю_2$ — 270 мД, $Ю_3$ — 16 мД. Пластовые давления в залежах соответствуют гидростатическим и изменяются сверху по разрезу от 20 МПа ($Ю_0$) до 23,9 МПа ($Ю_3$). Величины пластовых температур по залежам закономерно изменяются в зависимости от глубины залегания от 51^0 С ($Ю_0$) до 60^0 С ($Ю_2$, $Ю_3$).

Газ всех залежей Штокмановского месторождения содержит конденсат. Потенциальное содержание стабильного конденсата составляет: $Ю_0$ — 5,3 г/м³, $Ю_1$ — 13,0 г/м³, $Ю_3$ — 14,1 г/м³.

Имеющиеся в настоящее время данные позволяют наметить тенденцию уменьшения толщины и ухудшения коллекторских свойств пласта $Ю_0$ в направлении выклинивания верхнеюрской глинистой покрышки. В том же направлении, т.е. к прибортовым частям бассейна осадконакопления, как показывает сейсморазведка МОВ ОГТ, увеличивается степень тектонической нарушенности этой покрышки.

Начальные суммарные ресурсы газа в недрах всего района оценены в объеме 7483 млрд. м³, в том числе в выявленных месторождениях общие запасы газа категории $С_1$ составляют 2708,23 млрд. м³, категории $С_2$ — 1130,34 млрд. м³. Ресурсы категории $С_3$ на Ферсмановской структуре оценены в 944,7 млрд. м³, а локализованные прогнозные ресурсы категории $Д_1$ по остальным восьми перспективным структурам оценены в 2700 млрд. м³.

Относительно скромная оценка локализованных прогнозных ресурсов газа объясняется, с одной стороны, существенным различием в величинах средней удельной плотности НСР газа по выявленным месторождениям (по

Штокмановскому — 4 млрд. м³/км², по Лудловскому — 0,9 млрд. м³/км², по Ледовому — 0,8 млрд. м³/км²), а с другой — недостаточной и неравномерной геофизической изученностью района.

Риск в геологическом строении и оценке локализованных прогнозных ресурсов газа может быть связан с неопределенностью в характере распространения в пределах района различных пластов — коллекторов, в содержании стабильного конденсата в газе, с невыявленным характером пространственного изменения ФЕС пород — коллекторов.

До 2030 г. поисково-разведочное бурение в рассматриваемом районе в целях подготовки запасов газа предполагается провести следующим образом.

В западной части Штокмановского ГКМ предполагается пробурить одну разведочную скважину и перевести запасы 668,94 млрд. м³ газа из категории C_2 в категорию C_1.

Кроме того, разведочное бурение с 2006 г. будет проводиться на Лудловском, а с 2008 г. — на Ледовом месторождениях, что позволит перевести запасы газа (соответственно 131 млрд. м³ и 330,4 млрд. м³) из категории C_2 в категорию C_1.

С 2008 г. намечено ввести в бурение Ферсмановскую структуру. В 2012 г. в поисковое бурение предполагается ввести Демидовскую, а с 2016 г. — Зап. Штокмановскую структуры. В 2021-2030 гг. предполагается опоисковать Зап. Лудловскую, Териберскую, Терскую структуры.

Общий прирост запасов газа за весь период до 2030 г. может достигнуть 2,18 трлн. м³.

Штокмановское ГКМ предусматривается ввести в разработку в 2010 г. с максимальным уровнем отбора газа — 69,3 млрд.м³/год. Ледовое и Лудловское месторождения и другие прогнозируемые месторождения района предполагается ввести в разработку за 2030 г.

Общая накопленная добыча газа по рассматриваемому району до 2030 г. (по Штокмановскому месторождению) может достигнуть 1,2 трлн. м³.

Восточный сектор Северного Ледовитого океана.

На шельфе моря Лаптевых за период 2016-2030 гг. предполагается провести поисковую сейсморазведку в северо-восточной части Хатангского залива и в зонах поднятий Минина и Трофимовского, а также пробурить первые скважины на выявленных локальных структурах в целях изучения их геологического строения и нефтегазоносности разреза. При этом должно учитываться, что по общегеологическим соображениям скопления газа наиболее вероятны в северной более мористой части шельфа.

На шельфе Восточно-Сибирского, Чукотского и Берингова морей до 2030 г. проведение ПРР не предусматривается.

Шельф Охотского моря.

Наиболее изучены в Охотоморском регионе суша и шельф острова Сахалин, где работы проводятся уже более 40 лет. Большинство месторождений выявлено на северо-восточном шельфе о. Сахалин, причем наиболее крупные по запасам зоны нефтегазонакопления (Чайвинская, Охотинская, Ныйская и др.) располагаются в центральной части Северо-Сахалинского прогиба. В течение 1986-1990 гг. ПРР выполнялись преимущественно на шельфе о. Сахалин, позволившие изучить его строение на глубинах моря от 15-20 до 200 м.

На шельфе северо-восточного Сахалина объем морских региональных геофизических исследований составляет: сейсморазведка — 54,0 тыс. пог. км и гравиразведка — 41,4 тыс. км². Эти работы были сосредоточены на северо-восточном шельфе Сахалина, в пределах Охотского моря, а также Западно-Камчатского и Восточно-Камчатского шельфа. Плотность сейсморазведки составляет 1,36 км/км², а бурения — 1,4 м/км². Поисково-разведочное бурение проводилось на 14 площадях (Пильтун-Астохская, Дагинская, Венинская, Лебяжинская, Гавриловская, Надеждинская и др.). Они представляют собой антиклинальные складки, интенсивно нарушенные сбросами. Введена в бурение крупная Борисовская структура, расположенная в пределах поднятия Беллинсгаузена на Пограничном участке шельфа. Всего здесь было открыто 9 месторождений: 7 нефтегазоконденсатных, 1 газоконденсатное и 1 газовое. Слабая и неравномерная геолого-геофизическая изученность региона в целом оказывает влияние как на достоверность прогнозной оценки нефтегазоносности его недр, так и на структуру НСР. Именно по этой причине имеет место весьма неравномерное географическое распределение НСР нефти и газа. Так, ресурсы категории $С_3$ оценены лишь в неогеновых отложениях на шельфе о. Сахалин и частично в палеогеновых отложениях на морском продолжении Западной Камчатки. В большинстве же районов Охотского моря нефтегазоносный потенциал осадочных и вулканогенно-осадочных разновозрастных отложений оценивался по категории $Д_2$.

Степень освоения НСР газа к настоящему времени составляет лишь порядка 2%, а объем наиболее достоверной части прогнозируемых ресурсов (категории $С_3$ и $Д_1$) недостаточен для развития сырьевой базы.

Практический интерес для дальнейших ПРР представляют Северо-Сахалинский, Магаданский и Западно-Камчатский шельфы Охотского моря.

Перспективные толщи присутствуют во всех стратиграфических интервалах разреза, включая верхнемеловые, которые входят в состав осадочного чехла рассматриваемых бассейнов. Типы природных резервуаров: пластовый, массивно-пластовый, массивный и линзовидный. Флюидоупорами являются пласты и пачки глинистых пород с прослоями алеврито-песчаных пород. Проницаемые комплексы представлены алеврито-песчаными и туфокластическими породами с поровым типом коллектора, реже кремнистыми аргиллитами с порово-трещинным типом коллектора. Ловушки представлены широким спектром морфогенетических типов: сводовые, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные. Первые два типа преобладают на всех участках шельфа.

В настоящее время в акваториальной части Охотоморского бассейна выявлено свыше 300 ловушек, в основном антиклинального типа.

Характерной особенностью северного шельфа Охотского моря является низкая доля в его площади и, соответственно, в ресурсах нефти и газа мелководной части с глубинами моря до 50 м. Среди перспективных участков шельфа мелководье наиболее заметно только на Северо-Сахалинском шельфе, где с ним связано около 60% ресурсов УВ. На Хабаровском и Магаданском участках преобладающая часть ресурсов УВ (более 90%) связана с глубинами моря более 100 м, на Западно-Камчатском — с глубинами 50-200 м (65%). В то же время именно на этих шельфах Охотского моря сосредоточена

большая часть (около 80%) начальных суммарных ресурсов УВ регионов, которые и будут составлять главное направление поисково-разведочных работ на нефть и газ.

На ближайшую перспективу источником пополнения сырьевой базы являются ресурсы Северо-Сахалинского шельфа и Пограничного участка Южно-Сахалинского шельфа и Хабаровского, Магаданского Камчатского шельфов.

Первоочередными объектами проведения ГРР на шельфе Охотского моря являются Астрахановская, Северо-Астрахановская, Южно-Киринская, Мингинская структуры, расположенные в пределах Сахалинской НГО.

Общий прирост запасов газа за период до 2030 г. на шельфе Охотского моря может составить до 1,0 трлн. м^3.

Разведанные запасы и перспективные ресурсы УВ на шельфе Сахалина позволяют прогнозировать добычу газа на уровне 20-30 млрд. м^3 в год. Средний коэффициент извлечения газа — 0,80.

В рамках реализации только двух сахалинских проектов («Сахалин-1» и «Сахалин-2»), объединяющих пять крупных нефтегазовых месторождений на северо-восточном участке шельфа, предусматривается к 2030 г. добыть более 700 млрд. м^3 газа.

Российский шельф Каспийского моря.

Каспийский регион является перспективным регионом европейской части России, где следует ожидать открытия крупных скоплений УВ. Потенциальные ресурсы этого региона являются стратегическим резервом наращивания добычи УВ XXI века. На ближайшее время наиболее перспективными, с точки зрения реализации программы геологоразведочных работ на газ, подготовки ресурсов газа и последующего их освоения, является шельф Северного Каспия.

Основные перспективы северного сектора Каспийского моря связываются с отложениями юры и мела. Промышленная нефтегазоносность этих отложений в акватории Северного Каспия уже установлена на лицензионном участке ООО «Лукойл». Здесь в пределах Ракушечно-Широтного и Хвалынского валов выявлены пять многопластовых месторождений: нефтегазоносные — Ракушечное, им. Ю. Корчагина, «170 км», газоконденсатные — Хвалынское и Сарматское. По материалам ГИС на месторождении им. Ю. Корчагина предполагается газоносность и отложений палеогена.

Разведанные запасы свободного газа более чем в 6 раз превышают разведанные извлекаемые запасы нефти. На базе уже открытых месторождений реально формирование уже в ближайшем будущем нового нефтегазодобывающего района Северного Каспия.

На период 2030 года основной задачей в акватории Северного Каспия будет являться продолжение поисково-разведочных работ в пределах Ракушечно-Широтного и Хвалынского валов с целью подготовки к освоению запасов выявленных месторождений и опоискования новых перспективных структур.

Общий прирост запасов газа за 2001-2030 гг. по объектам Северного Каспия может составить 600-800 млрд. м^3.

Возможные уровни добычи газа на шельфе Каспийского моря к 2030 году могут составить 10-15 млрд. м^3. Всего накопленная добыча газа на шельфе Каспийского моря к 2030 году может достигнуть 150-200 млрд. м^3.

Российский шельф Черного моря.

Геолого-геофизическая изученность российской части Черного моря еще низкая и весьма неравномерная. Относительно детально изучен сейсморазведкой лишь Таманский шельф. В результате проведенных сейсморазведочных работ здесь в верхней части осадочного чехла были выявлены антиклинальные зоны северо-западного простирания, ступенчато погружающиеся к центральной части Керченско-Таманского прогиба. В их пределах по кровле майкопским отложениям закартировано 20 локальных поднятий. Глубины моря в пределах Керченско-Таманского шельфа не превышают 50 м.

Перспективы нефтегазоносности Керченско-Таманского шельфа, по аналогии с сопредельной сушей, связываются с карбонатными отложениями верхнего мела, с терригенными отложениями палеогена (с верхней частью майкопского комплекса) и с отложениями неогена.

В качестве первоочередных объектов работ на Керченско-Таманском шельфе на период до 2030 г. рассматриваются перспективные структуры Пионерская и Вольского. Здесь планируется открытие залежей газа и нефти.

В глубоководной части Черного моря, к юго-востоку от Керченско-Таманского шельфа, в прикавказской акватории имеются два перспективных в отношении нефтегазоносности участка — Туапсинский прогиб и вал Шатского. В пределах Туапсинского прогиба сейсморазведочными работами выявлено крупное поднятие Паласса, где в отложениях мела — верхней юры прогнозируются рифовые массивы. Глубины моря в пределах поднятия Паласса до 800 м. В пределах вала Шатского глубины моря до 2000 м и более.

В глубоководной части Черного моря предполагается преимущественно нефтенасыщение перспективного разреза. В качестве перспективного объекта, где возможно получение значимого прироста запасов газа, может быть выделено поднятие Паласса.

Общий прирост запасов газа до 2030 года по объектам Керченско-Таманского шельфа может составить 24 млрд. м^3, по объектам глубоководной части Черного моря (по структуре Паласса) — до 112 млрд. м^3. Следует указать, что в связи с отсутствием к настоящему времени данных о продуктивности глубоководной части шельфа Черного моря имеет место неопределенность прогнозной оценки ресурсов этого участка и, следовательно, ожидаемых приростов запасов газа.

Возможные уровни добычи газа на шельфе Черного моря к 2030 г. могут составить 0,5-1,5 млрд. м^3.Всего накопленная добыча газа на шельфе Черного моря к 2030 г. может достигнуть 20-25 млрд. м^3.

Российский шельф Азовского моря.

Промышленная газоносность в акватории Азовского моря к настоящему времени установлена в регионально продуктивных отложениях неогена (залежи газа выявлены в отложениях чокракского, караганского горизонтов тортонского яруса, в отложениях сарматского, меотического ярусов среднего-верхнего миоцена), в отложениях палеогена (в майкопском комплексе) и в отложениях нижнего мела (на месторождении Бейсугское). Всего в российском секторе было опоисковано 9 структур. В результате проведенных работ открыто и поставлено на государственный баланс три газовых месторождения — Бейсугское, Западно-Бейсугское, Октябрьское. Все открытые

месторождения по запасам мелкие. Бейсугское месторождение находится в разработке.

Основные перспективы выявления новых месторождений газа связываются, в основном, с отложениями неогена, палеогена и мела. Определенный интерес представляют и отложения юрско-триасового комплекса и палеозоя. В отложениях палеозоя по материалам сейсморазведочных работ последних лет на отдельных участках шельфа (Высокосный, Палеозойский участки) предполагается развитие ловушек рифового типа.

В качестве первоочередных объектов работ на период до 2030 года, на которых планируется получение приростов запасов газа, рассматриваются перспективные структуры Темрюкского залива (Геленджикская, Прибрежная-море, Апрелевская — все они планируются к опоискованию по отложениям неогена и палеогена), предполагаемые рифовые постройки палеозойского возраста в пределах Палеозойского участка (в западной российской части Азовского вала). Планируется проведение поисковых работ и на перспективных структурах в ареале Бейсугского месторождения (планируются к опоискованию по отложениям неогена, палеогена, мела).

Общий прирост запасов газа до 2030 года по объектам Темрюкского залива может составить до 30 млрд. м^3, по объектам Палеозойского участка — до 50 млрд. м^3. Следует указать, что в связи с отсутствием к настоящему времени данных о продуктивности палеозойских отложений в акватории Азовского моря и на сопредельной суше, по этому комплексу имеет место неопределенность прогнозной оценки ресурсов и, следовательно, ожидаемых приростов запасов газа.

Возможные уровни добычи газа на шельфе Азовского моря к 2030 году могут составить 1-2 млрд. м^3. Всего накопленная добыча газа на шельфе Азовского моря к 2030 году может достигнуть 20 млрд. м^3.

6.2.2. Прогноз развития сырьевой базы в период 2031-2100 гг.

В дальней перспективе с 2031 по 2100 гг. работы по выявлению и освоению ресурсов газа и нефти на шельфе перспективных морей России еще более расширяются, ибо к этому времени восполнение промышленных запасов и разработка УВ-месторождений на суше уже резко сократятся. Однако расширение работ в море возможно только при условии создания отечественных и приобретения зарубежных технических средств и технологий. Поэтому уже в ближайшее тридцатилетие необходимо интенсифицировать их разработку и создание, причем с учетом возможного проведения работ и на континентальном склоне.

В отношении морских ПРР на эту дальнюю перспективу можно высказать лишь общие соображения.

В частности, в наиболее перспективных арктических морях страны вероятнее всего поисково-разведочные работы будут развиваться по следующему сценарию:

- В Баренцевом море будет продолжено геолого-геофизическое изучение Южной и Северо-Баренцевских впадин и Центрально-Баренцевской зоны

поднятий (в том числе и зоны спорной юрисдикции). В результате этих работ предполагается выявление новых, перспективных локальных структур и месторождений УВ. При этом в Южно-Баренцевской впадине и сопредельных участках Центрально-Баренцевской зоны поднятий выявление новых месторождений можно ожидать в палеозойских отложениях, а в Северо-Баренцевской — в мезозойских отложениях (вероятно, в стратиграфическом диапазоне от нижнемеловых до триасовых включительно). В примыкающей к этой впадине части Центрально-Баренцевской зоны поднятий могут быть обнаружены скопления УВ в пермо-триасовых отложениях.

■ В Карском море должны быть завершены поисковые геолого-геофизические работы в Южно-Карской впадине и продолжены в Северо-Карской впадине. В результате этих работ будут уточнены представления о геологическом строении и нефтегазоносности разреза осадочных отложений, о распространении регионально-перспективных комплексов и слабопроницаемых пород-покрышек, а также выявлены новые перспективные локальные структуры-ловушки. По общегеологическим соображениям в этих районах можно предполагать более широкое распространение скоплений нефти, причем в более молодых отложениях, чем на суше Западно-Сибирской НГП. Об этом свидетельствует анализ геологически сходных зарубежных арктических нефтегазоносных бассейнов (например, бассейны залива Кука и Арктического склона Аляски), где скопления нефти установлены в отложениях сеномана. Новые месторождения УВ могут быть выявлены преимущественно в мезозойском комплексе отложений (от сеноманских до юрских включительно), но в Северо-Карской впадине возможно обнаружение скоплений УВ и в пермо-триасовых отложениях.

■ В море Лаптевых предполагается расширение ПРР в силу того, что недра шельфа этой акватории могут содержать значительные скопления нефти. Месторождения газа наиболее вероятны в северной части шельфа Лаптевской плиты и верхней зоне континентального склона. При этом на большей части шельфа основные перспективы связываются с отложениями венда, нижнего кембрия, а также перми и карбона. Однако в северной и восточной частях акваторий имеется основание предполагать перспективность также юрских, меловых и палеогеновых отложений. Уместно отметить, что недра моря Лаптевых представляются значительно более перспективными, нежели недра Лено-Анабарской НГО на сопредельной суше. Поэтому, несмотря на более суровые, чем в Баренцевом и Карском морях, природно-климатические и ледовые условия, проведение в рассматриваемой акватории поисково-разведочных работ представляется целесообразным.

■ На шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей в рассматриваемый период предполагается не только завершение региональных работ, включая параметрическое бурение и бурение единичных скважин на наиболее крупных локальных поднятиях, но и комплексная их оценка в целях обоснования целесообразности и очередности проведения работ по подготовке сырьевой базы газа. Эта работа может завершиться, видимо, не ранее середины рассматриваемого периода, т.е. к 2075 г. Реализация целенаправленных ПРР в рассматриваемых акваториях в значительной степени зависит от необходимых технических средств и создания баз на берегу. Все это тоже требует значительных сил, средств

и времени. Можно лишь надеяться, что за последнюю четверть века и в этих районах будут выявлены месторождения УВ, и скорее всего в таких зонах поднятий, как северная седловина, свод Де-Лонга, Северо-Сибирское, Северное поднятие, Восточно-Сибирская зона поднятий и Чукотско-Аляскинская седловина. Основные перспективы в этих районах связываются с каменноугольными, пермскими, триасовыми, юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. Следует напомнить, что морские Северо-Чукотский и Южно-Чукотский участки уже выделялись в качестве тендерных при организации конкурсов на акватории дальневосточных морей. Однако практического интереса и спроса они пока не нашли, т.к. в этих бассейнах очень низкая геофизическая изученность недр и отсутствуют данные бурения хотя бы единичных скважин.

■ В Беринговом море в течение рассматриваемого периода предполагается проведение поисково-разведочного бурения на локальных структурах, выявленных на морском продолжении Анадырской впадины. Основные перспективы нефтеносности здесь связываются с палеогеновыми, а газоносности — с верхнемеловыми отложениями. В более мористых участках шельфа — в российской части Наваринского прогиба предполагается газоносность неогеновых отложений, хотя в американской части этого прогиба их продуктивность при бурении более 20 скважин не доказана.

В целом в недрах этой акватории обнаружение крупных месторождений газа не прогнозируется.

■ В Охотском море будут продолжены поисковые работы на Западно-Камчатском, Магаданском и Хабаровском шельфе. В их пределах выявлено большое количество перспективных локальных структур, и в них прогнозируются преимущественно газовые и газоконденсатные скопления. Основными перспективными отложениями являются верхнемеловые, палеогеновые и неогеновые.

Практический интерес представляют, прежде всего, локальные структуры-ловушки в северных частях Северо-Охотского и Западно-Камчатского шельфа, т.к. они расположены в дельте палеореки Пенжина. Скопления газа могут быть обнаружены также в верхнемеловых отложениях на погребенном поднятии Витязь в северной российской части Японского моря.

Нет сомнения в том, что поисково-разведочные работы, проведенные за рассматриваемый период в Охотском море, позволят в значительной степени обеспечить потребности южной зоны Дальневосточного региона в газе.

■ На российском шельфе Каспия в рассматриваемый период работы по выявлению месторождений газа, конденсата и нефти будут завершены. Освоение месторождений в этой части акватории сможет существенно помочь в обеспечении потребности сопредельных сухопутных районов в газе.

Таким образом, можно утверждать, что недра шельфа представляют собой реальный и безальтернативный резерв для восполнения промышленных запасов и развития добычи газа в стране в XXI веке.

Всего в течение XXI в. предполагается разведать на шельфе России 41 трлн. м^3 газа, в т.ч. в период 2001-2030 гг. — 16,25 трлн. м^3 и в последующий период — 24,75 трлн. м^3 (*табл. 6.14*). Наибольший суммарный прирост разведанных запасов газа прогнозируется в Карском (20 трлн. м^3), Баренцевом (12,5 трлн. м^3) и Охотском (5,5 трлн. м^3) морях. Прогнозируемые приросты

промышленных запасов обеспечены объемом неразведанных запасов. Показанная в таблице высокая степень разведанности НСР газа в Охотском море связана с занижением оценки неразведанных ресурсов в этой акватории и прогнозом дополнительных резервов в мезозойском комплексе, не получившем должной оценки в связи со слабой изученностью.

За XXI в. прогнозируется суммарная добыча газа на шельфах в объеме 20,5 трлн. м³, в т.ч. в период 2001-2030 гг. — 4,1 трлн. м³, наибольший объем добычи за весь XXI в. ожидается в акваториях Карского (11,9 трлн. м³) и Баренцева (5,6 трлн. м³) морей (*табл. 6.11*).

Максимальный годовой уровень добычи природного газа на шельфе прогнозируется в середине века, в 2050-2060 гг., — 280 млрд. м³ с последующим снижением до 170 млрд. м³ в год к концу века *(табл. 6.11)*. Максимальный уровень по Баренцеву морю прогнозируется в 2030 г. (69,3 млрд. м³), по Карскому морю в 2050-2060 гг. (195 млрд. м³), по Охотскому морю в конце века (30 млрд. м³).

Разведанность НСР газа (по существующей ныне оценке ресурсов) по шельфам России достигнет на рубеже XXI и XXII вв. 61%. Возможности развития сырьевой базы газодобычи во внутренних морях за пределами XXI в. будут исчерпаны, а в западном секторе арктического шельфа и в Охотском море будут резко сокращены.

Возможности восточных арктических морей в части прироста запасов и вклада в добычу газа оценены условно и весьма осторожно.

Прогнозируется переход в XXII в. разведанных запасов газа на шельфах в объеме 24,2 трлн. м³.

6.3. РАЗВИТИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ДОБЫЧИ ГАЗА ПО РОССИИ В ЦЕЛОМ

В целом по России в XXI веке прогнозируется прирост запасов газа промышленных категорий в объеме 71,9 трлн. м³. В период до 2031 г. должно быть приращено 33,0 трлн. м³, в том числе по районам суши 17,6 трлн. м³ и по шельфам 15,4 трлн. м³ *(табл. 6.12)*. За пределами 2030 г. в приростах запасов газа будут первенствовать акватории. Всего на суше за 100 лет прогнозируется прирост в 30,9 трлн. м³, на шельфе — 41 трлн. м³. Разведанность начальных суммарных ресурсов газа составит в целом по России 50,9%.

За столетний период суммарная добыча газа должна составить 67,3 трлн. м³. Из них добыча 2000-2030 гг. — 24,6 трлн. м³, добыча 2031-2060 гг. — 21,5 трлн. м³, и последний сорокалетний период — 21,2 трлн. м³ (*табл. 6.12*). Из 67,3 трлн. м³ суммарной добычи за век на сушу приходится 46,8 трлн. м³ и на акватории — 20,5 трлн. м³.

Годовые уровни добычи природного газа в целом по России будут возрастать, по крайней мере, до 2030 г. Энергетической стратегией России предусматриваются уровни добычи газа в 2020 г. 685-700 млрд. м³. Уровни добычи газа в 2030 г. разными прогнозистами указываются различными: от 830-840 млрд. м³ до 635-735 млрд. м³ (А.Э. Конторович и др.).

Приведенные выше прогнозные показатели ресурсов природного газа рассчитаны для варианта достижения в 2030 г. уровня добычи 838 млрд. м³/год, который отражает возможности по состоянию разведанных запасов в период до 2030 г. и может считаться оптимистичным.

За пределами 2030 г. наиболее вероятно снижение уровня добычи природного газа на суше России. На шельфе прогнозируется рост добычи, по крайней мере, до 2040 г., однако этот рост не сможет компенсировать падения на суше. Уровень годовой добычи газа по России в целом в 2100 г. прогнозируется в 350–360 млрд. м³.

До 2007 г. рост добычи возможен за счет уже введенных в разработку месторождений, считая и новые залежи на этих месторождениях. С 2008 г. необходим ввод в разработку новых районов, и первыми на очереди — месторождения п-ва Ямал, Обской и Тазовской губ.

Учитывая принципиальное разделение газовых потоков на западный (внутреннее потребление и экспорт в Европу), включающий добычу Западной Сибири, Европейской части, Баренцева и Карского морей, и восточный (преимущественно экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, включающий добычу Восточной Сибири, Дальнего Востока, восточного сектора арктического шельфа Охотского моря и о. Сахалин), приведены прогнозные уровни добычи газа раздельно по западному и восточному потокам. Максимальный уровень по западному потоку прогнозируется в 2030 г. (786 млрд. м³). Максимальный уровень добычи по восточному потоку (102 млрд. м³) будет достигнут в конце века *(табл. 6.13)*.

На XXII век должны перейти крупные объемы разведанных запасов газа — 52,5 трлн. м³, что существенно выше объема разведанных запасов на начало XXI в. Однако такой большой валовый объем геологических запасов не может рассматриваться как основа для прогнозирования высоких уровней добычи. Запасы газа традиционно учитываются с коэффициентом извлечения 100 %, что не соответствует реальности (реальные коэффициенты газоизвлечения составляют 0,9-0,6). За вековой период отбора запасов на балансе будет накоплено 25-27 трлн.м³ запасов неизвлекаемых известными ныне технологиями, а в остающемся объеме извлекаемого газа существенную роль будут играть запасы низконапорного газа с низкими годовыми темпами отбора. Суммарная степень выработанности начальных разведанных запасов на рубеже XXI и XXII вв. составит 40%. По суше выработанность запасов составит около 60,3%, по шельфу — около 67,6%. Этот показатель позволяет предполагать, что при прогнозируемых приростах и отборах запасов газа за XXI в. со стабильной добычей реально могут перейти в XXII в. районы суши и акватории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Принимая во внимание степень выработанности запасов газа Запада России (включая Западную Сибирь и Карское море), прогрессирующее ухудшение геолого-промыслового качества приростов запасов в течение XXI в., следует предполагать снижение темпов отбора запасов за столетний период в этой части России не менее чем в 3 раза.

Таблица 6.1

Прогноз выработанности запасов газа к 2031 г. по основным газодобывающим районам России без приростов в 2001-2030 гг. (суша), млрд. м³

	2001 г.			Добыча 2001-2030 гг.	Остаток $A+A+C_1$ на 1.01.31		Выработанность $\frac{Q}{Q+ABC_1}\cdot 100\%$			
	Q накопл.	$A+B+C_1$ 2001 г.					КИГ-1		КИГ-0,85	
		КИГ-1	КИГ-0,85		КИГ-1	КИГ-0,85	2001	2031	2001	2031
Россия	**12400**	**44195**	**35700**	**20265**	**23930**	**15495**	**22**	**58**	**26**	**68**
Северный	400	650	433	196	454	297	38	5,7	48	67
Северо-Кавказский	675	320	171	96	224	75	67	77	80	91
Поволжский	270	2800	2340	315	2485	2025	9	19	10	22
Уральский	1050	1160	832	338	822	494	47	62	56	74
Зап.-Сибирский	9900	37100	30100	18700	18400	11400	21	61	25	72
НТП	9500	24000	20330	15000	9000	5330	28	73	32	82
в т.ч. сеноман	8880	17000	13120	13000	4000	120	34	85	40	99
Ямал		10440	8870	3500	6940	5370	—	50	—	65
в т.ч. сеноман	—	2640	2244	1500	1140	744	—	57	—	67
Гыдан	—	1060	900	200	860	700	—	23	—	29
в т.ч. сеноман	—	360	306	200	160	106	—	56	—	65
Восточно-Сибирский + Якутия	68	2070	1750	560	1510	1190	3	9	4	35
Дальневосточный - без Якутии	40	95	74	60	35	14	30	74	35	88

КИГ - коэффициент извлечения газа

Таблица 6.2

Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа в России и крупных регионах в XXI веке (суша), млрд. м³

	2001 г.			Добыча				$C_2C_3Д_1Д_2$		Приросты				$A+B+C_1$			Разведанность $\frac{Q+A+B+C_1}{НСР} \cdot 100\%$
	Q нак.	$A+B+C_1$	НСР	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	Активные	Всего	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	2031	2061	2100	
Россия	**12400**	**44195**	**160312**	**20105**	**15450**	**11300**	**46855**	**30530**	**103717**	**17600**	**7650**	**5660**	**30910**	**41690**	**33890**	**28250**	**54,6**
Северный	400	650	2396	196	150	100	446	330	1350	100	90	100	290	554	494	494	55,9
Северо-Кавказский	675	320	2024	96	50	50	196	290	1030	80	60	60	200	304	314	324	59
Поволжский	270	2800	10224	315	500	500	1315	2180	7150	1000	1000	900	2900	3485	3985	4385	58,4
Уральский	1050	1160	3655	338	200	200	738	470	1445	300	100	100	500	1122	1022	922	74
Западно-Сибирский	9900	37100	97820	17700	13500	8800	40000	17100	50820	10000	4500	2900	17400	29400	20400	14500	66
в том числе НПТ	9500	24000	64180	14000	8000	5300	27300	10100	30680	6000	2000	1000	9000	16000	10000	5700	76,6
Ямальский	—	10440	20750	3500	4000	1500	9000	4500	10310	2560	1000	900	4460	9500	6500	5900	71,8
Гыданский	—	1060	9700	200	1500	2000	3700	2500	8640	1440	1500	1000	3940	2300	2300	1300	52
В. Сибирский	65	2070	42477	1400	1000	1600	4000	9800	40342	6000	1800	1500	9300	6670	7470	7370	27
Д. Восточный	40	95	1716	60	50	50	160	360	1580	120	100	100	320	155	205	255	26,5

Таблица 6.3

Основные показатели развития сырьевой базы Северных районов в европейской части России (НСР – 2396 млрд. м³)

Периоды, показатели	1935-1950	1951-160	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторождений, шт.	6	5	11	11	8	3	50	50	59
Запасы (прирост), млрд. м³	22	9,6	546,1	434	15,3	0,6	100	90	100
Средние запасы, млрд. м³	3,7	1,9	49,6	39,5	1,9	0,2	2	1,8	1,7
Начальные запасы ($A+B+C_1$), млрд. м³	22	31,6	577,7	1011,7	1027	1027,6	1127	1227	1317
Накопленная добыча, млрд. м³	5,0	17,0	28,0	190,0	355,9	402	598	748	848
Выработанность, %	77	89	65	39	38	38	52	56	59
Разведанность НСР, %	—	0,01	24	42,8	42,8	42,9	47	51	55
Число скважин							235	235	276
Средняя глубина скв., м.							3000	3200	3400
Объем бурения, тыс. м.							705	752	940
Эффективность, тыс. м³/м							142	120	106

Таблица 6.4

Основные показатели развития сырьевой базы Северного Кавказа до конца XXI века

	1940-1955	1956-1960	1961-1965	1966-1970	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторождений	28	26	31	20	14	13	10	17	19	6	110	125	200
Нач. запасы месторождений, млрд. $м^3$	366	347,2	64,5	38	19,2	67,1	16,5	14,1	2,3	5	100	100	160
Средние запасы одного м-ния, млрд. $м^3$	13,1	13,4	2,1	1,9	1,4	5,2	1,6	0,8	0,12	0,8	0,9	0,8	0,8
Отобрано из м-ний до 2001 г.	272	316,9	50,4	9,2	4,2	12,1	3,0	1,5	0,6	0,4	50	50	80
Начальные запасы региона (на конец периода)	366,0	713,2	777,7	815,7	834,9	902,0	918,5	932,6	934,9	940	1100	1200	1360
Накопленная добыча	—	13	160	381,4	521,7	586,5	624	639	650	670	720	770	850
Выработанность $\frac{Q}{q+A+B+C_1} \cdot 100\%$	—	0,02	20	41	56	61	64	65	65	68	66	65	63
Разведанность $\frac{Q+A+B+C_1}{НСР} \cdot 100\%$	18	35	38	40	41	44	45	46	46	46	54	59	67
Средние глубины скв., м											3500	3800	4000
Объем бурения, тыс. м.											1800	2200	3760
Эффективность, тыс. м/м											56	45	42

Таблица 6.5

Основные показатели развития сырьевой базы Уральского региона

Периоды / показатели	1937-1950	1951-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2030	2031-2060	2060-2100
Число месторождений	3	26	39	19	15	1	150	56	64
Начальные запасы м-ний, млрд. $м^3$	4,3	34,5	1971	40,8	38,8	2,2	300	100	100
Средние запасы м-ния	1,4	1,3	50,5	2,1	2,6	2,2	2	1,8	1,6
Отобрано из м-ния до 2000 г., млрд. $м^3$	3	12	1037	1,7	5,3	—	—	—	—
Начальные запасы, млрд. $м^3$	4	30	1235	1728	1940	2190	2490	2590	2690
Накопленная добыча	3	16	23,6	267,3	520	1060	1398	1448	1500
Выработанность $\frac{Q}{Q+A+B+C_1} \cdot 100\ \%$	—	—	2	15	27	48	56	6	56
Разведанность $\frac{Q+A+B+C_1}{НСР} \cdot 100\%$	0,1	0,8	34	47	53	60	68	71	74
Число скважин							700	260	290
Средние глубины скважин (h)							4000	4200	4500
Объем бурения (Б)							2800	1100	1300
Эффективность (Э)							106	91	77

Таблица 6.6

Основные показатели развития сырьевой базы в Надым-Пур-Тазовском районе ЯНАО
(НСР – 64180 млрд. м³, в т.ч. Сеноман – 39505 млрд. м³)

Периоды / показатели	1962-1965	1966-1970	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторожд., шт.	3	15	8	16	12	31	5	7	750	500	500
Запасы месторожд., млрд. м³	4014	22925	1360	1057	818	765	46	54	6000	2000	1000
Средние запасы, млрд. м³	1338	1528	170	66	68	25	9	8	8	4	2
Нач. запасы ($A+B+C_1$), млрд. м³ (на конец периода)	4014	26939	28299	29356	30174	30939	30985	31039	46039	48039	49039
Накопленная добыча, млрд. м³	—	32,7	126,5	612,3	1937,6	4373,6	6982,6	9622,6	24622,6	28622,6	31622,6
Выработанность, %	—	0,1	0,4	2	6	14	22	31	53	60	66
Разведанность НСР, %	6,2	42	45,7	47	48,2	48,3	48,4	48,4	71,7	74	76
в т.ч. сеноманском компл.								61			
Число скважин									3800	4700	2340
Средние глубины, скв. м.									3000	3500	3500
Объем бурения, тыс. м.									11400	16500	8200
Эффективность									526	121	121

Таблица 6.7

Основные показатели развития сырьевой базы полуострова Ямал
(НСР – 20750 млрд. м³, в т.ч. Сеноман – 6000 млрд. м³)

Периоды / показатели	1962-1965	1966-1970	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторождений, шт.	1	2	5	3	6	8	1	—	300	250	360
Запасы месторождений, млрд. м³	211	454,7	6753,8	1034,5	1330,3	814	1,7	—	2500	1000	900
Средние запасы, млрд. м³	211	227	1350	345	221	102	1,7	—	8	4	2,5
Начальные запасы ($A+B+C_1$), млрд. м³	211	665	7419,5	8454	9784,3	10598,3	10600	10600	13100	14100	15000
Накопленная добыча, млрд. м³	—	12			12,1	12,1	12,1	12,1	3512	7512	9012
Выработанность, %	—	—	—	—	—	—	—	—	27	53	60
Разведанность НСР, %	1	3,2	36	41	47	51	51	51	63	68	72
Сеном. комплекс								41,5			
Число скважин									140	1170	1430
Средняя глубина Скважин, м									3000	3500	3500
Объем бурения, тыс. м.									430	4100	5900
Эффективность, тыс. м³/м									581	244	152

Таблица 6.8

Основные показатели развития сырьевой базы полуострова Гыдан
(НСР – 9700 млрд. м³, Сеноман – 2600 млрд. м³)

Периоды / показатели	1971-1975	1976-1980	1981-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторождений шт.	1	3	1	3	4	—	50	100	166
Запасы мест-ий млрд. м³	142	687	51	97,4	6,7	—	1440	1500	1000
Среднис запасы млрд. м³	142	229	51	32	1,7	—	27	15	6
Начальные запасы (A+B+C₁) млрд. м³	142	905	956	1053	1060	1060	2500	4000	5000
Накопленная добыча млрд. м³	—	—	—	—	—	—	200	1700	3700
Выработанность %	—	—	—	—	—	—	10	25	36
Разведанность НСР %	1,5	3,8	4,4	5,3	5,4	5,4	20,3	41	52
Сеноман						13,2			
Число скважин							64	120	128
Средние глубины скв. м.							2500	3000	3500
Объем бурения тыс. м.							160	360	450
Эффективность тыс. м³/м							900	416	222

Таблица 6.9

Основные показатели развития сырьевой базы Восточной Сибири (включая Якутию)
(НСР – 42477 млрд. м³, Таймырский – 11280 млрд. м³)

Периоды / показатели	1951-1960	1961-1970	1971-1980	1981-1990	1991-2000	2001-2030	2031-2060	2061-2100
Число месторождений, шт.	1	7	12	20	6	60	90	150
Запасы (прирост), млрд. м³	2,3	421,8	437	924,7	21,7	6000	1800	1500
Средние запасы, млрд. м³	2,3	52,7	36,4	46,2	3,6	100	20	10
Начальные запасы ($A+B+C_1$), млрд. м³	2,3	424,1	861,1	1785,8	1807,5	7807,5	9607,5	11107,5
Накопленная добыча, млрд. м³	1,5	32	32,6	33,2	33,5	1433,5	2433,5	4033,5
Выработанность, %								
Разведанность НСР, % Число скважин Средняя глубина скв., м. Объем бурения, тыс. м. Эффективность, тыс. м³/м	—	1	3	6	6	18 720 2000 1440 416	23 750 2500 1875 133	26 600 3000 1800 111

Таблица 6.10

Добыча природного газа России (суша) в XXI веке (млрд. м³)

	2000	2015	2030	2045	2060	2075	2090	2100
Северный	3,4	7	7	6	4	2	2	2
Северо-Кавказский	3,4	1	1	1	1	1	1	1
Поволжский	8,5	10	12	4	20	20	20	20
Уральский	27,0	14	6	4	3	2	2	2
Западно-Сибирский	530	590	590	500	350	230	140	100
в т.ч. Надым-Пур-Тазовский	530	500	310	230	150	80	60	40
Ямальский	—	90	250	220	150	100	40	30
Гыданский	—	—	30	50	50	50	40	30
Восточно-Сибирский	0,1	18,7	40	50	60	60	60	60
Дальневосточный	1,8	2,0	2	2	2	2	2	2
Всего суша	574,2	643	658	581	440	317	227	187

Таблица 6.11

Добыча природного газа на шельфе России в XXI веке (млрд. м³)

Моря	2000	2015	2030	2045	2060	2075
Баренцево	—	46,2	69,3	60	50	50
Карское	—	43,8	90,7	140	195	145
Охотское	—	10,0	10	20	20	20
Восточно-Арктические моря	—	—	—	—	10	10
Южные моря	—	10,0	10	10	5	5
Всего шельф	—	110	180	230	280	230

Таблица 6.12

Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа в России в XXI веке (млрд. м³)

	2001 г			Добыча по крупным периодам				Неразведанные ресурсы		Прирост запасов C_1 по крупным периодам				Прогнозируемое состояние запасов $A+B+C_1$			Разведанность % $\frac{Q+A+B+C_1}{НСР}$
	Q накоп.	$A+B+C_1$	НСР	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	Активные	Всего	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	2031	2061	2100	
Суша	12400	44195	160312	20105	15450	11300	46855	30530	107003	17600	7650	5660	30910	41690	33890	28250	54,6
Шельф	—	3711	75827	4100	6450	9950	20500	18200	69689	16250	13750	11000	41000	15861	23161	24211	59,0
Всего	12400	47906	236139	24205	21900	21250	67355	48730	176692	33850	21400	16660	71910	57551	57051	52461	50,7

Таблица 6.13

Прогноз годовых уровней добычи газа в России в XXI веке (млрд. м³)

	2000 г.	2015 г.	2030 г.	2045 г.	2060 г.	2075 г.	2090 г.	2100 г.
Запад России	572,3	722	786	739	628	455	335	255
в т. ч. суша	572,3	622	616	529	378	255	165	125
шельф	—	100	170	210	250	200	170	130
Восток России (Восточная Сибирь, Дальний Восток и сопредельные акватории	1,9	30,7	52	72	92	92	102	102
в т. ч. суша	1,9	20,7	42	52	62	62	62	62
шельф	—	10	10	20	30	30	40	40
Россия всего	574,2	752,7	838	811	720	547	437	357

Таблица 6.14

Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа в XXI веке не шельфе северных и дальневосточных морей России (млрд. м³)

Моря	2001 г.			Добыча по крупным периодам				Неразведанные ресурсы $C_2+C_3+Д_{1-2}$		Приросты запасов C_2 по крупным периодам				Прогнозируемое состояние запасов $A+B+C_1$			Разведанность % $\frac{Q+A+B+C_1}{НСР}$
	Q накоп.	$A+B+C_1$	НСР	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	Активные	Всего	2001-2030	2031-2060	2061-2100	Всего	2031	2061	2100	
Баренцево	—	2800	23961	1700	1850	2000	5550	5200	21161	3500	6000	3000	12500	4600	8750	9850	64
Карское, включая губы и заливы	—	311	36138	2080	3400	6400	11880	10000	35827	5000	9000	6000	20000	3231	8831	8431	56
Восточно-Арктическ. моря	—	—	7076	—	—	400	400	1454	7076	—	2000	1000	3000	—	2000	2600	42,4
Охотское море	—	600	6225	720	800	1150	2670	1400	5625	1500	3000	1000	5500	1380	3580	3430	98
Всего	—	3711	73400	4500	6050	9950	20500	18200	69689	10000	20000	11000	41000	9211	23161	24211	60,9

ЛИТЕРАТУРА К РАЗДЕЛУ II

1. *Боксерман Ю.И., Смирнов В.А.* Газовая промышленность России. — Вестник РАН, 1996, т. 66, № 2.

2. Временные инструкции по определению коэффициента конечной газоотдачи, по определению конечной конденсатоотдачи. — М., ВНИИгаз, 1993.

3. Вчера, сегодня, завтра неф ттяной и газовой промышленности России (*Байбаков Н.К., Байков Н.М., Басниев К.С. и др.*) — М., 1995, с. 448.

4. *Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П.* Основные проблемы изучения и освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа. // В книге «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Том 3». — С.-Пб., 1999, с. 315-316.

5. *Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М., Старосельский В.И.* Современное состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». — М., ВНИИгаз, 1998, с. 5-10.

6. *Ермаков В.И., Мурадян В.М., Зыкин М.Я.* Некоторые тенденции в развитии сырьевых баз газовых индустрий стран ближнего зарубежья и России в 1991-95 гг. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». — М., ВНИИгаз, 1998, С. 29-36.

7. *Захаров Е.В.* Повышение достоверности геолого-экономической оценки нефтегазового потенциала недр континентальных шельфов. — Минеральные ресурсы России (экономика и управление), 1993, № 5, с. 8-12.

8. *Коваленко В.С., Сивков С.Н., Вошов А.С., Истратов И.В.* Современное состояние и перспективы развития поисково-разведочных работ на газ и нефть в Европейской части России. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». — М., ВНИИгаз, 1998, с. 43-47.

9. *Коротков Б.С., Кузьмук Л.Г., Чичмарева А.В.* Степень изученности и подготовленности к разработке крупнейших месторождений газа полуострова Ямал. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». — М., ВНИИгаз, 1998, с. 129-137.

10. *Крылов Н.А., Батурин Ю.Н.* Геолого-экономический анализ освоения ресурсов нефти. — М., «Недра», 1990, с. 153.

11. *Наливкин В.Д.* Прогноз развития нефтяной и газовой промышленности России. — Геология нефти и газа, № 12, 1997, с.4-12.

12. Нефтегазовый потенциал России в XXI веке (*Белонин М.Д., Самсонов В.В., Назаров В.И. и др.*) // В книге «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Том 3. — С.-Пб., 1999, с. 14-20.

13. *Никитин Б.А., Вовк В.С., Гриценко А.И.* Концепция и стратегия подготовки сырьевой базы и добычи газа, конденсата и нефти на шельфе морей России. // В книге «Перспективы выявления и освоения месторождений газа, конденсата и нефти на шельфе морей России». М., ВНИИгаз, 1998, с. 4-8.

14. *Новиков Ю.И.* Метод аналогового структурования запасов (ресурсов) УВ как основа концепции прогноза крупнейших месторождений нефти и газа на акваториях России. // В книге «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Том 3. — С.-Пб., 1999, с. 317-322.

15. Об экспорте природного газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. (*Ремизов В.В., Пономарев В.А. и др.*). — Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 4, 1999, с. 30-36.

16. *Плотников А.А., Медведев Н.Ф.* Перспективы подготовки промышленных запасов газа в России. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». М., ВНИИгаз, 1998, с. 37-42.

17. *Пономарев В.А., Дворецкий П.И., Скоробогатов В.А.* Современное состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы РАО «Газпром» в северных районах Западной Сибири. // В книге «Газовые ресурсы России (состояние и перспективы)». М., ВНИИгаз, 1998, с. 11-20.

18. Прогноз месторождений нефти и газа (*Канторович А.Э., Фотиади Э.Э, Демин В.И. и др.*) — М., «Недра», 1981.

19. *Рубан А.Д., Гранин И.В., Козловчунас Е.Ф.* Основные тенденции развития угольного производства и энергетическая безопасность России. — Горный вестник, 1998, 36, с. 3-9.

20. *Салманов Ф.К. Золотов А.Н.* Топливно-энергетический комплекс России в период реформ (итоги и прогноз).- Геология нефти и газа, 1996, № 1.

21. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России (*Ремизов В.В., Пономарев В.А. и др.*) — Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, № 4, 1998, с. 11-18.

22. *Старосельский В.И.* Структура сырьевой базы газовой промышленности России и прогноз ее изменения. // В книге «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Том 3. — С.-Пб., 1999, с.43-45.

23. Стратегия развития сырьевой базы ОАО «Газпром» в период 2001-2030 гг. (*Ремизов В.В., Пономарев В.А. и др.*) // В книге «V ежегодное координационное геологическое совещание ОАО «Газпром». — М. «ИРЦ Газпром», 1999, с. 3-10.

24. Edwards J.D. Grude Oil and Alternate Energy Production Forecasts for the Twenty-First Century: The End of the Hydrocarbon Era. AAPG Bulletin, v. 81, № 8, 1997, p. 1292-1305.

25. Oil and Gas Journal/ Week of december 20, 1999.

Раздел III

ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ — ОСНОВА НАДЕЖНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Глава 7

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ РОССИИ И МИРА

7.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМАХ МИРА

Основным видом транспорта газа в мире является трубопроводный. Значительно меньшая часть его (25%) транспортируется танкерами в сжиженном виде, как правило, в межконтинентальных или межматериковых направлениях: из Алжира и Ливии — в Европу и Америку; из Индонезии, Малайзии, Брунея — в Японию и Республику Корея и на Тайвань, из Абу-Даби, Катара и Австралии — в Японию и США.

Сколь-либо радикальных решений по изменению способа доставки газа потребителю в ближайшей перспективе не предвидится, хотя в порядке постановки проблемы и предлагаются новые технологии: превращение газа в искусственное жидкое топливо, преобразование его в электричество в источнике с использованием топливных элементов и дальнейшее транспорти-

рование электроэнергии линиями постоянного тока высокого напряжения, а также транспорт гидратов.

Рост потребления природного газа, интенсивное формирование мирового рынка газа, его интернационализация обуславливает постоянное расширение газопроводной сети, занимающей в последние годы приоритетные позиции в общем объеме строительства трубопроводов в мире. Свыше половины строящихся трубопроводов приходится на газопроводы. Их протяженность в два раза превышает протяженность нефтепроводов и в 2,7 раза — продуктопроводов. Газопроводы прокладываются по дну моря, в многолетней мерзлоте. Они соединяют страны и континенты. В настоящее время функционируют следующие основные сектора мирового рынка сетевого природного газа:

1. Североамериканский.

Доминируют поставки канадского газа.

2. Западноевропейский.

Доминируют поставки газа Нидерландов, Норвегии, Алжира и России.

3. Сектор стран СНГ, Центральной и Восточной Европы.

Доминируют поставки газа России.

По протяженности строящихся в последние годы за рубежом газопроводов лидируют страны Европы, далее следуют Азия и Австралия, затем США и далее Канада. Около 30% сооружаемых в мире газопроводов приходится на газопроводы диаметром 813 мм и более.

В Европе, крупнейшем газопотребляющем регионе мира, строительство газопроводов связано с необходимостью транспортировки газа из Алжира, районов Северного моря и России. После завершения строительства газопроводов Nor Fra из норвежского сектора Северного моря и Intercontinental из Англии внимание в Северном море сосредоточилось на новом объекте — 644-км норвежском трубопроводе диаметром 1016 и 1087 мм для перекачки газа от месторождения Асгард до г. Корсте. Испания и Португалия продолжают наращивать протяженность магистральных и распределительных газопроводов, чтобы освоить дополнительные поступления газа из Алжира. Алжир остается активным газодобывающим регионом, в котором разрабатывается газовое месторождение Ин-Салах и ведется строительство 523-км трубопровода от месторождения Хасси-Эр-Мель. Расширяют свои газопроводные сети Бельгия, Дания, Германия и Италия.

В США и Канаде наибольший удельный вес вводимых в последние годы газопроводов приходится на газораспределительные сети диаметром 102-254 мм. В Азии и Австралии наибольший удельный вес приходится на газопроводы диаметром 305-508 мм. На Ближнем Востоке все планируемые к вводу в ближайшие годы газопроводы представляют собой газораспределительные сети диаметром 305-508 мм. (см. *табл. 7.1* и *7.2*).

По уровням развития газопроводной сети среди стран мира лидируют США и Россия. Эти две страны располагают самой мощной газотранспортной индустрией: протяженность только магистральных газопроводов составляет в США 417,5 тыс. км (по состоянию на 1996 г.), в России — 146,7 тыс. км на тот же период. Строительство газопроводов за последние годы не изменило, а только подтвердило это соотношение.

Для газотранспортной сети России, имеющей существенно меньшую, чем в США, протяженность магистральных газопроводов, характерны следующие особенности:

- высокая концентрация газопроводных мощностей, базирующихся на использовании труб большого диаметра (1020-1420 мм) и агрегатов повышенной единичной мощности (10-16-25 МВт);
- выполнение в значительной степени транзитных функций;
- высокая энергооснащенность и энергоемкость транспорта газа;
- наличие централизованного управления в составе Единой системы газоснабжения.

В США газотранспортная сеть принадлежит большому числу компаний. Так, межштатным транспортом газа занимаются 85 компаний, эксплуатирующих 315 тыс. км магистральных газопроводов. На долю 48 основных компаний приходится 93% протяженности межштатных магистральных газопроводов и 94% объема продаж, из них 10 крупнейших, на долю которых приходится соответственно 56% протяженности газопроводов и 54% объема продаж газа. Трубопроводным компаниям не разрешается продавать газ совместно с транспортными услугами. Потребители сами покупают газ и договариваются с транспортными компаниями о перекачивании и хранении с оплатой услуг по тарифам.

В США, так же как в целом в зарубежной практике, преобладают газопроводы диаметром 762 мм, трубы большого диаметра (914 мм и выше) занимают небольшой удельный вес (2-3%) в общей протяженности газопроводов. В Европе в связи с ростом поставок газа из Алжира, Норвегии (Северное море), России в последние годы все более активно сооружаются газопроводы диаметром 914, 1066, 1220 мм.

Относительно небольшой удельный вес газопроводов большого диаметра в зарубежных странах объясняется высокой капиталоемкостью крупномасштабных объектов транспорта газа, рентабельность которых достигается при высоких показателях загрузки, а также ограниченным числом крупных месторождений, способных обеспечить длительную эксплуатацию в оптимальном режиме.

В развитых зарубежных странах более интенсивно, чем магистральные газопроводы, развивается газораспределительная сеть, так как приоритетным потребителем газа является коммунально-бытовой сектор.

По странам «Еврогаза»* соотношение магистральных и распределительных сетей составляет 1 : 6,4. В США оно составляет 1 : 3,7 (1997 г.) против 1 : 2,6 в 1980 г. В последние годы возросли темпы строительства газораспределительной сети и в России. В рамках реализации программы «Газификация России» соотношение протяженности магистральных и распределительных газопроводов составило 1 : 2,4.

Примером современного зарубежного газопровода, оснащенного новейшим оборудованием, является газопровод «Альянс», проложенный из

---

* Австрия, Бельгия, Швейцария, Германия, Дания, Испания, Франция, Италия, Ирландия, Нидерланды, Швеция, Финляндия, Англия, а также ассоциированные члены — Чехия и Венгрия.

канадской провинции Британская Колумбия (г. Форт-Сент-Джон) в район Чикаго (США). Газопровод введен в эксплуатацию в 2000 г. и имеет следующие параметры:

- протяженность канадского участка 1565 км;
- диаметр — 914 и 1067 мм;
- протяженность американского участка — 1410 км;
- диаметр — 914 мм, давление — 120 бар (избыточное);
- расстояние между КС — около 190 км;
- степень сжатия линейных КС — 1,62;
- контрактная пропускная способность — 37,5 млн. м^3 /сутки (максимальная — 42,5);
- производительность — 13,7 млрд. м^3/год.

Газопровод оснащен новейшей газоперекачивающей техникой. Головная компрессорная станция (Виндфол) имеет три агрегата фирмы «Нуово-Пиньоне» типа PGT-25 «Дженерал Электрик» (2+1, последовательная работа 2-х агрегатов) мощностью 28 МВт, к.п.д. 37%. Нагнетатели типа PCL — 802 / 36 с двумя трехмерными рабочими колесами и сухими уплотнениями «Бургман». Последовательная работа двух нагнетателей обеспечивается промежуточным и выходным охлаждением газа на КС.

На КС-2 (Монревиль) установлен агрегат такого же типа (PGT-25). На основных 12 КС установлено по одному агрегату типа PGT-25 с газогенератором LM-2500 единичной мощностью 22,5 МВт и к.п.д. 37,5%.

Все агрегаты имеют малоэмиссионную конструкцию (50 мг/н.куб Nox), оснащены самоочищающимися фильтрами типа ТТД «Дональдсон».

Котлов-утилизаторов нет, но возможность их установки предусмотрена. Требования по шуму — не более +3 дБ по сравнению с базовым (фоновым) уровнем. Управление — дистанционное из Калгари. Имеется персонал, обслуживающий оборудование на регулярной основе.

Предусмотрена четырехуровневая защита от коррозии: внешнее защитное покрытие, катодная защита, электрическая изоляция и непрерывный мониторинг состояния трубы.

7.2. ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА РОССИИ

Газотранспортная система является составной частью Единой системы газоснабжения России и связующим звеном источников газоснабжения и потребителей газа.

Газотранспортная система России выделилась в отдельную самостоятельную структуру после распада СССР. В настоящее время она является одной из крупнейших газотранспортных систем мира, ориентированных на поступление газа из северных районов Тюменской области и вывод его по северному, центральному, центральному южному и южному направлениям. По протяженности она занимает второе место после США, а по мощности потоков газа и энерговооруженности значительно превосходит газопроводы всех промышленно развитых стран.

Газотранспортная система России представляет собой единый технологический и организационно-экономический комплекс, обеспечивающий взаимосвязь добычи, транспортирования, хранения и распределения газа. Эта система, снабженная многоуровневым управлением и располагающая значительными резервами производственной мощности, в целом успешно противостоит отказам. Возможность маневрирования потоками газа благодаря сооружению многониточных закольцованных систем газопроводов, а также наличие подземных хранилищ газа позволяет регулировать пиковые нагрузки, связанные с температурными факторами и аварийными ситуациями.

Газотранспортная система обеспечивает снабжение газом потребителей не только внутри России, но и выполняет экспортные поставки в страны ближнего и дальнего зарубежья. В ЕСГ сформировано 5 направлений вывода российского газа, позволяющих реализовать экспорт в 17 стран Европы и 6 стран СНГ и Балтии.

Газотранспортная система России характеризуется следующими основными показателями:

— протяженность трубопроводов составляет 152 тыс. км;
— установленная мощность газоперекачивающих агрегатов — 42,6 млн. кВт;
— средняя единичная мощность газоперекачивающих агрегатов — 10,1 МВт;
— количество действующих подземных хранилищ газа — 22 ед.;
— средняя дальность транспорта газа — 2615 км;
— количество газораспределительных станций — 3224 ед.

Газопроводы построены из труб следующих диаметров: 1420 мм, 1220 мм, 1020 мм, 830 мм, 720 мм, 530 мм, 325 мм.

Проектное давление, принятое на российских газопроводах, составляет 7,4 Мпа для газопроводов диаметром 1420 мм и в порядке исключения для диаметров 1220 мм; 5,5 Мпа — для газопроводов 1020 мм, 830 мм, 720 мм, 530 мм, 325 мм; 2 — 2,5 Мпа — для газопроводов малого диаметра — 325 мм и ниже.

На магистральных газопроводах, промыслах и ПХГ эксплуатируется 246 компрессорных станций (КС), в состав которых входят 693 компрессорных цеха, где установлено более 4 тыс. газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Парк ГПА представлен тремя видами привода: газотурбинным, электрическим и поршневым (соответственно 85, 14 и 1% мощности парка). Порядка 17% агрегатов имеют наработку более 100 тыс. ч (до 160 тыс. ч), 27% — от 70 до 100 тыс. ч.

Около 14% газопроводов по протяженности находятся в эксплуатации более 30 лет, 57% — эксплуатируются от 10 до 30 лет, остальные 30% — до 10 лет. Средний возраст газопроводов приближается к 22 годам.

На газопроводы больших диаметров (1020, 1220, 1420 мм) по протяженности приходится более 62%.

Структурно газотранспортная сеть России может быть представлена в виде 9 коридоров и 22 систем газопроводов.

Под ***коридорами*** понимаются преимущественно транзитные участки сети, транспортирующие газ от промыслов или от других коридоров и состоящие из одного или нескольких базовых (терминология ОНТП 51-1-85) магистральных газопроводов. Коридоры отличаются друг от друга по масштабности,

протяженности, по количеству входящих в них газопроводов, по конфигурации. Они могут быть лучевого типа, закольцованные или разветвленные.

В качестве ***систем*** рассматриваются один или несколько газопроводов, включая распределительные (терминология ОНТП 51-1-85), осуществляющие взаимодействие потоков газа между коридорами, обеспечение работы ПХГ, экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья, распределение газа внутри регионов.

В единой газотранспортной системе России по состоянию на 2001 г. сложились по названиям и по составу следующие коридоры:

- ***«Новый коридор»*** — от КС Ямбургская до КС Правохеттинская (7 газопроводов), от КС Пуровская до КС Правохеттинская (3 газопровода), далее до КС Таежная (10 газопроводов), затем разветвление: КС Таежная — КС Кунгурская; КС Таежная — КС Новокунгурская. Это один из крупнейших коридоров российской газотранспортной сети (центральное направление подачи газа).
- ***«Старый коридор»*** — от КС Уренгойская через КС Пангоды до КС Пунга, далее разветвление: КС Пунга — КС Пелым; КС Пунга — КС Нижняя Тура (центральное южное направление подачи газа).
- ***«Северный коридор»*** — от КС Пунга в направлении на Ухту, далее через КС Грязовец, КС Торжок до границы с Республикой Беларусь (северное направление подачи газа).
- ***«Тульский коридор»*** — от КС Гремячинская до КС Пришня (Тула, центральное направление подачи газа).
- ***«Ужгородский коридор»*** — от КС Горнозаводская до КС Курск (центральное направление подачи газа).
- ***«Сургутский коридор»*** — от Уренгойской головной КС до КС Долгодеревенская, Урал (центральное южное направление подачи газа).
- ***«Новопсковский коридор»*** — от КС Кунгурская до КС Новопсков (центральное южное направление подачи газа).
- Коридор ***«Северный Кавказ — Центр»*** — от КС Острогожск через Елец до КС Серпухов (южное направление подачи газа).
- ***«Оренбургский коридор»*** — от КС Оренбург через КС Ал. Гай до КС Сохрановка (южное направление подачи газа).

Газотранспортные системы, технологически связывающие коридоры газопроводов или различные системы друг с другом и обеспечивающие взаимодействие объектов добычи, транспорта, хранения и распределения газа, имеют также определенные названия и назначение, а именно:

- «Долгодеревенская — Поляна», связывающая южный и центральный южный коридоры для вывода газа от месторождений Западной Сибири к районам потребления;
- Система Северного Кавказа, обеспечивающая газоснабжение региона;
- Система «Фролово — Острогожск», являющаяся связующим звеном между системами Средняя Азия — Центр и Северный Кавказ — Центр;
- Система «Малый Курск», обеспечивающая связь между центральным и южным коридорами;
- Томская система, необходимая для газоснабжения потребителей Кемеровской области;

• Система «Н. Тура — Пермь — Горький — Центр» — для газоснабжения потребителей Предуралья, Восточной и Центральной России;

• «Бухара — Урал» — для газоснабжения потребителей Южного и Среднего Урала;

• «Средняя Азия — Центр», обеспечивающая возможность поставки в Россию газа из Республик Средней Азии;

• Система «Белоусово — Торжок», позволяющая обеспечить взаимодействие между центральным и северным коридорами;

• Система «Торжок — Валдай» (распределительные сети) для газоснабжения потребителей Северо-Западного региона;

• «Грязовец — Ленинград — Государственная граница» — для газоснабжения потребителей Северо-Западного региона и экспорта газа в Финляндию;

• Система «Московское кольцо» — для газоснабжения Центра России;

• Система «Грязовец — Кольцевой газопровод Москвы», обеспечивающая газом северного коридора потребителей Центра;

• система «ПХГ Касимов — Кольцевой газопровод Москвы», предназначенная для регулирования газоснабжения Москвы и Центра России с помощью подземного хранилища газа;

• Система «Починки — Ярославль», связывающая северный и центральный коридоры;

• Система «Фролово — Изобильное», связывающая центральный и южный коридоры;

• Система «Острогожск — Шебелинка», обеспечивающая выход газа на Украину;

• Система «Домбаровка — Оренбург», связывающая между собой южный и центральный южный коридоры;

• Система «Оренбург — Самара — Мокроус», обеспечивающая взаимодействие двух систем для газоснабжения Юго-Восточной части России;

• Система «Оренбургский газоперерабатывающий завод — Совхозное подземное хранилище газа», предназначенная для обеспечения работоспособности завода по переработки газа;

• «Башкирская система» — для газоснабжения потребителей Башкирии и прилегающих регионов;

• «Краснодарская система» — для газоснабжения потребителей Юга России.

7.3. ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В ДАЛЬНЕМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА РОССИИ

Первый магистральный газопровод Саратов — Москва был построен в 1946 г. от месторождений Саратовской области. Однако основная добыча газа в этот период проводилась в западной части бывшего СССР — на Украине. Там и создавались небольшие газотранспортные системы, осуществлявшие поставки газа от незначительных по размерам источников на местный рынок. Открытие и освоение крупных газовых и газоконденсатных месторождений

страны потребовало разработки и внедрения новых технических решений, направленных не только на концентрацию мощностей, но и на существенное сокращение удельных металлозатрат и капитальных затрат на сооружение и эксплуатацию магистральных газопроводов. Так, при проектировании и сооружении магистрального газопровода Ставрополь — Москва впервые в отечественной практике было реализовано увеличение диаметров магистральных газопроводов с 325-520 мм до 720-1020 мм и единичной мощности газоперекачивающих агрегатов с 0,7-1,0 до 4-5 МВт. Взамен газомоторных компрессоров стали применяться ГПА с газотурбинным и электрическим приводом с центробежными нагнетателями. В период проектирования и сооружения этой системы впервые в бывшем СССР была обоснована и реализована прокладка газопроводов в зоне промерзания грунтов и по поверхности.

В 60-80-х годах магистральный транспорт газа в стране интенсивно развивался. Соответственно этапам внедрения основных достижений научно-технического прогресса, развитие дальнего транспорта газа можно подразделить на три периода.

Первый период (1960-1968 гг.) — период преимущественного сооружения магистральных газопроводов из труб диаметром 1020 мм на рабочее давление 5,5 МПа. Практически двукратное увеличение производительности газопроводов, связанное с применением труб диаметром 1020 мм вместо труб диаметрами 720 и 830 мм, дало возможность обеспечить высокие темпы добычи газа. Так, прирост добычи газа возрос с 9,9 млрд. м^3 в 1960 г. до 19,1 млрд. м^3 в 1965 г., т.е. почти в два раза. Однако во второй части этого периода — в 1966-1968 гг., несмотря на увеличение темпов и масштабов ввода мощностей газопроводов (с 4, 26 тыс. км в год в пятилетке 1960-1965 гг. до 5,04 тыс. км в год в 1966-1970 гг.), темпы роста добычи газа в стране снизились с 19,1 млрд. м^3 в 1965 г. до 11,7 млрд. м^3 в 1968 г. В эти годы увеличение дальности транспорта газа не компенсировалось увеличением темпов строительства газопроводов и достигнутым уровнем технического прогресса. Поэтому был подготовлен следующий — второй этап внедрения достижений науки и техники.

Второй период (1968-1972 гг.) — период сооружения магистральных газопроводов из труб диаметром 1220 мм на рабочее давление 5,5 МПа. В начале этого периода (до 1970 г.) увеличение производительности газопроводов в 1,4-1,5 раза (по сравнению с диаметром 1020 мм) еще компенсирует увеличение дальности транспорта газа и обеспечивает увеличение темпов добычи газа с 11,7 млрд. м^3 в 1968 г. до 16,8 млрд. м^3 в 1970 г. Тем не менее, среднегодовые объемы роста добычи газа оказались ниже уровня прироста добычи в 1960-1965 гг. А в последующие 1971 и 1972 гг. даже увеличение темпов строительства газопроводов не позволяло поддерживать эти уровни прироста добычи газа. Прирост добычи газа снижается с 16,8 млрд. м^3 в 1970 г. до 9 млрд. м^3 в 1972 г. Возникает неотложная необходимость нового, более интенсивного увеличения производительности газопроводов.

Для коренного решения проблемы дальнего транспорта газа еще в 1967-1968 гг. было выдвинуто много предложений, в том числе такие, как транспорт сжиженного газа, транспорт газа, охлажденного до минус 80°С, транспорт при давлении 10 МПа и др. Но наибольший интерес и оживленную дискуссию вызвали следующие два предложения:

• Первое — транспорт газа по газопроводам диаметрами 2,0-2,5 метра с рабочим давлением 5,5 МПа (т.е. при достигнутом к тому времени уровне в газопроводах диаметром 1020 и 1220 мм).

• Второе — транспорт газа по газопроводам диаметром 1420 мм с рабочим давлением 7,5 МПа (с повышенным относительно ранее применявшегося). В этом случае предусматривается повышение предела прочности металла труб с 52 до 60 кг/ мм^2.

Более детальное рассмотрение первого предложения показало, что такой газопровод является сложнейшим транспортным сооружением: газопровод необходимо было укладывать на глубину 3,5 м, применять сложную балластировку на обводненных участках трассы, доля которых на северных газопроводах достигает 80%. Вся трасса газопровода потребовала бы еще более тщательной балластировки, чем при строительстве железных дорог. Авторами этого предложения не учитывалось влияние фактора времени и других отрицательных факторов. В результате предложение было отклонено как нереальное.

Второе предложение позволяло увеличить производительность газопроводов в 2,2 раза (до 32 млрд. м^3/год вместо 14 млрд. м^3/год в газопроводах диаметром 1220 мм).

Увеличение диаметра и предела прочности металла труб позволяло существенно снизить удельные металлозатраты, а также капитальные и эксплуатационные затраты.

В мае 1969 г. было принято очень важное для газовой промышленности решение «Об увеличении пропускной способности магистральных газопроводов за счет повышения рабочего давления», в котором были предусмотрены первоочередные мероприятия по организации производства труб, оборудования и строительству магистральных газопроводов диаметром 1420 мм на рабочее давление 7,5 МПа.

Третий период развития дальнего транспорта газа (с 1973 г. и по настоящее время) — период преимущественного сооружения магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм на рабочее давление 7,5 МПа с охлаждением транспортируемого газа.

Одним из важных этапов технического прогресса в магистральном транспорте газа явился переход на использование полнонапорных ГПА, начавшийся в середине 70-х годов. Применение технологических схем КС на базе параллельного включения полнонапорных нагнетателей по сравнению с вариантом параллельно-последовательного сжатия неполнонапорными нагнетателями обеспечивает ряд важных технологических преимуществ: упрощается технологическая схема КС, уменьшается количество необходимой запорной арматуры, снижаются капиталозатраты на сооружение КС, повышается надежность работы КС и газопровода в целом. С точки зрения ресурсосбережения наиболее важным технологическим преимуществом полнонапорного сжатия является возможность сокращения установленной рабочей и резервной мощности ГПА и экономия топливно-энергетических ресурсов, расходуемых на компримирование. Это достигается за счет следующих факторов:

• исключается установка и работа избыточного агрегата благодаря возможности включения нечетного числа машин (при параллельно-пос-

ледовательной схеме компримирования в работе всегда находится четное число ГПА);

• сокращаются потери давления в обвязке КС за счет ее упрощения;

• повышается экономичность работы ГПА на режимах регулирования производительности;

• сокращается число резервных ГПА за счет более высокой надежности КС при параллельном включении нагнетателей.

Установка избыточного рабочего ГПА может быть исключена на КС, сопряженных с линейными участками, имеющими пониженный перепад между начальным и конечным давлениями, например, на КС, сопряженных с короткими линейными участками. В этих случаях возможность работы нечетным числом ГПА обеспечивает снижение установленной на КС рабочей мощности на 15-20% (в зависимости от единичной мощности и числа рабочих ГПА в цехе). С учетом доли КС, сопряженных с участками, имеющими пониженный перепад давления, общее снижение установленной рабочей мощности, достигнутое на газопроводах в результате внедрения полнонапорных агрегатов, можно оценить в несколько процентов.

Укрупнение единичной мощности ГПА, внедрение полнонапорных центробежных нагнетателей и другие новые проекты, а также строительные решения привели к возможности сооружения унифицированных КС. При этом практически в 1,5 раза удалось сократить объем строительно-монтажных работ и сроки строительства. В результате была обеспечена возможность строительства до 60-70 КС в год индустриальными методами. Именно в этот период продолжали поступать многочисленные предложения по дальнейшей интенсификации производительности, «улучшению» технико-экономических показателей магистральных газопроводов. Одним из таких предложений, весьма тщательно рассмотренных на всех уровнях отраслевого и государственного руководства, поддержанных АН УССР и Государственной экспертной комиссией Госплана СССР, явилось предложение об увеличении в 1,41 раза производительности газопроводов, в первую очередь действующих, за счет удвоения числа КС. Авторы предлагали реализовать это предложение на газопроводе Средняя Азия — Центр (IV очередь) за счет строительства промежуточных КС или сокращения расстояния между ними в два раза. Авторы этого предложения ошибочно исходили из того, что удвоение числа КС — это удвоение суммарной мощности КС магистральных газопроводов — позволяет увеличить их производительность в 1,41 раза, т.е. довести до 42 млрд. куб м^3 в год, вместо оптимальной для газопровода диаметром 1420 мм производительности 29-32 млрд. м^3 в год. ВНИИгазом были представлены доказательные материалы, показывающие, что предложение является экономически, и в первую очередь энергетически, не оптимальным. При увеличении производительности газопроводов в 1,41 раза энергозатраты на транспорт газа будут возрастать более чем в 2,82 раза [1]. После длительных дискуссий данное предложение было отклонено.

Другим предложением, не только сильно нашумевшим, но и отвлекшим большие материальные и финансовые ресурсы страны, было предложение бывшей АН УССР по сооружению магистральных газопроводов из сварных многослойных труб. Был построен завод по производству таких труб,

а также сооружен опытный участок (было изготовлено и поставлено на трассу более 100 км таких труб) в районе Казымской КС. Экспериментальными работами ВНИИгаза было показано, что многослойные трубы плохо работают при динамических нагрузках. В процессах заполнения и опорожнения происходит разгерметизация сварных соединений и разрушение труб. В результате было принято решение об отказе от применения таких труб при сооружении магистральных газопроводов.

К настоящему времени технология транспорта газа по газопроводам диаметром 1420 мм при давлении 7,5 МПа стала базовой. Несмотря на то, что указанные газопроводы по протяженности в ЕСГ составляют немногим более 30%, их доля по товаротранспортной работе превышает 90%.

Этот этап технического прогресса дал новый толчок резкому росту добычи газа; годовой прирост добычи возрос с 9 млрд. м^3 в 1972 г. до 34,4 млрд. м^3 в 1979 г. Средние (за 5 лет) уровни прироста добычи газа возросли с 18,28 млрд. м^3 в девятой пятилетке до 29,18 млрд. м^3 в десятой пятилетке, т.е. более чем в 1,6 раза. А в 11-й и 12-й пятилетках они были доведены до 40 млрд. м^3.

Таким образом, технический прогресс в газотранспортной подотрасли фактически определял темпы роста добычи газа в стране и развитие газовой промышленности в целом.

Реализация долговременной программы поэтапного увеличения диаметров и рабочих давлений магистральных газопроводов сыграла решающую роль в быстром наращивании добычи газа в стране. Несмотря на непрерывный рост средней дальности газопередачи, а также увеличение затрат на сооружение и эксплуатацию газотранспортных систем в сложных природно-климатических условиях, в конечном счете, она обеспечила газовой промышленности опережающие темпы развития среди других отраслей топливно-энергетического комплекса.

До начала внедрения базовой традиционной технологии в середине 70-х годов наиболее интенсивной технологией был транспорт газа по газопроводам диаметром 1220 мм с рабочим давлением 5,5 МПа. Представляет интерес проанализировать технико-экономический эффект перехода от этой технологии к традиционной с давлением 7,5 МПа и диаметром газопроводов 1420 мм. Проектная производительность газопроводов диаметром 1420 мм при давлении 7,5 МПа равна 30-32 млрд. м^3/год, а для газопроводов диаметром 1220 мм при давлении 5,5 МПа — 13-16 млрд. м^3/год. Учитывая долговременный характер использования новой технологии, ее технико-экономическая эффективность по сравнению с ранее применявшейся технологией оценивалась с учетом изменения исходных стоимостных данных за период эксплуатации газопроводов, т.е. по современным показателям. Для этого были выполнены сопоставительные расчеты вариантов транспорта газа по однониточному газопроводу из труб диаметром 1420 мм и двухниточному газопроводу диаметром 1220 мм протяженностью 3500 км на одну и ту же товарную производительность 28 млрд. м^3/год.

При уровне стоимостных показателей, характерном для периода рассмотрения вопроса о переходе на новую технологию в начале 70-х годов, эта технология по отношению к транспорту газа по газопроводам диаметром 1220 мм при давлении 5,5 МПа обеспечивала небольшие технико-экономи-

ческие преимущества — снижение удельных приведенных затрат на транспорт газа примерно на 4-5%. Однако дальнейшее значительное повышение исходных стоимостных показателей обусловило значительно больший технико-экономический эффект — сокращение удельных приведенных затрат на 20% и более. Столь большой эффект отражает истинные технико-экономические преимущества технологии транспорта газа по трубопроводам диаметром 1420 мм при давлении 7,5 МПа.

Технология транспорта газа на базовых газопроводах большого диаметра в России характеризуется параметрами, приведенными в *табл. 7.3.*

Для упреждения отрицательного влияния на устойчивость газопроводов теплоты, получаемой при компримировании газа, и в целях повышения производительности газопроводов применяется охлаждение газа при помощи аппаратов воздушного охлаждения до оптимального уровня температур в различных климатических зонах. Системы охлаждения газа на КС оснащены аппаратами воздушного охлаждения отечественного и импортного производства.

Для зон распространения многолетнемерзлых грунтов применяется круглогодичное охлаждение газа холодильными машинами до температур, близких к температурам грунта. Это техническое решение реализовано на головных участках газопроводов, транспортирующих газ с Уренгойского месторождения. Проводятся пуско-наладочные работы отечественной станции охлаждения на головной КС Ямбургского месторождения с проектной глубиной охлаждения до -2°С, где в качестве хладагента применяется пропанобутановая смесь.

Распространенное рабочее давление зарубежных магистральных газопроводов находится на уровне 6,5-7,5 МПа.

Дальнейшее увеличение давления на отечественных газопроводах до 8,2 МПа связывается со строительством Ямальской системы магистральных газопроводов (в первую очередь — экспортного коридора через Беларусь).

7.4. ТЕХНОЛОГИЯ ТРАНСПОРТА ГАЗА И РЕАЛИЗУЮЩИЕ ЕЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ И СРЕДСТВА

В предыдущем разделе уже были рассмотрены такие основные технологии, направленные на рост эффективности магистрального транспорта газа и повышение надежности и безопасности системы газоснабжения в целом, как сооружение газопроводов из труб большего диаметра и увеличение рабочего давления в них. Реализация этих технологий на практике связана с необходимостью разработки и применения целого ряда оригинальных технических решений.

Рассмотрим некоторые из них, в первую очередь связанные со снижением рисков газовой безопасности.

Важнейшим элементом газопроводных систем являются **трубы.**

Для строительства и ремонта магистральных газопроводов большого диаметра на давление 7,4 МПа в России применяются трубы отечественного и импортного производства с пределом прочности до 60 кгс/мм² (588,6 МПа).

За рубежом для производства газопроводных труб используются стали с более высокими прочностными характеристиками, но при меньших, чем в отечественной практике, диаметрах: предел прочности — 65-70 кгс/мм² и выше (для газопроводов с рабочим давлением 100 кГс/см²) против 52-60 кгс/мм² в отечественной практике, предел текучести — 52 кгс/мм² против 40-47 кгс/мм² соответственно.

Рекомендуемые специалистами уровни временного сопротивления стали для отечественных газопроводов представлены ниже в *табл. 7.4.*

Потребности в трубах ОАО «Газпром» удовлетворяет за счет поставок из стран дальнего и ближнего зарубежья, неся огромные валютные затраты. Основной вид используемых труб — это трубы диаметром 1420 мм с заводской трехслойной полиэтиленовой изоляцией, которые в России не производятся.

Единственным поставщиком труб из стран ближнего зарубежья является Харцызский завод, поставляющий трубы диаметром 1420 мм с пределом прочности 60 кгс/мм² из металла как импортной (в основном), так и отечественной (завод «Азовсталь») поставки с заводской наружной изоляцией. Однако его мощности недостаточны. На Харцызский завод делается ориентация как на основного поставщика труб для газопровода Ямал — Европа диаметром 1420 мм и давлением 8,2 МПа из стали с пределом прочности 60 кгс/мм² и температурой эксплуатации минус 20°С.

Перспективным поставщиком труб для отечественных газопроводов является действующий Выксунский металлургический завод, получивший лицензию на право производства газопроводных труб и на их экспорт в страны СНГ и дальнего зарубежья. Здесь выпускаются трубы диаметром 530-1020 мм, прямошовные (с одним швом) на рабочее давление от 5,4 до 9,8 МПа, что соответствует мировому техническому уровню. Трубы на давление 8,2 МПа поставляются для газопровода Ямал — Европа (белорусский участок длиной 209 км). Пущен в эксплуатацию цех по производству труб диаметром до 530 мм с наружной полиэтиленовой изоляцией и внутренним эпоксидным покрытием.

Спирально-шовные трубы Волжского завода предназначаются для нужд газовой промышленности. Технология производства этих труб предусматривает термообработку по всему объему, в результате чего металл приобретает заданную однородную структуру, в том числе и в зоне шва, что практически исключает наиболее опасный вид разрушения сварных труб в околошовной зоне. Однако, учитывая его небольшую производительность (200 тыс. тонн в год), это не решит проблемы обеспечения газовой отрасли трубами диаметром 1420 мм.

Газопроводы диаметром 530 мм и более, транспортирующие **сероводородсодержащий газ**, построены, как правило, также из труб импортной поставки.

В мировой практике апробировано использование для транспорта агрессивных газов стекловолокнистых эпоксидных труб. Так, компания «Амерон (Бондстренд)» может производить стекловолокнистые трубы для транспорта нефти и газа диаметром 50 — 1000 мм, рассчитанные на давление 100 кГс/см². Стеклопластики по сравнению с другими полимерными конструкционными материалами имеют более высокую механическую прочность и хими-

ческую стойкость, низкую теплопроводность, легкость и простоту технологического процесса изготовления изделий. Эти качества в сочетании со значительным снижением затрат на монтаж и техническое обслуживание, долговечность эксплуатации и легкость передислокации делают эти трубы наиболее технически целесообразными, экономически выгодными для транспортировки коррозионно-агрессивных сред, несмотря на более высокую (по сравнению со стальными) стоимость.

Протяженность магистральных газопроводов из пластмасс фиксируется американской статистикой в сравнительно небольшом объеме: 4,2 тыс. км (по уровню 1996 г.).

За рубежом все более широко применяются пластмассовые трубы для строительства газораспределительных сетей. Наиболее универсальным материалом для трубопроводов низкого давления (до 1 МПа) является полиэтилен, благодаря высокой надежности которого срок эксплуатации газопроводов увеличился на 25%.

В США в 1997 г. свыше 90% вводимых газораспределительных сетей составили пластмассовые газопроводы. В итоге удельный вес последних в общей протяженности газораспределительных сетей США возрос с 29,4% в 1993 г. до 37,2% в 1997 г., составив 570 тыс. км [3].

Фирма «Коломбиа газ систем» сообщает, что более 300 компаний в США используют в настоящее время пластмассовые трубы.

Среднегодовой прирост потребления пластмассовых труб в странах Западной Европы составляет 15-20%. Широко распространены они в скандинавских странах. В Германии пластмассовые трубы применяют с 1949 г., в Англии, по исследованиям «Бритиш Газ», — с 1974 г.

В отечественной практике начало производства полиэтиленовых труб, специально предназначенных для газораспределительных сетей, относится к 1987 г.

Преимущества пластмассовых труб:

- увеличение сроков службы и эксплуатационной надежности по сравнению с металлическими трубопроводами, транспортирующими агрессивные среды;
- улучшенные гидравлические характеристики, стабильные во времени;
- снижение металлоемкости;
- снижение эксплуатационных затрат.

Уровень рисков газовой безопасности зависит не только от качества труб, но и от оснащенности газопроводов запорной арматурой. Для оперативного управления газотранспортными потоками необходимо иметь качественную запорную арматуру, устанавливаемую по существующим технологическим нормам через каждые 20-30 км магистральных газопроводов. Основным типом запорной арматуры являются шаровые равнопроходные краны, обеспечивающие снижение металлоемкости, потерь давления на кране, а также возможность проведения работ по очистке полости трубы и дефектоскопии газопроводов. На газопроводах России применяются краны как отечественного, так и импортного производства. Однако конструкция отечественных кранов еще недостаточно совершенна, вследствие чего на наиболее мощных, и особенно экспортных системах, применяются запорные краны

импортного производства (примерно 20 зарубежных фирм), отличающиеся большей долговечностью, лучшей герметичностью, меньшей металлоемкостью. Как показал опыт эксплуатации кранов, все они нуждаются в дальнейшем улучшении отдельных технических показателей, в первую очередь герметичности, которая в настоящее время приводит к большим потерям газа.

Фирма Cameron ввела в конструкцию кранов новшество, которое служит повышению герметичности и долговечности кранов. Изготовление таких кранов по API spec 6D освоили ряд предприятий России.

С учетом отечественных и зарубежных исследований специалисты намечают следующие принципиальные пути совершенствования конструкции свечных кранов:

- применение вращающихся седел,
- использование полноповоротной пробки-шара,
- создание конструкции с периодически чередующимися направлениями вращения пробки-шара,
- выполнение уплотнения крана с возможностью его ремонта без выпуска газа.

За рубежом работа запорной арматуры автоматизирована.

На ряде газопроводов России также уже внедрена запорная арматура с автономным дистанционным автоматическим приводом. Проводятся работы по созданию систем телемеханизации, обеспечивающих управление линейными кранами. В настоящее время телемеханизировано около 20% протяженности газопроводов диаметром 1420 мм.

Надежность системы газоснабжения и устойчивость ее к рискам газовой безопасности зависит также и от гидравлической эффективности газопроводов.

В отечественной практике проектные значения гидравлической эффективности (соотношение фактического и проектного расхода газа при одинаковых значениях давлений газа на входе и выходе участка) однониточных газопроводов составляют 0,95 — для газопроводов, подвергающихся очистке, и 0,92 — для газопроводов, не имеющих очистных устройств. По данным ЦПДУ, фактическая гидравлическая эффективность экспортных газопроводов, по усредненным данным за 2000 г., имела следующие значения:

Уренгой — Ужгород — 0,858	Союз — 0,932
Ямбург — Елец-2 — 0,796	Ямбург — Тула 1,2 — 0,936
Уренгой — Новопсков — 0,915	Торжок — Госграница — 0,823.

В развитых зарубежных странах, несмотря на высокий уровень подготовки газа к транспорту, периодическая очистка газопроводов является обязательным звеном технологического процесса транспортировки. Это улучшает гидравлическую эффективность газопроводов (на 5-7%), обеспечивает экономию топливного газа примерно на 15%. Применяемые очистные устройства: шары, поршни.

В России очистка применяется на газопроводах диаметрами 1220-1420 мм, реже — при диаметрах 1020 мм очистными устройствами как отечественного, так и импортного производства, в основном на головных участках газопроводов, в районе их нового строительства, особенно вдоль трасс действующих газопроводов (главным образом для удаления жидкости).

Газотранспортными предприятиями проводится значительный объем работ по очистке полости газопроводов, при этом отдельные участки подвергаются очистке многократно. Основными видами выносимых из полости загрязнений являются: грязь, металл, электроды, ржавчина, песок, жидкость, гидраты с грязью. Наличие в полости газопроводов первых пяти компонентов может быть отнесено на счет низкого качества строительно-монтажных работ, а жидкости и гидратов — на счет неудовлетворительной пока еще подготовки газа к транспорту.

Применяемые в практике эксплуатации магистральных газопроводов технологии и средства очистки их полости еще недостаточно эффективны, что подтверждается необходимостью многократной (до 9 раз) очистки одного и того же участка.

Основные проблемы в организации очистных работ на отечественных газопроводах следующие:

- недостаточная оснащенность действующих газопроводов эффективными очистными устройствами и запорной арматурой;
- отсутствие современной измерительной техники для контроля гидравлического состояния газопроводов, особенно для многониточных систем.

Для действующих газопроводов разрабатываются конструкции рабочего органа для шлифовки внутренней поверхности труб.

Для проектируемых газопроводов подготовлены научно-технические документы, регламентирующие разработку и создание внутреннего покрытия труб, выдерживающего широкий диапазон температур (от -50 до +30°С) и содержание твердых частиц до 5 мг/м^3, с учетом опыта эксплуатации труб с внутренним покрытием компании Gaz de France.

7.5. НАДЕЖНОСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ РОССИИ И МИРА

Трубопроводный транспорт признан одним из самых безопасных способов доставки энергии. Однако и он, подобно другим механическим сооружениям, подвержен отказам. Вероятность отказа газопровода является, прежде всего, функцией его срока службы. Как показывают исследования, наибольшая вероятность отказа соответствует двум отрезкам времени: когда газопровод только построен и когда он состарился.

Анализ динамики потока отказов на действующих газопроводах свидетельствует, что показатели отказности с увеличением срока службы газопроводов устойчиво снижаются, что характерно для технических систем с восстановлением. Пик отказности наблюдается на «молодых» газопроводах (5-10 лет). В этом возрастном интервале газопроводы имеют ярко выраженный период приработки. Возрастной период от 25 до 40 и более лет можно считать периодом нормальной эксплуатации газопроводов. Период от 10 до 25 лет с позиций отказности является как бы переходным от периода приработки к периоду нормальной эксплуатации газопроводов. В отличие от так называемых «стареющих» технических систем, на системе газопроводов России отсутствуют при-

знаки «периода старения», характеризуемого повышением показателя отказности. Следовательно, газотранспортную сеть России благодаря комплексу постоянно проводимых ремонтно-восстановительных мероприятий следует относить к системам с полным восстановлением, и можно отметить достаточно устойчивую работу линейной части магистральных газопроводов.

Линейная часть магистральных газопроводов весьма неоднородна; трубы разнятся по диаметрам, конструкции (продольношовные, спиральношовные), технологии изготовления, маркам стали. Это, в свою очередь, обуславливает значимость различных факторов для уровня эксплуатационной надежности. Так, интенсивность отказов существенно разнится для газопроводов различного диаметра. Наименьшая интенсивность отказов наблюдается у газопроводов диаметром 1420 мм, наибольшая — у газопроводов диаметром 1220 мм. Разнится и тенденция отказов у газопроводов различного диаметра. Причина — в структуре факторов, обуславливающих аварийность, анализ которых дается ниже.

Динамика причин аварий на газопроводах ОАО «Газпром» за 1992-1998гг. показана на **рис. 7.1.**

По усредненным показателям основными причинами аварий на газопроводах России явились:

подземная и внутренняя коррозия — 29,1%,
в том числе стресс-коррозия —22,5%,
механические повреждения — 19,4%,
дефект труб и заводского оборудования — 15,4%,
брак сварочных работ — 12,3%,
брак строительно-монтажных работ — 10,13%,
нарушение правил технической эксплуатации — 1,33%,
прочие — 12,4%.
Всего — 100%.

Таким образом, среди причин отказов на отечественных газопроводах лидируют две: коррозия (29,1%) и механические повреждения (19,49%).

Кроме того, в 1994-1998 гг. на газопроводах России было зафиксировано 2623 неисправностей, дефектов и повреждений, в том числе 588 — в 1994 г., 509 — в 1995 г., 411 — в 1996 г., 520 — в 1997 г., 595 — в 1998 г. Их структура по причинам выглядит следующим образом:

дефект труб и заводского оборудования — 12,0%,
брак сварочных работ — 10,1%,
подземная коррозия — 19,7%,
внутренняя эрозия и коррозия — 43,0%,
механические повреждения — 13,7%,
прочие — 1,5%.
Всего — 100%.

Как следует из этих данных, основными причинами неисправностей являются также подземная и внутренняя коррозия (62,7% в сумме), остальные факторы (механические повреждения, дефект труб и заводского оборудования, брак сварочных работ) примерно равнозначны (10-13%).

Распределение причин аварий по газопроводам различного диаметра показано в *табл. 7.5* и на **рис. 7.2.** Основными причинами аварий являются:

на газопроводах диаметром 1420 мм — коррозия, на газопроводах диаметром 1220 мм — коррозия и брак сварочных работ; на газопроводах диаметром 1020 мм — дефект труб и заводского оборудования, брак сварочных работ.

Механические повреждения, обусловленные рытьем траншей, переездом техники, проведением пахотных работ и т.п., преобладают на газопроводах диаметром менее 1020 мм, что связано с их размещением в более густонаселенных районах. Следует отметить, что росту числа разрушений механизмами способствует отсутствие законодательных документов, так как делает возможным самовольное проведение строительными организациями различных работ в охранных зонах газопроводов.

Характерно, что по мере роста диаметров газопроводов увеличивается значимость коррозии в интенсивности отказов: от 10% для диаметров 1020 мм и менее до 34,9% и 60,0% для диаметров соответственно 1220 и 1420 мм.

Среди коррозионных разрушений обращают на себя внимание аварии по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), так называемой «стресс-коррозии». Так, в 1993 г. по причине КРН зафиксировано 10 аварий (все на газопроводах большого диаметра со сроком эксплуатации от 8 до 19 лет), в 1994 г. — 3 аварии, также на газопроводах диаметром 1220-1420 мм со сроком службы от 8 до 21 года, в 1995 г. — 6 аварий, в 1996 г. — 11 аварий, в 1997 г. — 7 аварий, в 1998 г. — 12 аварий. Гидравлические испытания газопроводов в районе Краснотурьинского узла в 1993 г. привели к снижению числа отказов по причине «стресс-коррозии», что упредило 25 отказов, однако это снижение было явлением временным, и уже в последующие годы по этой причине фиксируется рост аварий. В основном это газопроводы диаметром 1420 мм, введенные в эксплуатацию в период 1981-1986 гг. (срок эксплуатации 10-18 лет). Срок службы газопроводов диаметром 1020-1220 мм, на которых имели место стресс-коррозионные разрушения, существенно выше — около 20 лет. Этим разрушениям подвержены газопроводы всех заводов изготовителей, в том числе и зарубежных, независимо от марки стали.

Таким образом, если для газопроводов диаметром 1020 мм и менее современный комплекс организационно-технических мероприятий позволяет поддерживать уровень надежности на стабильном уровне, то для газопроводов диамстром 1220-1420 мм необходимо решение проблемы защиты от коррозии, в первую очередь — от стресс-коррозионных разрушений.

По данным [4] на американских газопроводах число инцидентов, связанных с утечками газа, составило:

	1994 г.	**Среднегодовой показатель за период 1989–1993 гг.**
Газопроводы:		
распределительные	141	131
магистральные и газосборные	80	86

Соотнесение этих показателей с протяженностью американских газопроводов (по данным ежегодного статистического обзора Американской Газовой ассоциации) позволяет получить следующие расчетные показатели аварийности американских газопроводов (количество отказов на 1000 км газопроводов):

	1994 г.	**Среднегодовой показатель за период 1989–1993гг.**
Газопроводы — всего,	0,11	0,11
в том числе:		
распределительные	0,1	0,09
магистральные и газосборные	0,14	0,15

Анализ приведенных данных позволяет констатировать, что уровень эксплуатационной надежности американских газопроводов является за рассмотренные пять лет величиной стабильной, при этом его значение в два раза отличается в лучшую сторону от отечественных показателей. Следует отметить, что сопоставление отечественных и зарубежных данных по аварийности газопроводов не вполне корректно из-за различия в классификации отказов и аварий. Так, в Западной Европе любая утечка газа считается аварийной, а в Северной Америке авария — это утечка газа, в результате которой нанесен материальный ущерб, исчисляемый суммой более 50 млн. долл. США. Зарубежные организации (CONCAWE и EGIG) без объяснений методических подходов определили показатель аварий на газопроводах СНГ равным 0,33 на 1000 км в год.

Основные причины аварий на газопроводах США по усредненным за 1970-1993 гг. данным следующие:

механические повреждения, вызываемые посторонними лицами и организациями — 62,7%,
коррозия — 12,4%,
дефекты трубопроводов — 13,5%,
другие причины — 11,4%.
Всего — 100%.

На морских трубопроводах в США наибольшее число аварий связано с коррозией (45%) и механическими повреждениями (33%).

Со стресс-коррозией в США связывают менее 1,5% всех известных аварий [5].

Основной причиной отказов для газопроводов Западной Европы также являются внешние воздействия (59,3%), причем частота этого фактора возрастает с уменьшением диаметра трубы, что является следствием меньшей толщины стенки. Более глубокая прокладка газопроводов способствовала снижению инцидентов по этой причине. Второе место занимает дефект труб и конструкций (19,3%), на долю коррозии приходится 10,5%.

Относительно меньшая значимость коррозионного фактора в отказах зарубежных газопроводов объясняется не только сложившейся ориентацией

на меньшие диаметры газопроводов, но и широким внедрением заводской изоляции труб. Вместе с тем коррозия является одной из самых значительных и трудно контролируемых причин аварий и для зарубежных газопроводов.

Необходимость снижения негативного воздействия КРН на надежность газопроводов требует дальнейшего изучения механизма КРН (карбонат-бикарбонатный механизм, сульфатредуцирующие бактерии, водородное охрупчивание) с целью выработки комплекса мер защиты (совершенствование качества сталей, методы и средства изоляционной защиты, организация коррозионного мониторинга и др.).

В мировой практике также нет надежных способов ранней диагностики «стресс-коррозии». Эти вопросы активно изучаются как в США, так и в Канаде, где также имело место разрушение трубопроводов вследствие коррозии под напряжением.

Наиболее результативным средством защиты от коррозии в отечественных условиях на современном этапе представляется применение трехслойного изоляционного покрытия, наносимого в заводских условиях (на Харцызском трубном заводе) при усовершенствовании отдельных технологических процессов (дробеочистка и хроматирование), провоцирующих КРН.

Методы защиты от коррозии подразделяются на пассивные и активные.

Пассивные методы защиты достигаются нанесением на трубу специальных защитных покрытий. Это битумные и полиуретанкаменноугольные мастики, покрытия на основе эпоксидных смол, полимерные ленты и др. Так как пассивными методами не удается осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита, связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита. Активный метод осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал.

Наиболее эффективно выполняет в настоящее время функции пассивной защиты от коррозии труб заводская изоляция, широко распространенная за рубежом. Основными материалами, применяемыми для изоляции труб в заводских условиях, служат термопластичные (полиэтилен и полипропилен) и термореактивные (эпоксидные, полиуретановые) полимеры благодаря технологичности и высоким эксплуатационным характеристикам. Покрытия на основе каменноугольной смолы и битума еще используются потребителями труб, однако из-за вредного воздействия на организм человека и окружающую среду объемы их производства невелики и постоянно снижаются.

Для магистральных газопроводов все более широкое применение находят полиэтиленовые покрытия, которые в свою очередь подразделяются на одно-, двух- и трехслойные.

Однослойные покрытия наносятся на подготовленную поверхность трубы без клеющего слоя (адгезива). Даже при условии повышения адгезии простого полиэтилена спеканием (фирма «Hoesch», Германия) трубопроводы из труб с однослойным покрытием встречаются очень редко.

В **двухслойных покрытиях** по промышленному методу адгезив наносят на песко- или дробеструйно-обработанную трубу, нагретую до температуры

200-300°С. Такое покрытие в основном используется для защиты газопроводов в полевых условиях, его наносят в виде липкой ленты (например, фирма «Poliken» — США, имеются отечественные разработки). Характерные недостатки двухслойного покрытия — плохое сопротивление катодному отслаиванию и переменная адгезия, особенно при повышенных температурах.

Наиболее эффективно выполняет в настоящее время функции пассивной защиты от наружной коррозии труб **трехслойное полиэтиленовое покрытие**, которое включает в себя:

1-й слой — эпоксидная грунтовка толщиной 20-30 мкм,

2-й слой — адгезив, обеспечивающий прочную связь между наружным полиэтиленовым покрытием и грунтовкой, толщиной до 200 мкм,

3-й слой — полиэтилен толщиной 1,2-3 мм в зависимости от диаметра трубы и условий эксплуатации.

Чаще всего используют два основных метода нанесения покрытия из полиэтилена — экструзию и спекание. В настоящее время в странах Западной Европы доминирующим методом является экструзия (экструзия с использованием кольцевой головки и экструзия с использованием щелевой головки).

Трехслойное покрытие сочетает высокие химические свойства эпоксидного покрытия с механическими свойствами полиэтиленового покрытия. Срок службы труб с трехслойным полиэтиленовым покрытием составляет не менее 30 лет при температуре эксплуатации -20...+60°С. Предельная температура труб при транспортировке, складировании и хранении составляет -45...+60°С. Кроме того, трехслойное полиэтиленовое покрытие имеет высокое электрическое сопротивление, что приводит к меньшей стоимости установки и эксплуатации системы катодной защиты. Плотность тока катодной защиты современного изолированного полиэтиленом трубопровода составляет несколько микроампер на квадратный метр. При таких условиях защита сотен километров трубопровода может осуществляться одним выпрямителем катодной защиты.

Традиционные покрытия на основе каменноугольной смолы, битумов и изоляционные ленты продолжают применяться в программах восстановления трубопроводов, но их срок службы возрос благодаря усовершенствованию методов подготовки поверхности к нанесению покрытий.

За рубежом широко распространена практика нанесения изоляционных покрытий на передвижных заводах (базах), быстро монтируемых и перемещаемых на новое место. Так, при строительстве международного газопровода Магриб — Европа рядом со складом труб диаметром 1219 мм общей длиной около 550 м был смонтирован за три месяца передвижной завод на площади 30 тыс. кв. м со скоростью нанесения изоляции на наружную поверхность трубы 109 м/сут. В ближайшей перспективе намечается реализация такой практики и в России.

Вновь сооружаемые в отечественной практике газопроводы сооружаются из труб с заводской изоляцией, которые поставляются из стран ближнего (Харцызский завод) и дальнего зарубежья. Харцызский трубный завод — пока единственный в СНГ, который может производить трубы большого диаметра с трехслойным изоляционным покрытием.

ОАО «Волжский трубный завод», который еще в 1976 г. освоил производство газопроводных труб с заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошков, в настоящее время проводит работы по организации производства труб, в том числе и большого диаметра, с наружной изоляцией и внутренним противокоррозионным покрытием. В мае 1999 г. на этом заводе был введен в эксплуатацию цех по нанесению на трубы трехслойного изоляционного покрытия мощностью 250-300 тыс. тонн.

При реконструкции и ремонте газотранспортных систем применяются в основном полимерные липкие ленты, имеющие ограниченный срок службы (8-12 лет), их защитные свойства по мере старения постоянно ухудшаются, особенно в условиях высоких температур эксплуатации газопроводов. До недавнего времени они тоже в основном импортировались. В 1992-94 гг. отечественной промышленностью освоено производство отечественной изоляционной системы «Полилен» с праймером типа ПМ-001ВК.

Продолжают закупаться импортные изоляционные материалы для изоляции как линейной части, так и сварных стыков: «Альтене» (Италия), «Фурукава» (Япония), «Нитто» (Япония), «Поликен» (США).

На отечественных газопроводах для изоляции в полевых условиях сложных профилей и технологической обвязки газопроводов с температурой эксплуатации до 80°С применяется импортная полиуретановая двухкомпонентная быстроотвердевающаяся мастика FRUCS-1000 А и праймер UP-1000. Это изоляционное покрытие должно обеспечить длительную защиту от коррозии подземных сооружений. Оно наносится в полевых условиях с помощью специального ручного механизированного устройства.

Для горячих участков газопроводов необходимо организовать производство термостойких изоляционных материалов, для изоляции стыков труб с заводской и базовой изоляцией — производство термоусаживающихся радиационно-сшитых полимерных материалов.

Для газопроводов, транспортирующих кислый газ, в том числе высокосернистый, в отечественной практике используются и разрабатываются ингибиторы коррозии широкого спектра действия.

Неудовлетворительное качество защищенности газопроводов изоляционными покрытиями, наносимыми в трассовых условиях, обусловило более интенсивное по сравнению с зарубежной практикой развитие активной защиты газопроводов средствами электрохимической защиты. Величины токов катодной защиты, приведенные на 1 км газопроводов, составляют для лучших зарубежных газопроводов от 0,008 до 0,01 А/км, для зарубежных газопроводов со средним качеством изоляционного покрытия — от 0,02 до 0,07 А/ км, в то время как для отечественных газопроводов с удовлетворительным состоянием изоляционных покрытий, проложенных в некоррозионно активных грунтах — от 0,2 до 1,0 А/км, а имеющих дефекты изоляционного покрытия — от 1,5 до 3 А/км; имеются отдельные участки, преимущественно на старых газопроводах, где величина удельного защитного тока достигает 4-5 А/ км.

Для защиты трубопроводов от коррозии в отрасли построено 18,5 тыс. установок катодной защиты мощностью от 0,6 до 5 кВт, 521 установок дренажной защиты, 43600 установок протекторной защиты. Для электроснабже-

ния установок катодной защиты в эксплуатации находятся около 30 тыс. км линий электропередач напряжением 6-10 кВ. Защищенность (а точнее — оснащенность) от коррозии всех типов газопроводов (магистральных, распределительных, газосборных) составляет порядка 98%.

Применяемые в отрасли средства ЭХЗ все еще не отвечают современным требованиям в части эксплуатационной надежности. Практически все преобразователи катодной защиты работают не в автоматическом режиме. Промышленные анодные заземлители, сооружаемые из черных металлов, имеют нормативный срок службы около 10 лет, однако зачастую выходят из строя гораздо раньше, что ведет к расходу в год тысяч тонн металла.

Используемые приборы контроля во многих случаях морально устарели и не отвечают современному уровню передовой зарубежной техники и технологии.

В последнее время основным показателем эффективности защиты от коррозии вместо разности потенциалов труба-земля, включающей значительную систематическую ошибку за счет омического падения напряжения в грунте и изоляции, становится поляризационный потенциал без омической составляющей. Для поддержания поляризационных потенциалов в узком диапазоне от -0,85 до -1,1В в целях эффективной защиты газопроводов от коррозии необходимо внедрение установок катодной защиты нового поколения с системами телеуправления параметрами катодной защиты, с реализацией коррозионного мониторинга, использованием протяженных анодных заземлений кабельного типа.

7.6. ДИАГНОСТИКА ГАЗОПРОВОДОВ В РОССИИ И МИРЕ

Для поддержания необходимого уровня надежности газопроводов, а также получения исходных данных для выполнения работ по их ремонту и реконструкции на отечественных и зарубежных газопроводах все более широко применяется инспекция газопроводов с целью обнаружения утечек, утонения стенок и овализации сечений, выявления поверхностных дефектов и трещин, определения кривизны и пространственного положения трубопроводов и пр.

В большинстве стран мира рассматриваются законодательные акты (а в некоторых странах они уже приняты), которые предписывают проводить периодическое инспектирование трубопроводов для снижения риска аварий.

Применяемые методы диагностики разнообразны. В настоящее время ОАО «Газпром» и ведущими зарубежными компаниями («АГА» — США, «Бритиш Газ», «Транс-Канада Пайплайн» и др.) применяется комплексный подход к проблеме эксплуатационной надежности газопроводов, включающий регулярное воздушное и наземное патрулирование, электрометрический контроль целостности изоляции и потенциалов катодной защиты, периодические гидравлические испытания, внутритрубную инспекцию снарядами-дефектоскопами, контрольную шурфовку потенциально опасных участков и

проверку состояния газопроводов неразрушающими методами контроля, включая акусто-эмиссионный.

В настоящее время широкое распространение получили внутритрубные устройства — снаряды-дефектоскопы, которые, перемещаясь в потоке по газопроводу, осуществляют сбор информации о дефектах. При этом используется в основном магнитный, а также ультразвуковой и вихретоковый методы.

Первые снаряды-дефектоскопы магнитного действия были созданы фирмой «Бритиш Гэс», а затем в США — фирмой «Тьюбоскоп». По мере накопления практического опыта были созданы снаряды двух типов: профиломеры и дефектоскопы. Разработаны ультразвуковые снаряды-дефектоскопы третьего поколения, в большей мере отвечающие требованиям по определению формы и размеров дефектов. Если снаряды-профиломеры служат для определения внутреннего проходного сечения трубы и фиксируют отклонения геометрии — гофры, вмятины, овальность, то ультразвуковые снаряды-дефектоскопы способны непосредственно измерять толщину стенки, различать наружные и внутренние дефекты, связанные с потерей металла, фиксировать параметры дефектов, находящихся внутри стенки трубы, однако эти снаряды перемещаются в гидравлической пробке и перспективны для нефтепроводов. Вихретоковые же снаряды обследуют небольшую толщину внутренней стенки трубы.

Работы по практической диагностике с использованием имеющегося парка снарядов-дефектоскопов и с привлечением иностранных фирм («Пайптроникс», «Розен», «Бритиш Гэс») начали проводиться на предприятиях ОАО «Газпром» в заметных объемах с 1990 г. и составили, км:

	Всего	**Своими силами**	**Инофирмами**
1990	105	0	105
1991	687	169	518
1992	768	391	377
1993	949	432	517
1994	3686	2538	1148
1995	4161	3777	384
1996	6592	...	...
1997	7596	7596	—
1998	11470	11256	214

Начиная с 1990 г. с помощью внутритрубных средств диагностики обследовано 36 тыс. км газопроводов, из них 90% отечественными предприятиями и примерно 10% — инофирмами «Пайптроникс», «Розен» и «Бритиш Гэс». При этом объемы работ, осуществляемых инофирмами, в последнее время незначительны. Объемы работ по внутритрубной диагностике постоянно растут, но по ряду причин они ниже установленных планов.

За последнее время в отрасли разработаны и внедрены в эксплуатацию **магнитные** внутритрубные комплексы КВД для обследования газопроводов диаметром 1420, 1220, 1020 мм. Однако основными видами дефектов, выявляемых при использовании магнитных дефектоскопов как у нас в стране,

так и за рубежом, остаются потери металла в стенке трубы в результате коррозии и эрозионного износа, а также дефекты поперечного сечения труб (гофры, вмятины, овальность), определяемые с помощью внутритрубной профилометрии. Выявление поперечных трещин, дефектов в сварных соединениях, расслоений по-прежнему носит эпизодический характер. Практически полностью остаются неохваченными продольные дефекты и стресс-коррозионные трещины.

В МНПО «Спектр« разработан специальный снаряд КОД 4М-1420, обеспечивающий поперечное намагничивание стенки трубы и предназначенный для диагностики стресс-коррозионных трещин. Комплексные испытания этого дефектоскопа дали положительные результаты. Были выявлены не только стресс-коррозионные трещины на внешней поверхности трубопровода, но и обнаружена трещина на внутренней стороне стенки трубопровода.

Для выявления в газопроводах продольных дефектов используется ультразвуковой дефектоскоп, перемещаемый по газопроводу в гидравлической пробке (на отечественных газопроводах «Ультраскан» фирмы «Пайптроникс»). Однако этот метод является чрезвычайно сложным и дорогостоящим и применяется, как правило, в исключительных случаях.

Другим возможным методом выявления линейных дефектов является использование токовихревого дефектоскопа, работающего в режиме промагничивания стенки трубы, разработанного японской фирмой «Мицуи». Однако этот дефектоскоп требует ограниченной, на пределе допустимой, скорости передвижения при инспекции и значительного энергопотребления.

Фирма «Бритиш Гэс» разработала ультразвуковой дефектоскоп для выявления линейных дефектов, использующий так называемый «сухой» метод приемо-передачи акустосигнала.

Одним из важных этапов по повышению эксплуатационной надежности газопроводов является внедрение системы внутритрубного обследования на стадии строительства.

Сегодня с широким внедрением внутритрубных средств диагностики в отрасли фактически осуществлен переход к эксплуатации линейной части магистральных газопроводов по техническому состоянию.

Кроме «приборной» части внутритрубной инспекции, не менее важной является последующий этап работы, на котором по результатам дефектоскопии выполняется расшифровка дефектов и оценка работоспособности участка газопровода. Специалисты отмечают, что практические инженерные результаты имеются в институте Баттеля (США), инженерном центре фирмы «Бритиш Гэс». Ряд разработок выполнен в России.

Серьезной проблемой, осложняющей инспекцию магистральных газопроводов, является неприспособленность большей части (около 65% общей протяженности) отечественных газопроводов к проведению внутритрубной дефектоскопии по своему конструктивному исполнению (неравнопроходная арматура, малые радиусы углов поворота, отсутствие решеток на тройниках, подводные переходы меньшего диаметра и т.п.). Поэтому для магистральных газопроводов, не приспособленных к внутритрубной дефектоскопии, а также для технологических трубопроводов КС, ПХГ, ГПЗ, ГРС и промысловых трубопроводов необходимо развивать ме-

тоды и средства наружного контроля, используемые для выборочной объективной оценки их технического состояния.

В связи с этим особого внимания заслуживают идеи создания новых методов оценки технического состояния магистральных газопроводов, основанных на интегральных принципах измерений (аналог таких систем — система определения состояния изоляционного покрытия трубопроводов C-SCAN), таких как магнитная интроскопия (определение дефектов по полям рассеивания магнитного поля газопровода), вибросейсмический метод анализа технического состояния трубопроводов, акусто-эмиссионные, акустические и др.

Из зарубежных разработок представляет интерес основанная на акустическом методе система обнаружения утечек газопровода Wave Alert VII японской фирмы «Марубени Корпорейшн». Wave Alert VII — стационарная пассивная система с диапазоном обследования (расстояние между датчиками системы), **равным 10 км**. Известные в этой области отечественные разработки имеют разрешающую способность **до 200 м**.

Преимущества системы Wave Alert VII заключаются в следующем:

- быстрое срабатывание — утечки обычно обнаруживаются в течение одной минуты после появления;
- высокая чувствительность — система способна обнаружить утечку, составляющую менее 1% расхода;
- точность — утечка обнаруживается в пределах 30 м;
- низкое число подачи сигналов ложной тревоги.

В отечественной практике развиваются акусто-эмиссионные методы контроля. Акусто-эмиссионный (АЭ) метод позволяет обнаружить и оценить степень опасности дефекта, находящегося на расстоянии до 100 м от места установки датчика

Используется оборудование и системы, позволяющие провести первоначальную экспертную оценку состояния трубопроводов с летательных аппаратов с последующим их детальным обследованием, учитывая практическое отсутствие автомобильных дорог и проездов вдоль большинства отечественных трубопроводов.

Утечки газа в отечественной практике выявляются вертолетными системами типа «Обзор» и «Локатор», разработаны (МИФИ, МГУ, ОКТБ «Интеграл») системы диагностики, которые обладают меньшим весом и могут быть использованы на других носителях, например, на разрабатываемом для северных условий экраноходе на воздушной подушке грузоподъемностью 1,5 тонны.

7.7. ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Энергопотребление Газпрома за последние годы составляет около 67 млн. т у.т., при этом 87% потребляемых ресурсов приходится на топливо (*табл. 7.6*), представленное в основном природным газом. Следовательно, энергоемкость отрасли определяется ее газоемкостью.

Как в отечественной, так и в американской практике на собственные нужды промыслов (включая переработку газа) и транспорт расходуется 8-9% добываемого газа. При этом в отечественной практике свыше 90 % этого потребления приходится на транспорт, тогда как в газовом комплексе США примерно две трети потребляется в добыче (включая подготовку, переработку, энергетические затраты на закачку в пласт) и только одна треть — сжигается на КС газопроводов. За последние 18 лет расход газа на топливные нужды трубопроводов варьировал от 21 до 14 млрд. м^3 в зависимости от объемов добычи и транспортировки газа, составляя в последние годы 17-20 млрд. м^3. Однако если учесть, что за этот период установленная мощность КС американских магистральных газопроводов возросла с 7 до 10,5 млн. кВт, можно сделать вывод, что в транспорте газа за этот период были реализованы и энергосберегающие мероприятия (**рис. 7.3**).

Газотранспортная сеть России является более энергоемкой системой по сравнению с зарубежными газопроводами, превышая их по удельной энергоемкости на 30-60%. Это обусловлено следующими факторами:

- проектные решения действующих газопроводов ориентированы в основном на металлосбережение, так как реализовывались в условиях дефицита труб и низких цен на электроэнергию;
- различием в техническом уровне компримирования газа и эксплуатации газопроводов.

Неоправданно велики также технологические потери на отечественных газопроводах.

Для зарубежных газопроводов характерна пониженная степень сжатия на КС (порядка 1,3-1,35), что достигается за счет выбора соответствующего (повышенного) диаметра газопроводов и широкого применения внутренне-гогладкостного покрытия труб.

Фактически здесь реализована низконапорная технология транспорта газа.

На отечественных КС степень сжатия составляет 1,45, что требует больших энергозатрат для компримирования газа. Кроме того, американские газопроводы, например, работают при более низких, чем в России, уровнях загрузки, позволяющих периодически отключать ГПА, особенно на транзитно-распределительных и распределительных газопроводах, где конечные КС, размещенные в зонах распределения газа, оказываются недогруженными, то есть работают в режиме энергосбережения. В России же преобладают мощные многониточные газотранспортные системы с высокой среднегодовой загрузкой и транзитным характером транспорта газа.

Повышенную по сравнению с зарубежным уровнем энергоемкость транспорта газа предопределяет и недостаточная экономичность ГПА, многие из которых уже морально и физически устарели. Как показывает опыт эксплуатации КС, фактическое значение КПД многих газотурбинных ГПА примерно на 15% ниже номинальных (**рис. 7.4**).

Абсолютное снижение потребления энергоресурсов в транспорте газа в 1991-1998 гг. обусловлено как проведением ряда энергосберегающих мероприятий (внедрение ГТУ с более высоким КПД, ремонт и замена устаревших ГПА, применение сменной проточной части центробежных нагнетателей, обеспечивающей полную загрузку ГПА и их работу с высоким КПД во всей

области рабочих режимов некоторых КС и др.), так и уменьшением объема транспортируемого газа, следствием чего явилась неполная загрузка агрегатов во времени. Так, за период 1992-1998 гг. время нахождения в работе газотурбинных агрегатов снизилось с 48% до 41,4%, газомотокомпрессоров — с 27% до 21%, электроприводных — с 29% до 16%. Это, вероятно, и явилось основным фактором снижения энергоемкости за анализируемый период.

Проблема снижения энергоемкости транспорта газа требует своего дальнейшего решения.

Рис. 7.1

Основные причины аварий на газопроводах России в 1992-1998 гг.

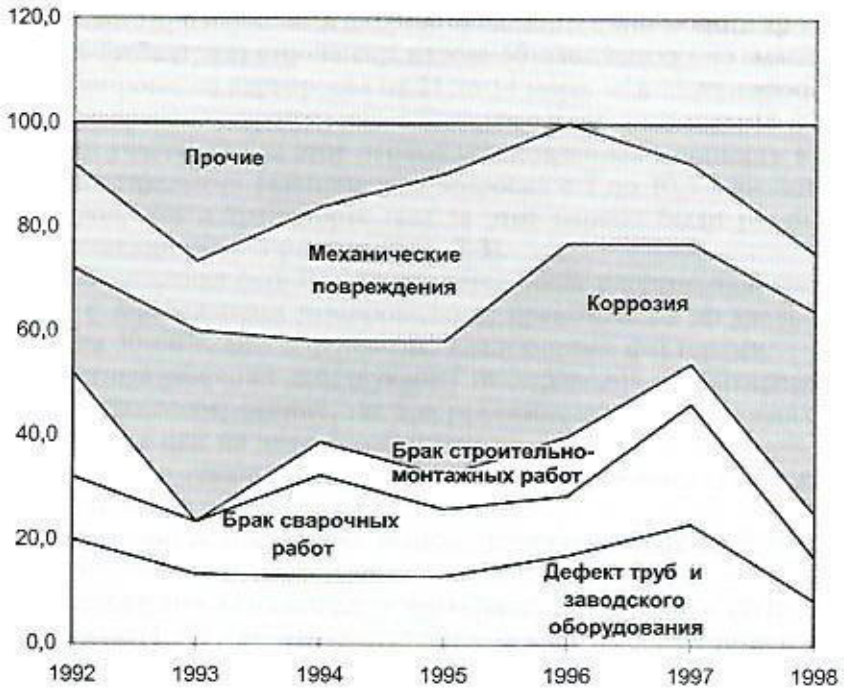


Рис. 7.2

Структура аварий на газопроводах различного диаметра за 1992-1998 гг. (ОАО «Газпром»)



Рис. 7.3

Использование газа в качестве топлива в газовой промышленности США (1970-1988 гг.)

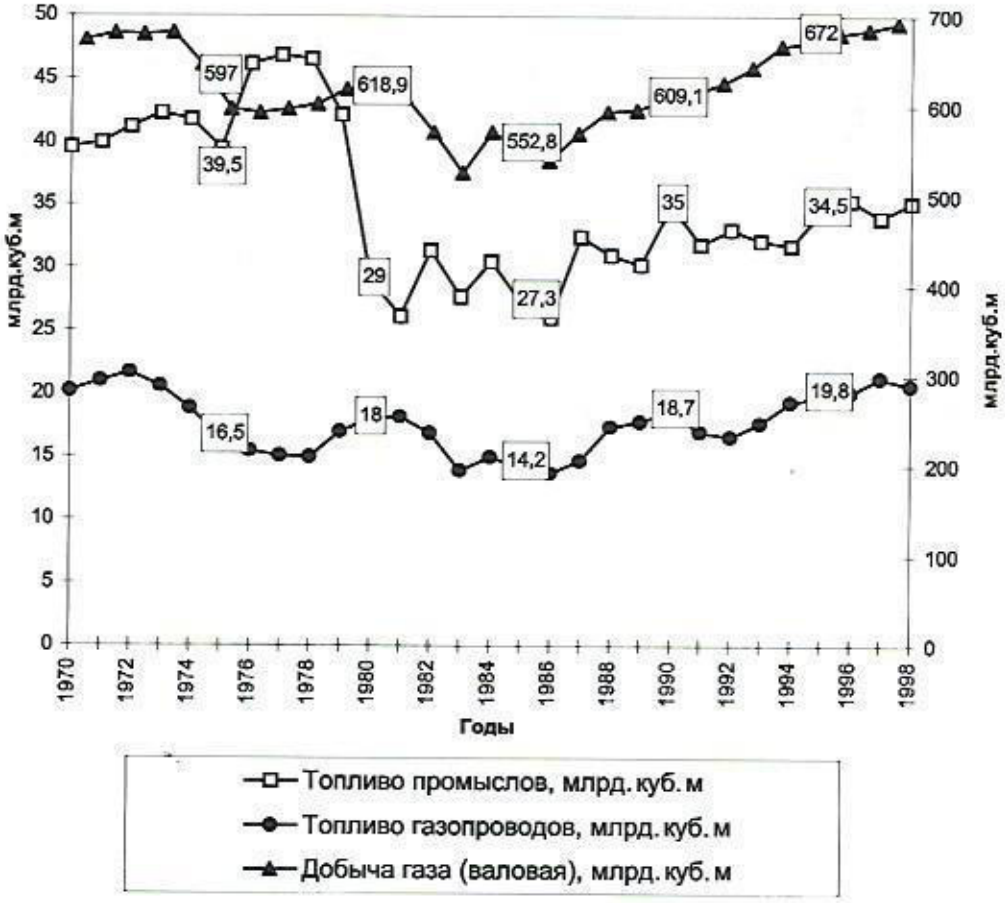


Рис. 7.4

Энергоемкость транспорта газа на газопроводах ОАО «Газпром» (1991-1998 гг.)

а) энергоемкость (газ и электроэнергия)



б) газоемкость и ее составляющие

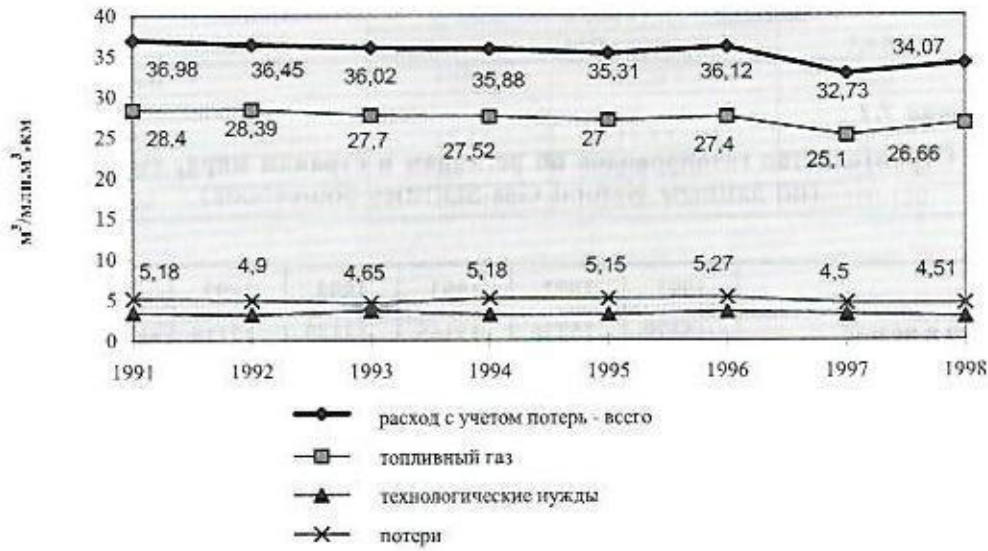


Рис. 7.5

Удельный расход топливного газа на КС газопроводов и время нахождения в работе



Таблица 7.1

Строительство газопроводов по регионам и странам мира, тыс. км
(по данным Natural Gas Statistics Sourcebook)

	1991	1992	1993	1994	1997	1998
Мир в целом	15279	15736	17365	13189	17718	19908
в том числе						
Африка	35	0	901	1816	647	1106
Азия (Тихоокеанский регион)	2518	2052	1817	1881	3224	5766
Канада	2444	2661	1620	2133	1797	1163
Европа	1828	4222	5332	2993	4593	6081
Латинская Америка	580	756	1549	225	2779	706
Ближний и Средний Восток	257	0	111	182	220	92
США	7817	6045	6035	3958	4389	4994

Таблица 7.2

Протяженность газопроводов, вводимых в эксплуатацию в 1998 г.

Регионы	Диаметры, мм				Всего, км	Уд. вес, %%
	102-254	305-508	559-762	813 и более		
США	2261	462	1343	577	4994	25,1
Канада	640	137	306	80	1163	5,8
Латинская Америка	80	190	196	243	706	3,5
Азия и Австралия	528	3570	1176	492	5766	28,1
Европа	1654	739	156	3532	6081	30,6
Ближний Восток	—	92	—	—	92	0,6
Африка	—	64	43	999	1106	5,6
Всего	5163	5254	3217	6274	19908	100

**Зарубежная информация, ИРЦ Газпром, 1998 г., №№ 6, 7.*

Таблица 7.3

Технологические параметры транспорта газа России на базовых газопроводах большого диаметра

	Проектное давление		
	5,5 МПа		7,5 МПа
Диаметр, мм	1020	1220	1420
Производительность, млрд. $м^3$/год	10-12	15-17	30-32
Степень сжатия	1,4	1,4-1,45	1,4-1,45
Шаг КС, км	100-120	100-120	100-120

Таблица 7.4

Рекомендуемые уровни временного сопротивления стали для газопроводов России

Давление, МПа	Диаметр, мм	Временное сопротивление, МПа
5,4	530,720, 1020,1220	520- 600
7,4-8,2	1020, 1220, 1420	600
10,0;13,0	530,720,1020	600-650

Таблица 7.5

Структура аварий на магистральных газопроводах различного диаметра за 1992-1998 гг. (ОАО «Газпром»)

	Количество аварий, аварии				Структура причин аварий, %%			
	диаметры газопроводов, мм				диаметры газопроводов, мм			
	1420	1220	1020	<1020	1420	1220	1020	<1020
Дефект труб и заводского оборудования	4	10	7	14	7,8	21,7	29,1	13,2
Брак сварочных работ	5	14	4	5	9,8	30,4	16,7	4,7
Брак строительно-монтажных работ	5	2	2	14	9,8	4,3	8,3	13,2
Подземная коррозия	32	17	4	10	62,8	37,0	16,7	9,4
в том числе:								
стресс-коррозия	32	15	3	1	62,8	32,6	12,5	0,9
Внутренняя эрозия и коррозия	—	—	1	2	—	—	4,2	1,9
Механические повреждения	1	2	3	38	2,0	4,4	12,5	35,9
Нарушение правил технической эксплуатации газопроводов	—	—	2	1	—	—	8,3	0,9
Прочие	4	1	1	22	7,8	2,2	4,2	20,8
в том числе:								
стихийные бедствия	1	—	—	19	2,0	—	—	17,9
Итого	51	46	24	106	100	100	10	100

Таблица 7.6

Энергопотребление в ОАО «Газпром» (млн.т у.т.)

	Всего	В том числе		
		электроэнергия	теплоэнергия	топливо
1995	67,14	5,16	3,28	58,7
1996	69,73	5,41	3,40	60,92
1997	62,89	4,81	3,61	54,47
1998	67,24	5,03	4,08	58,13

Глава 8

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

8.1. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГОПРИВОДА ДЛЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В процессе становления газовой промышленности на развитие энергопривода, используемого в транспорте газа, оказал влияние ряд факторов, в том числе изменения технико-экономических показателей оборудования, технического уровня отечественной и зарубежной промышленности, технологии транспорта газа.

В период создания газотранспортной сети, до начала 50-х годов, на компрессорных станциях применялись поршневые газоперекачивающие агрегаты зарубежного производства. Затем их выпуск осваивался на базе лицензий.

Однако при формировании в середине 50-х годов мощной газотранспортной системы Северный Кавказ — Центр (диаметр газопровода 720 и 820 мм) технико-экономические показатели поршневого привода (небольшая единичная мощность, высокие капитальные затраты, трудности автоматизации и большие трудозатраты квалифицированного персонала при эксплуатации) уже не соответствовали предъявляемым требованиям.

Возможной альтернативой поршневым двигателям и компрессорам могли стать паротурбинные, газотурбинные и электрические установки для привода центробежного газового компрессора. В отечественном машиностроении были созданы все предпосылки для использования любого из этих вариантов.

При выборе типа энергопривода паротурбинный в качестве реального варианта практически не рассматривался, так как в требуемом классе мощностей (до 10 МВт) при относительно невысоком тепловом КПД (около 25%) он имеет сложную технологическую схему с большим набором оборудования (паротурбинный привод, котел, система водоподготовки, конденсационная

система) — и, соответственно, удельная стоимость оборудования, строительно-монтажных работ и эксплуатационных затрат достаточна высока.

Сравнение преимуществ электрического и газотурбинного приводов всегда приводило к одинаковым результатам, которые можно охарактеризовать следующим образом.

В регионах с мощными энергосистемами существует так называемый «эффективный радиус» — протяженность линии электропередачи до компрессорной станции (КС), — при котором электрический и газотурбинный приводы равноэффективны. В зависимости от ценовых показателей на энергоресурсы и оборудование он равен 50 ÷ 100 км.

Варианты со строительством технологических паротурбинных, а затем парогазовых электростанций для транспорта газа, как правило, не выявляли технико-экономических преимуществ, а их нормативный срок строительства (4-5 лет) не соответствовал срокам строительства газопроводов. В связи с этим такие варианты не могли быть реализованы.

Использование центробежной компрессорной машины для линейных КС мощных газопроводов сразу выявило очевидные технологические преимущества — большой объемный расход при относительно невысоком напоре.

Благодаря возросшим научно-техническим возможностям отечественное машиностроение в середине 50-х годов смогло в основном удовлетворить технологические потребности развивающейся газовой промышленности. В результате первая мощная газотранспортная система Ставрополь — Москва была оснащена газотурбинным и электрическим приводами центробежного нагнетателя мощностью 4 МВт производства Невского машиностроительного завода. Установленная мощность обоих приводов была приблизительно одинакова.

Однако эти газоперекачивающие агрегаты не могли полностью соответствовать требованиям газовой промышленности, т.к. они были созданы на базе турбомашин другого назначения. Газотурбинный агрегат типа ГТ-700-4 разрабатывался для передвижных электростанций, а нагнетатель типа 280 изготовлен на базе компрессоров для химического машиностроения. Поэтому для следующих крупных газотранспортных систем Бухара — Урал и Средняя Азия — Центр были разработаны и поставлены на крупносерийное производство газоперекачивающие агрегаты (ГПА) следующего поколения: мощностью 4 и 6 МВт Невского и Турбомоторного заводов (ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТ-6-750). Для того времени (первая половина 60-х годов) это было крупным техническим достижением отечественной промышленности.

Анализ преимуществ различных видов энергопривода позволил сформировать области их наиболее эффективного использования:

— поршневые ГПА — для различных технологических модификаций с широким диапазоном степеней сжатия и давлений при относительно небольших объемных расходах и единичных мощностях (до 2 МВт);

— газотурбинные ГПА — для линейных и дожимных компрессорных станций, расположенных в удаленных и сложных климатических условиях;

— электроприводные ГПА — для компрессорных станций в районах крупных энергосистем и при ограниченном во времени использовании.

Первое поколение газотурбинных ГПА (ГТ-700-5, ГТК-5, ГТ-750-6, ГТ-6-750), специально разработанных для компрессорных станций, имело сле-

дующие принципиальные особенности, вытекающие из их технологического назначения:

— кинематическая схема со свободной силовой турбиной, обеспечивающая гибкость регулирования режимов;

— конструкция в виде турбоблока с маслобаком в раме;

— безредукторный привод нагнетателя.

Внедрение нового вида привода выявило большое количество проблем, которые исследовались в условиях эксплуатации и затем решались совместно разработчиком и потребителем, больше всего это касалось решения о выборе регенеративного цикла ГТУ.

Решение о выборе термодинамического цикла ГТУ (регенеративного или простого безрегенеративного), как правило, не было однозначным. Это объясняется тем, что на выбор оказали влияние достигнутый технический уровень газотурбостроения и динамика соотношения цен топлива и оборудования.

Но уже в настоящее время 25% общей мощности ГТУ, используемых при транспорте газа, приходится на ГТУ регенеративного типа.

В связи с расширением использования ГПА в газовой промышленности создана нормативная база, которая включила систему стандартов, методов и программ испытаний (ГОСТ 20440-75, ОСТ 108.02201-81), параметров (ГОСТ 23194-78, ГОСТ 17140-79), технических требований и технических условий (ГОСТ 21199-82, ГОСТ 23690-79, ГОСТ 26946-86, ГОСТ 28775-90).

Задачи, поставленные перед газовой промышленностью в середине 70-х годов по резкому форсированию объемов добычи и поставки газа, уже не могли быть решены без привлечения новых машиностроительных мощностей, пересмотра технической политики в области оборудования и строительства компрессорных станций.

В процесс обеспечения газовой промышленности оборудованием, наряду с традиционными поставщиками, на правительственном уровне были привлечены сначала авиационная (1973 г.), затем судовая отрасли (1977 г.) для производства газотурбинных двигателей мощностью 6, 3, 10 и 16 МВт.

В 1980-1983 гг. была выполнена значительная работа по унификации проектов наземных объектов мощных магистральных газопроводов, объединившая достижения в областях технологии компримирования, оборудования, строительства и системного проектирования. Сократились продолжительность строительства КС на 6-7 месяцев, стоимость строительно-монтажных работ на 41-55%. Были приняты во внимание и предложения газотранспортных объединений, касающихся оснащения КС новым оборудованием.

8.2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ПАРКА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Транспорт газа на значительные расстояния обеспечивается компрессорным парком ОАО «Газпром», установленная мощность которого составляет (по состоянию на 01.01. 2001 г.) 42,6 млн. кВт, в том числе с газотурбинным приводом — около 85%, электрическим — 14% и поршневым — менее 1%.

В перспективе подобное соотношение типов энергопривода будет в целом сохраняться (с постепенным уменьшением относительной доли электропривода).

Современное состояние компрессорного парка ОАО «Газпром», включая наиболее представительную часть его — газотурбинные ГПА, а также структура газоперекачивающего парка компрессорных станций по типоразмерам ГПА представлены соответственно в *табл. 8.1* и *8.2*.

8.2.1. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты

Парк газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинным приводом формировался в течение 40 лет и сегодня включает в себя более 20 типов (более 3000 шт.) единичной мощностью 2,5-25 МВт с номинальным КПД от 23 до 36% (последняя величина относится к агрегатам нового поколения).

Газотурбинный парк имеет значительную наработку: 28% мощностей — от 40 до 70 тыс. ч, 25% — от 70 до 100 тыс. ч, около 20% — более 100 тыс. ч (до 160 тыс. ч).

Отклонение средних показателей существующего газотурбинного парка по сравнению с новой техникой можно сгруппировать по следующим позициям:

— эффективность газовых турбин в среднем 28,2% (по сравнению с современным уровнем — 32-37%);

— системы управления, оснащенные устаревающей элементной базой, не обеспечивают эффективную организацию технологического процесса;

— годовые затраты на ремонтно-техническое обслуживание могут достигать от 5 до 10% от стоимости газоперекачивающего агрегата;

— уровень выбросов оксидов азота уступает лучшим достижениям — 25 ppm (1 ppm ≈ 2 мг/нм^3).

С начала 90-х годов в развитии энергопривода компрессорных станций ключевыми становятся две проблемы — реконструкция и экология.

Основные технологические и технические принципы реконструкции КС предусматривают: укрупнение единичных мощностей агрегатов, приоритет требований экологии и безопасности труда, перевод на полнонапорную (параллельную) технологическую схему включения нагнетателей газа, максимальное использование существующего вспомогательного оборудования, сокращение резерва, использование типовых проектов. Применяются следующие варианты реконструкции:

1. Модернизация ГТУ (перевод на регенеративный цикл, поузловая реновация, продление ресурса и др.).

2. Замена ГПА в общем или индивидуальном здании в модификациях:

— замена привода с сохранением существующего центробежного нагнетателя газа (ЦБН);

— замена привода с использованием новой проточной части ЦБН в его старом корпусе, возможно, с увеличением мощности;

— замена ГПА.

3. Замена двигателя в существующем контейнере.

4. Замена контейнерного ГПА на существующей фундаментной площадке, возможно, с увеличением мощности.

5. Строительство нового цеха.

С изменением цен на энергоресурсы оптимум степени регенерации для эксплуатируемых регенеративных агрегатов составляет 0,8-0,85. Поэтому для эффективного использования возможностей регенеративного цикла — сокращения расхода топлива на величину от 20 до 25% — производится:

— замена пластинчатых регенераторов (степень регенерации 0,7) агрегатов типа ГТК-10 на трубчатые регенераторы (степень регенерации от 0,81 до 0,82);

— перевод на регенеративный цикл (степень регенерации 0,85) импортных агрегатов ГТК-10И и ГТК-25И (Frame-3 и Frame-5) с продлением их ресурса от 150 до 200 тыс. ч.

За последние 5 лет разработано, испытано и рекомендовано к использованию большое число технических решений для реконструкции: в *табл. 8.3* приведен перечень и краткая характеристика пилотных проектов реконструкции КС. Наличие этих проектов показывает, что техническая база для реконструкции в основном создана и имеется соответствующая конкурентная среда. Проблемы дефицита производства ГПА практически не существует.

Созданы и использованы следующие технические предпосылки для сокращения затрат в условиях ограниченности финансирования:

а) назначенные ресурсы ГПА (100 тыс. ч) не являются предельными ограничениями для эксплуатации. Ресурсы обоснованно продлеваются на базе определенных исследований и фактического опыта или после модернизации. В качестве разумного усредненного ориентира можно принять величину около 120 тыс. ч;

б) назначенные ресурсы авиационных и судовых двигателей постепенно увеличиваются от 30-40 тыс. ч до 60 тыс. ч;

в) создаются конкурирующие предприятия для ремонта и модернизации двигателей;

г) конкретные проекты реконструкции КС оптимизируются с использованием существующего оборудования.

Важнейшей экологической целью реконструкции и модернизации КС является ограничение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, прежде всего оксидов азота и углерода.

В соответствии с отраслевыми программами подготовлено несколько технических решений и проведена широкомасштабная модернизация камер сгорания: на 675 газотурбинных установках с 1991 по 1996 гг. выбросы оксидов азота в атмосферу сокращены на 160 тыс. т/год (в 1,8 раза). Естественно, что дальнейшее снижение выбросов будет происходить более медленными темпами (25-45 тыс. т/год в течение 5 лет).

Кроме указанных выше, существуют два важнейших эффекта реконструкции КС, которые в меньшей степени поддаются количественной оценке:

— технологический системный эффект, заключающийся в оценке возможных потерь транспорта газа из-за «деградации» оборудования;

— эффекты, связанные с безопасностью и риском от «деградации» оборудования.

8.2.2. Электроприводные газоперекачивающие агрегаты

На компрессорных станциях ЕСГ Российской Федерации около 40 лет используются электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА). В качестве привода центробежного нагнетателя в основном применяются синхронные электродвигатели мощностью 4000 кВт СТМ и СТД, 6300 кВт СТДП, 12500 кВт СТД, СДГ и СДГМ, 25000 кВт ЧКД (Чехословакия), СТМ, СТД, СДГ и СДГМ — это синхронные трехфазные, высоковольтные (6, 10 кВ) электродвигатели производства Лысьвенского турбогенераторного завода. Основанием для применения в качестве привода именно синхронных электродвигателей стали их качества:

— независимое от нагрузки постоянство оборотов ротора;

— возможность работы с cos φ, равным 1 (т.е. иметь минимальные потери);

— возможность компенсировать реактивную энергию сети или потребителей электроэнергии КС;

— коэффициент полезного действия синхронных электродвигателей выше, чем у асинхронных аналогичной мощности и габарита, за счет минимальных потерь в стали магнитопровода и меди обмоток.

Синхронные электродвигатели серии СТД отличаются от электродвигателей СТМ большим рабочим напряжением статора (10 кВ вместо 6 кВ), возможностью прямого пуска на полное напряжение сети. Электродвигатели СДГ позволили увеличить количество пусков (со 150 у СТД) до 1000 без ремонта ротора. Электродвигатели серии СДГМ унифицированы по габаритам с электродвигателем СТД-12500.

Электрический привод ЭГПА СТМ, СТД, СДГ и СДГМ не регулируемый по частоте вращения ротора двигателя, а двигатели производства предприятия ЧКД, регулируемые по частоте вращения, специального исполнения с двумя статорными обмотками, питаемыми от преобразователя частоты с инвертором коммутируемым под нагрузкой. Преобразователь частоты был изготовлен по лицензии фирмы «Сименс» (Германия).

Применение электроприводных газоперекачивающих агрегатов началось с 1962 года, наибольший объем их внедрения приходится на период 70-х — 90-х гг. прошедшего века. Такая тенденция объясняется:

— невысокой стоимостью электроэнергии в стране;

— трудностью создания надежных и экономичных газотурбинных приводов;

— наличием резерва мощности Единой Энергетический Системы страны в зонах прохождения трасс газопроводов;

— высоким сроком службы электродвигателей (25 лет по Техническим условиям завода-изготовителя, а фактически, как оказалось, около 40 лет);

— стабильностью параметров (мощность, КПД, cos φ) электродвигателей не зависят от климатических условий и периода их эксплуатации;

— производственными мощностями Лысьвенского турбогенераторного завода, обеспечившего необходимый объем поставок электродвигателей.

В настоящее время в условиях высокой стоимости электрической энергии (от 0,35 руб./кВт.ч в ООО «Каспийгазпром» до 1,085 руб./кВт.ч в ООО

«Кавказтрансгаз») и несоразмерно низкой стоимости газа внутри страны ЭГПА имеют два существенных недостатка:

— высокая стоимость затрат на их эксплуатацию;

— отсутствие регулирования производительности центробежного компрессора за счет изменения частоты вращения его ротора.

Аналогичные проблемы имеются и за рубежом, но там существенными факторами в пользу внедрения новых разработок в области электропривода на КС газопроводов выступают:

— постоянно повышающиеся требования к соблюдению экологических норм по шумам и выбросу вредных веществ;

— стремительное развитие электроники, электротехники и машиностроения;

— отсутствие монополизации энергоресурсов и регулирование рынком спроса на энергоносители.

В подтверждение сказанного можно привести примеры применения регулируемого электропривода газоперекачивающих агрегатов в ряде стран:

— США (головная компрессорная станция газопровода Эль Пасо в штате Кентукки 4 ЭГПА, в состав каждого входит электродвигатель мощностью 13600 кВт на 1800 об/мин и гидродинамическая муфта типа «Ворекон» фирмы «Фойт Турбо» (Германия), которая позволяет регулировать частоту вращения ротора компрессора в диапазоне 70%-105% от номинальной частоты вращения 6359 об/мин);

— Германия (частотно-регулируемый электропривод газоперекачивающих агрегатов на магистральных КС и КС ПХГ фирмы АББ в городах Вейсвелер и Реден мощностью 12500 кВт);

— Норвегия (фирма АББ вводит в эксплуатацию в 2001 г. на платформе шельфовой добычи газа уникальный ЭГПА мощностью 15000 кВт с частотой вращения ротора асинхронного двигателя 15000 об/мин с магнитным подвесом ротора двигателя и компрессора, сухим газодинамическим уплотнением компрессора).

Задачи, которые стоят по интенсификации транспорта газа в России, заключаются в уменьшении затрат и повышении его эффективности. Для этого требуется проведение модернизации и реконструкции КС с ЭГПА.

Основными направлениями модернизации и реконструкции ЭГПА являются:

— применение новых систем автоматики ЭГПА с учетом перспективы эксплуатации компрессорных цехов без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

— внедрение систем возбуждения синхронных двигателей с цифровыми регуляторами;

— применение подшипников скольжения двигателей с повышенным ресурсом эксплуатации на основе новых износостойких материалов;

— применение устройств плавного пуска электродвигателей ЭГПА;

— разработка и применение регулируемого электропривода ЭГПА на базе частотных преобразователей и гидродинамических муфт.

8.2.3. Новое поколение газоперекачивающей техники и тенденции развития

Энергетические потребности ОАО «Газпром» (компрессорные станции, электростанции, морские платформы, сжижение и переработка газа и др.) будут базироваться на газотурбинных технологиях.

Поршневой привод и чисто электрический привод будут использованы в ограниченном объёме.

Подтверждением этому служит бурный расцвет газотурбинных технологий в мире, как в «большой», так и в «малой» энергетике.

Альтернативные источники энергии (ядерные, солнечные, ветровые, приливные и др.) не смогут оказать существенного влияния на развитие газовой промышленности.

В ближайшей перспективе (до 2005 г.) отечественным машиностроением будет частично преодолено существующее отставание от мирового уровня, а именно:

— ограниченность номенклатуры (по мощностям и технологическим параметрам) комплектных агрегатов, поставляемых «под ключ»;

— определенное отставание в экономичности, надежности и экологических показателях.

Основанием для этого служит текущая деятельность с конверсионными предприятиями, а также возможности для совместного производства с инофирмами.

Сегодня для обновления парка ГПА и нового строительства газовая промышленность может использовать оборудование из разных источников:

— новое поколение газовых турбин, создаваемых на базе конверсионного потенциала России и СНГ;

— продукцию совместного производства отечественных и зарубежных фирм;

— продукцию ведущих зарубежных фирм.

Новое поколение газовых турбин имеет ряд базовых приводов (двигателей), на основе которых формируются ГПА разного назначения: для реконструкции, нового строительства, для разных модификаций газовых компрессоров и др. Основные показатели новых типов ГТУ, разработанных в России и СНГ для нужд газовой промышленности, приведены в *табл. 8.4.*

Технические особенности новых ГПА позволяют обеспечить современный уровень основных эксплуатационных показателей и включают в себя:

— приспособленность конструкции к перевооружению эксплуатируемых агрегатов с минимальными затратами в разных вариантах (замена привода, установка на существующие фундаменты в эксплуатируемых цехах или индивидуальных зданиях, замена блочно-контейнерного ГПА на существующей площадке и др.);

— блочно-комплектность и заводскую готовность;

— экономичность ГТУ на уровне 31-37% (в зависимости от единичной мощности);

— унификацию приводов и газовых компрессоров, обеспечивающую их использование в различных комбинациях, а также унификацию с агрегатами для электростанций;

— автономность ГПА по электроснабжению на рабочем режиме;

— надежность на уровне, обеспечивающем оптимальную и экономичную программу технического обслуживания: от 8 до 10 тыс. ч — инспекция горячего тракта; от 20 до 25 тыс. ч — средний ремонт; от 40 до 50 тыс. ч — капитальный ремонт;

— улучшенные экологические характеристики: достигнутый уровень NO_x — 40-75 ppm при 15% O_2;

— возможность дальнейшей эволюции конструкции в течение всего срока серийного производства.

В *табл. 8.5* показан прогрессивный технический уровень газотурбинных ГПА.

Сейчас ГТУ нового поколения доводятся до состояния массовой товарной продукции и будут производиться не менее 15 лет. Причем в процессе серийного производства все основные характеристики: экономичность, надежность, экологические показатели — должны постепенно улучшаться.

Дальнейшее развитие газотурбинных технологий требует улучшения потребительских качеств агрегатов.

Поскольку в России потребности в газотурбинных установках будут сосредоточены не только в транспорте газа, желательна универсальность конструкций для разных направлений использования: дожимные КС, КС ПХГ, станции охлаждения, сайклинг-процесс, морские платформы, заводы сжижения газа, малые месторождения (компримирование и электроэнергетика), электростанции.

При разработке новых схемных решений — регенеративные схемы, «сложные» схемы, «мокрые» схемы — нужно учитывать сравнительную приоритетность требований на объектах газовой промышленности: безопасность, надежность, энергосбережение.

Опыт газовой промышленности не дает однозначного ответа в многолетней дискуссии о сравнительных преимуществах ГТУ авиационного и промышленного типа. Нужно отметить, что для отечественных ГПА старого поколения затраты на ремонтно-техническое обслуживание привода, конвертированного из авиационного, в 2-2,5 раза выше, чем привода промышленного типа. Практическое отсутствие промышленных типов приводов в новом поколении ГТУ совершенно не связано с указанным вопросом, а является следствием падения потенциала соответствующих производителей ГТУ. Этот вопрос должен решиться естественным путем за счет взаимного конструктивного сближения типов (после достижения межремонтного и общего ресурса, соответственно, 25 и 100 тысяч часов). Решающее значение будет иметь стоимость ремонтного обслуживания как на месте эксплуатации, так и у изготовителя.

Создание хорошего двигателя необходимо, но недостаточно для создания ГТУ (ГПА). Важно обеспечить качество других систем и элементов установки. Этот аспект был традиционно «слабым местом» отечественных производителей.

Агрегаты, созданные на базе новых двигателей, требуют более высокого качества циклового воздуха. Однако выбор современных отечественных конструкций фильтров ограничен. Существует одна хорошо проверенная конструкция «ВНИИгаз-Искра» с безотсосной мультициклонной ступенью.

Применение нерегулируемых противообледенительных систем приводит к перерасходу топлива на 2-3%.

Технология и техника промывки (очистки) осевых компрессоров в полной мере не отработаны.

Недостаточное внимание уделяется проблеме безвозвратных потерь масла, уровень которых иногда составляет 1-1,5 кг/ч при современном уровне 0,1-0,3 кг/ч.

Повышаются требования к внешнему кожуху ГТУ, выполняющему важные функции: вентиляцию, противопожарную сигнализацию и защиту, шумоглушение.

Системы, обеспечивающие работоспособность (автономность) ГПА при отключении внешнего электроснабжения, также в достаточной степени не отработаны.

Прогресс турбостроения позволяет ставить вопрос о регулировании характеристик ГТУ и газового компрессора (нагнетателя), т.е. о поддержании оптимума при изменении нагрузок и внешних условий.

Расходные составляющие при эксплуатации ГПА — маслопотребление, энергопотребление — в принципе, могут быть сведены к нулю.

На основе развития «сухих» малоэмиссионных методов сжигания газа можно прогнозировать эволюцию проблемы эмиссии NO_x и CO: к 2020 г. серийные конструкции ГТУ будут иметь концентрации близкие к нулевой — менее 3 ppm, на первый план выдвинется проблема эмиссии CO_2. Например, в Норвегии тариф за CO_2 эквивалентен 120 долл. США на 1000 $м^3$ топливного газа, что увеличивает его стоимость более чем в 2 раза.

Газовый компрессор (нагнетатель) представляется «сухим» (безмасляным) с регулируемыми характеристиками. Оптимизируются частоты вращения силовой турбины и компрессора. Линейная модификация приблизится к величине КПД 90% (2020 г.).

«Баланс» между диагностикой и надежностью склонится в пользу последней. Надежные ГПА потребуют меньшего объема диагностирования, которое будет решаться в рамках САУ.

Комплектность ГПА расширяется и может включать в себя технологические краны и аппараты воздушного охлаждения газа с энергоснабжением от ГПА.

Блочно-контейнерная компоновка ГПА, которая решила в свое время задачу массового индустриального строительства КС, уже не отвечает современным требованиям и российским климатическим условиям. Наиболее эффективным представляется вариант размещения ГПА в индивидуальном легкосборном здании (укрытии) ангарного типа, что решает следующие задачи:

— создание приемлемых условий для обслуживания и ремонта и, соответственно, повышение надежности;

— улучшение шумовой защиты окружающей среды и персонала;

— повышение пожаро- и взрывобезопасности;

— возможность управления внешней эстетикой КС;

— обеспечение благоприятных условий для последующей реконструкции (модернизации).

Деятельность отраслевой науки ОАО «Газпром» в процессе развития газотурбинного энергопривода традиционно осуществляется в следующих направлениях:

— технико-экономический анализ и выбор перспективных направлений для инвестиционных проектов;

— формирование технологических и технических требований потребителя;

— методическое обеспечение и проведение испытаний нового оборудования;

— разработка государственных и отраслевых нормативных документов для создания и использования новой техники;

— разработка оптимальных проектов реконструкции эксплуатируемых объектов.

Дальнейший прогресс отечественного газотурбостроения для наземных целей не может быть обеспечен только за счет существующей «триады» — задела конверсионных отраслей, инвестиций ОАО «Газпром» и сотрудничества с инофирмами.

Например, в США реализуется восьмилетняя программа ATS «Передовые турбинные системы».

Финансируется она государством, изготовителями и потребителями. Цель программы — закрепление приоритета США.

России также необходимы подобная программа «передовых газотурбинных технологий» и создание инвестиционного фонда, формируемого государством, ОАО «Газпром», РАО «ЕЭС», изготовителями и банковскими структурами. От лица государства может выступать Российская академия наук (РАН).

Таблица 8.1

КОМПРЕССОРНЫЙ ПАРК
(01.01.2001 г.)

Тип привода	Установ. мощность, млн. КВт (%)	Кол. ГПА, шт.	Отн. время использования в 2000 г., % (календ.)
Газотурбинный	36,3 (85,2)	3079	38,2
Электрический	6,1 (14,2)	725	14,7
Поршневой	0,2 (0,6)	196	19,5
ВСЕГО	42,6 (100)	4000	33,0

ГАЗОТУРБИННЫЙ ПАРК

Мощность (единичная) ГПА, МВт	до 6,3	10 – 12	16	25
Установленная мощность, %	13,3	35,1	38,7	12,9

Наработка, тыс. ч	**до 40**	**40 – 70**	**70 – 100**	**100 – 130**	**> 130**
% от установленного количества (конец года):					
1996	29,5	37,0	23,1	8,6	1,8
1997	28,4	35,6	22,5	11,5	2,0
1998	27,2	33,3	24,3	12,6	2,6
1999	26,2	30,7	25,3	14,5	3,3
2000	26,4	28,1	25,1	16,6	3,8

Таблица 8.2

Структура парка ГПА ОО «Газпром» (на 01.01.2000 г.)

1. ГАЗОТУРБИННЫЕ АГРЕГАТЫ

№	Тип ГТУ	Единичная мощность, кВт	Количество агрегатов, шт.	Суммарная мощность, кВт	Наибольшая наработка, тыс. час	Место установки ГПА с наибольшей наработкой	Предприятие
1	Центавр	2620	15	39300	85,2	СПХГ Елшано-Курд.	Югтг
2	Центавр Т-4500	3000	18	54000		КС Касимовская	Мостг
3	Центавр Т-4700S	3680	6	22080		КС Увязовская	Мостг
4	ГТ-700-5	4250	13	55250	201	КС Н.Тура	Тюментг
5	ГТК-5	4400	11	48400	137,6	КС Березанская	Кубаньгп
6	Таурус-60S	5190	4	20760	2,1	КС Северная	Ленгг
7	ГТ-750-6	6000	37	222000	164	КС Краснотурьинская	Тюментг
8	Дон-1	6000	2	12000		КС Истье	Мостг
9	Аврора	6000	50	300000		КС Чалтырь	Мостг
10	Ладога	6000	6	36000		КС Воскресенск	Мостг
11	ГТ-6-750	6000	129	774000	173	КС Лонг-Юган	Тюментг
12	ГТН-6	6300	83	522900	120	КС Вуктыл	Севергп
13	ГПА-Ц-6,3	6300	409	2576700	145	КС Оханск	Пермтг
14	Дон-2	6500	4	26000		КС Острогожск	Мостг
15	Дон-3	6500	1	6500		КС Истье	Мостг
16	ГПА-Ц-6,3	8000	25	200000		КС Сызранская	Самаратг
17	ГТНР-10	10000	1	10000		КС Алгасовская	Мостг
18	ГТК-10	10000	370	3700000	132,6	КС Алгай	Югтг
19	ГТК-10-4	10000	406	4060000	151	КС Приполярная	Тюмент
20	ГТК-10И	10000	143	1430000	139,4	КС Фролово	Волгоградтг
21	ГПУ-10	10000	249	2490000	104,3	КС Шаран	Баштг

(Продолжение на следующей странице)

Таблица 8.2 (продолжение)

22	ГТК-10ИР	10000	7	70000		КС Микунь	Севергп
23	Коберра-182	11900	18	214200	118,3	КС Ярковская	Сургуттг
24	Коберра-182	12900	11	141900	102,1	КС Шатрово	Уралтг
25	ГПА-12Р	12000	12	144000	19,8	Бардымское ЛПУ 3 цех	Пермтг
26	ГТНР-12,5	12500	1	12500	41,7	Бардымское ЛПУ 2 цех	Пермтг
27	PGT-12C	16000	5	80000		КС Алмазная	Тюментг
28	ГТНР-16	16000	1	16000	6,1	КС Мокроус	Югтг
29	ГТН-16	16000	58	928000	71	КС Краснотурьинская	Тюментг
30	ГТН-16М	16000	2	32000	21,6	КС Ухта	Севергп
31	ГТН-16М-1	16000	2	32000		Приводинская	Севергп
32	ГПА-Ц-16	16000	612	9792000	83,5	КС Торбеевская	Волготг
33	ГПА-Ц-16	18000	24	432000		КС Приозёрная	Тюментг
34	ГПУ-16	16000	94	1504000	31,3	КС Комсомольская	Тюментг
35	ГПА-16 Волга	16000	3	48000		КС Ординская	Пермтг
36	ГПА-16МГ 90	16000	20	320000	109	КС Богандинская	Сургуттг
37	ГПА-16МЖ 59	16000	27	432000	80,5	КС Можга	Пермтг
38	ГТК-25И	25000	61	1525000	132	КС Надымская	Тюментг
39	ГТК-25ИР	25000	40	1000000	83,2	КС Сеченово	Волготг
40	ГТНР-25И	25000	26	650000	9,7	КС Можга	Пермтг
41	ГПА-Ц-25	25000	1	25000		КС Тольяттинская	Самаратг
42	ГТН-25	25000	68	1700000	67,8	КС Завожская	Волготг
43	ГТН-25-1	25000	7	175000	36,1	КС Донская	Мостг
ИТОГО:			**3082**	**35879490**			

(Окончание на следующей странице)

Таблица 8.2 (окончание)

2. ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ АГРЕГАТЫ

№	Тип ГТУ	Единичная мощность, кВт	Количество агрегатов, шт.	Суммарная мощность, кВт	Наибольшая наработка, тыс. час	Место установки ГПА с наибольшей наработкой	Предприятие
1	АЗ-4500-1500	4500	4	18000	184	КС Торжок	Лентг
2	СТМ-4000	4000	66	264000	159,1	КС Карталы	Уралтг
3	СТД-4000	4000	272	1088000	149,3	КС Торжок	Лентг
4	ЭГПА-Ц-6,3	6300	29	182700	11,1	КС Красногорск	Уралтг
5	СТД-12,5	12500	337	4212500	105,9	КС-7 Демьянская	Сургутгп
6	СТГ-12,5	10000	15	150000	88,1	КС Балашов	Волготг
7	ЭГПА-25	25000	6	150000		КС Помарская	Волготг
Итого:			**729**	**6065200**			

3. ГАЗОМОТОКОМПРЕССОРЫ

№	Тип ГТУ	Единичная мощность, кВт	Количество агрегатов, шт.	Суммарная мощность, кВт	Наибольшая наработка, тыс. час	Место установки ГПА с наибольшей наработкой	Предприятие
1	10ГКМ, 10ГКМА	736	8	5888		КС Щёлковская	Мостг
2	10ГК	736	24	17664	194,7	КС Белоусово	Лентг
3	10ГКНА	1100	64	70400	69,1	КС Дмитриевская	Самаратг
4	10ГКН	1100	74	81400	98,6	КС Щёлково	Мостг
5	10ГКНАМ	1178	4	4712		КС Калужская	Мостг
6	МК-8	2060	32	65920	41,7	КС Изборск	Лентг
7	МК-8М	2200	4	8800		Краснодарское СПХГ	Кубаньгп
8	ДР-12	5500	2	11000	29,1	КС Невинномыск	Кавказтг
ИТОГО:			**212**	**265784**			

Таблица 8.3

Перечень пилотных проектов реконструкции КС

Тип заменяемого (модернизированного) ГПА	Тип нового ГПА (двигателя)	Наименование КС	Год приемки первого образца	Объем замены (модернизации)
ГТН-25	ГТН-25-1	Донское	1993	ГТУ+ЦБН
	ГПА-16 МЖ 59.01	Добрянская	1993	дв. ДЖ-59+СПЧ+КМЧ
	НК-36	Починки	2001	дв. НК-36+СПЧ+КМЧ
	ГТК-25ИР	Можга	1997	ГТУ+ЦБН
	ГПА-25МН80	Софиевская (УКРАИНА)	1996	дв. ДН80+КМЧ
	ГТК-25Р Урал	Игринская	2002	дв. ПС-90 ГП 25+КМЧ
ГТК-25И	ГТК-25ИР	Первомайская	1997	перевод на регенеративный цикл
ГПА-Ц-16	АЛ-31СТ	Карпинская	1996	дв. АЛ-31СТ+КМЧ
	НК-38СТ	Верхнеказымская	2001	дв. НК-38+КМЧ
	НК-18 СТ	Уренгойская	1995	дв. НК-18СТ
	ГТУ-12П	Пермская	1998	дв.ПС-90ГП1+СПЧ+КМЧ
	ГТУ-16П	Пермская	1998	дв.ПС-90ГП2+КМЧ
ГТК-10	ГТК-10М	Калач	1994	трубчатый регенератор (НЗЛ)
		Писаревка	1994	трубчатый регенератор (Подольск)
	ГПА-16 МЖ59.02	Агрызская	1994	дв.ДЖ-59+СПЧ+КМЧ
	ГПУ-16МГ90	Заволжская	1997	дв.ДГ90+СПЧ+КМЧ
	ГПА-12Р УРАЛ	Ординская	1995	дв.ПС-90ГП1+СПЧ+КМЧ
	ГПА-16Р УРАЛ	Ординская	1997	дв.ПС-90ГП2+СПЧ+КМЧ
	ГТН-16М	Ухта	1994	ГТУ+ЦБН
	ГТНР-16	Мокроус	1997	ГТУ+СПЧ
	ПЖТ-10	Пелым	2000	ГТУ+ЦБН
ГПУ-10	ГТУ-12П	Соковка	2002	дв.ПС-90ГП1+СПЧ+КМЧ
Коберра 182	Коберра ДГ90	Богандинская	1994	газогенератор ДГ-90
ГТК-10И	ГТК-10ИР	Микунь	1997	перевод на регенеративный цикл и продление ресурса
ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3С	Октябрьская	1995	дв.ДТ-71+КМЧ
	ГПА-Ц-6,3Б	Сызрань	1995	дв.НК-14СТ+КМЧ
	ГПА-Ц-6,3А	Луганск (УКРАИНА)	1995	дв.Д-336+КМЧ
	ПЖТ-21С	Алмазная	1999	ГПА
ГТ-750-6	Дон-3	Истье	1995	ГТУ
ГТ-6-750	ГТН-6У	Елец	2002	ГТУ
Центавр	Центавр	Касимовская	1994	модернизация (увеличение мощности)

КМЧ – комплект материальной части, необходимый для замены двигателя
СПЧ – сменная проточная часть нагнетателя

Таблица 8.4

Новое поколение газотурбинных агрегатов

ГПА	Двигатель	Мощность, МВт	К.п.д. %	Поставщик
РОССИЯ				
ГПА-4РМ	ГТД-4РМ	4,0	32	«Рыбинские моторы»
ГПА-Ц-6,3Б	НК-14СТ	6,3 (8)	30	«Моторостроитель»
ГТН-6У	ГТН-6У	6,3 (8)	30,5	ТМЗ
ГПА-12 Урал	ПС-90ГП1	12	34	НПО «Искра» «Пермские моторы»
ГПА-16 Урал	ПС-90ГП2	16	36,3	--«--
ГПА-Ц-16АЛ	АЛ-31СТ	16	36	«Люлька-Сатурн»
ГПА-16 Нева	--«--	--«--	--«--	«Кировский з-д»
PGT-21S	--«--	--«--	--«--	«Нуово-Пиньоне»
ГПА-16 Волга	НК-38СТ	16	36,5	КМПО
ГТНР-16	ГТНР-16	16	34	«Невский завод»
ГПА-25 Самара	НК-36СТ	25	34,5	«Моторостроитель»
ГПА-25 Урал	ПС-90ГП-25	25	39,4	НПО «Искра» «Пермские моторы»
УКРАИНА				
ГПА-Ц-6,3	ДТ-71	6,3	30,5	ПО «Зоря»
ГПА-Ц-6,3А	Д-336	6,3	30,0	«Мотор-СИЧ»
ГПА-16МГ90	ДГ-90	16	34	ПО «Зоря»
ГПА-25МН80	ДН-80	25	35	--«--

Таблица 8.5

Прогрессивный технический уровень газотурбинных ГПА

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГТУ

Класс мощности, МВт	К.П.Д. ГТУ (станционные условия), %		
	авиационные простого цикла	промышленные простого цикла	промышленные регенеративного цикла
2 – 4	26 – 30	26 – 27,5	—
4 – 8	29 – 33,5	28 – 33	32 – 34,5
10 – 12,5	31 – 34,5	29 – 34	32 – 35
16 – 25	34 – 39	32 – 35	34,5 – 36,5

НАДЁЖНОСТЬ ГТУ

Коэффициент готовности	0,98
Коэффициент технического использования	0,93 – 0,95
Межремонтный цикл	8 – 25 – 50 тыс. ч
Ресурс	> 100 тыс.ч

ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПРЕССОРОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Область применения компрессора	Политропический к.п.д. компрессора *)	
	вновь создаваемого	реконструируемого **)
Транспорт газа	0,84 – 0,87	0,82 – 0,84
Дожимные КС	0,80 – 0,85	0,78 – 0,80
КС ПХГ (закачка в пласт)	0,75 – 0,80	—

*) указанные значения соответствуют максимальному к.п.д. в оптимальной рабочей точке
**) за счет применения СПЧ

ВЫБРОСЫ Nox

50 – 100 мг/нм^3 (при 15% O_2)

Глава 9

РАЗВИТИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

9.1. ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И НАДЕЖНОСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

Одним из главных факторов, определяющих надежность газотранспортной системы, является срок эксплуатации газопроводов и компрессорных станций. Массовое их старение приводит к тому, что возникает необходимость выполнять большие объемы работ по поддержанию системы в работоспособном состоянии.

Наличие межсистемных перемычек, резервных мощностей и разгрузка многих участков газопроводов пока позволяют противостоять отказам. Тем не менее, в отрасли принимаются достаточно активные меры по предупреждению возможного в перспективе лавинообразного снижения надежности газопроводов.

9.1.1. Линейная часть

Основные проблемы, касающиеся безопасности и надежности линейной части газотранспортной системы, подробно обозначены выше при сравнении оборудования объектов, техники и технологии сооружения и эксплуатации российских и зарубежных газопроводов. Это проблемы, касающиеся металла

труб, изоляции и электрохимической защиты газопроводов, запорной арматуры, переходов через водные и другие преграды, а также проблемы, возникающие в процессе строительства и эксплуатации газопроводов. Речь идет о всех видах коррозии металла труб, изнашивании оборудования и материалов, оснащении газопроводов системами и средствами для проведения внутритрубной диагностики для своевременного обнаружения дефектов и т.д.

Газораспределительные станции

Газораспределительные станции являются одним из важнейших звеньев газоснабжения и относятся к категории опасных производственных объектов. Эксплуатация ГРС и контроль за их работой попадают под действие Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

По состоянию на 01.01.2000 г. эксплуатируется 3587 газораспределительных станций, из них на балансе ОАО «Газпром» находятся 3355 ГРС, на балансе сторонних организаций — 232 ГРС.

С каждым годом увеличивается количество газораспределительных станций, выработавших ресурс, происходит старение парка технологического оборудования и ГРС в целом. На начало 2001 г. количество газораспределительных станций, срок эксплуатации которых превысил ресурс, установленный проектной документацией, составило 1122 ед. До 20 лет в эксплуатации находится 2465 ГРС (68%), от 20 до 25 лет — 306 ГРС (9%), от 25 до 30 лет эксплуатируется 328 ГРС (9%), более 30 лет — 488 ГРС (1%). На сегодняшний день продления ресурса требуют 1122 газораспределительных станции, находящиеся в эксплуатации более 20 лет.

Темпы работ по реконструкции и капитальному ремонту газораспределительных станций в настоящее время недостаточны и требуется их наращивание, так как это связано с надежностью и безопасностью не только ГРС, но и всей системы газоснабжения.

На ГРС в период с 1995 по 2000 гг. произошло 17 аварий. Основными причинами аварий и отказов являются:

- эксплуатация морально устаревшего и физически изношенного оборудования;
- дефекты сварных швов;
- коррозионное повреждение трубопроводов;
- деформация трубопроводов, связанная с процессами просадок опор подземных коллекторов;
- утечки газа;
- эксплуатация ГРС с превышением проектных режимов (производительности и скорости газа в выходных коллекторах).

По предварительным результатам диагностики надземной обвязки ГРС, сварных соединений и толщинометрии тройников, переходов, отводов и диагностики технологического оборудования в период 1995-2000 гг. на 107 ГРС выявлено 265 опасных дефектов, в том числе:

53% (141 дефект) связан с утонением стенок наземной трубопроводной обвязки ГРС в результате коррозионно-эрозионного износа;

22% (58 дефектов) — в сварных швах;

8% (21 дефект) связан с расслоением материала труб различных диаметров;

3% (8 дефектов) имеют недопустимые вмятины на трубах и технологическом оборудовании;

14% (37 дефектов) связано с использованием лепестковых переходов в трубопроводной обвязке при давлениях более 1,6 МПа.

Также при диагностическом обследовании ГРС выявлено неудовлетворительное состояние опор технологической обвязки ГРС.

9.1.2. Компрессорные станции

Одной из основных причин, определивших возникновение проблем надежности и безопасности компрессорных станций, является то, что до 1986 г. наблюдались беспрецедентные темпы и абсолютные величины прироста мощностей парка ГПА: установленные мощности удваивались каждые 5 лет. Такие темпы ввода мощностей оказывали крайне отрицательное влияние на качество строительства КС и осваиваемого нового оборудования.

Как показывает анализ, с 1992 г. по настоящее время наблюдается постоянное снижение коэффициента загрузки агрегатов. В то же время количество аварийных ремонтов возрастает, растет число отказов с разрушением узлов и деталей ГПА. Это результат недопоставки запасных частей. В данной ситуации первоочередной задачей является обеспечение ремонтных организаций достаточным количеством качественных запасных частей, контроль за строгим соблюдением технологии ремонта.

Такой показатель, как относительное время нахождения агрегатов в ремонте (ППР), также снижается, а наработка на отказ — растет. Причиной этого является высвобождение дополнительных мощностей, возможность варьирования агрегатами при проведении регламентных работ и ремонтов. Однако очевидно, что эта тенденция неустойчива, и при необходимости увеличения объемов транспорта газа, при ужесточении условий эксплуатации показатели надежности работы оборудования будут снижаться.

Состояние надежности и безопасности работы КС в настоящее время определяют следующие проблемы:

«Высокая сторона» КС

Основные проблемы надежности и безопасности КС связаны с оборудованием и трубопроводами «высокой стороны» КС, повышенная опасность которой определяется следующими факторами:

— плотное размещение трубопроводов и оборудования, на небольшой площади — несколько сотен единиц тройников, отводов, запорной арматуры, АВО газа, пылеуловители и другие сосуды;

— повышенные скорости и температуры потока газа (при работе на кольцо и на низких степенях сжатия); многочисленные повороты потока газа до 180°;

— воздействие вращающихся роторов мощных нагнетателей, вызывающих высокочастотные пульсации давления газа и вибрации трубопроводов.

Работа по повышению технической безопасности при эксплуатации оборудования и трубопроводов «высокой стороны» КС ведется по следующим направлениям:

1. На компрессорных станциях магистральных газопроводов находится в эксплуатации 3020 пылеуловителей различного типа. Треть парка (1036 пылеуловителей) имеют срок службы более 20 лет.

Проблемой является расслоение металла. По предварительным данным, ожидается выход из строя большого количества пылеуловителей.

Необходимо решить первоочередную задачу — техническое обследование и продление ресурса указанных пылеуловителей. Данные работы проводятся в рамках работ по диагностике оборудования «высокой стороны» компрессорных станций.

Из анализа результатов технического освидетельствования пылеуловителей вытекает, что основными дефектами, возникающими в процессе эксплуатации, являются трещины в корпусах и сварных швах.

2. Определение остаточного ресурса оборудования, в том числе корпусов газовых компрессоров, пылеуловителей, фильтров-сепараторов и других сосудов, АВО газа, запорной арматуры.

3. Проведение периодического диагностического обследования состояния трубопроводов и оборудования «высокой стороны» КС, включая первый этап обследований — паспортизацию обвязок.

4. Разработка проектных решений, обеспечивающих предупреждение и надежную локализацию аварий на «высокой стороне».

Газоперекачивающие агрегаты ГПА

Особую проблему в плане надежности и безопасности эксплуатации представляют авиаприводные и судовые ГПА, которые составляют почти 48% парка ГТУ: в эксплуатации — 1470 ГПА.

В ближайшее время необходимо решить две задачи:

— реализовать вместе с заводами намеченные мероприятия по повышению надежности и продлению ресурса двигателей. По НК-16СТ увеличить полный ресурс с 50 до 75 тыс. ч. (в течение трех лет), по НК-12СТ и НК-14СТ — также с 50 до 75 тыс. ч;

— оптимально использовать выделяемые средства на приобретение новых и ремонтных двигателей,

а также:

— разработать совместно с конструкторами и изготовителями программы по увеличению надежности двигателей типа ДЖ и продлению ресурса по двигателям типа ДР-59;

— финансировать закупки новых и ремонтных двигателей (увеличив вдвое выделение средств, а также обеспечить ремонт на территории РФ).

Для обеспечения эксплуатационной надежности и безопасности КС должна быть решена проблема оценки и прогнозирования технического состояния ГПА и поузловой диагностики их дефектов. Вибродиагностическая система АНТЕС-КАСКАД разработки ВНИИгаза, Система является универсальной, может быть адаптирована для других типов ГПА и интегрирована с применяемыми и разрабатываемыми системами автоматического управления.

Средний процент правильного распознавания дефектов составляет 80%, что подтверждено результатами вскрытия при выводе в ремонт.

Запорная арматура

Запорно-регулирующая арматура является одним из важнейших элементов, влияющих на надежность и эффективность эксплуатации газотранспортной системы.

Учитывая огромное количество арматуры (более 100 тыс. шт., из которых около 60% отечественного производства, остальные — зарубежного), эксплуатирующейся на объектах транспорта газа, даже минимальный процент легко устраняемых отказов (негерметичность уплотнений штока и разъемных соединений и др.) приводит к потере больших объемов газа при отсечении участка газопровода и стравливании газа для ликвидации последствий отказа арматуры.

Отдельные отказы (отрыв привода, разрыв корпуса и др.) приводят к авариям с более тяжелыми последствиями и огромным материальным затратам на восстановительные работы.

Результаты анализа отказов требуют более жесткого подхода к вопросам надежности запорно-регулирующей арматуры, поставляемой на объекты транспорта газа.

Анализируя результаты обследований и расследования аварий, можно отметить, что подавляющее большинство непредвиденных отключений участков газопроводов происходит по причине отказа запорно-регулирующей арматуры (около 80%).

Сегодня мы не обладаем запорной арматурой, не требующей обслуживания.

9.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

Концепция реконструкции

Основные принципы и объемы реконструкции газотранспортной системы России определяются техническим состоянием ее объектов и стратегией развития ОАО «Газпром». Согласно Концепции развития Общества в период до 2010 г. подотрасль «Транспорт газа» будет характеризоваться следующими особенностями:

1. Сравнительно ограниченный ввод новых газотранспортных мощностей, в основном для освоения новых месторождений (район Обской и Тазовской губ, Штокман), а также для развития экспортных направлений (Россия — Турция, Ямал — Запад).

2. Интенсивное моральное и физическое старение объектов транспорта газа, неотложная необходимость приведения газотранспортной системы (ГТС) в соответствие с требованиями перспективного потокораспределения, надежности, безопасности и экономической эффективности.

3. Необходимость более эффективного использования имеющихся газотранспортных мощностей с учетом их оптимального взаимодействия с предприятиями добычи и подземного хранения газа.

4. Повышение значимости оптимального развития и реконструкции предприятий дожимного комплекса для надежной и эффективной работы газотранспортной системы.

Перечисленные факторы однозначно указывают на неуклонное повышение роли реконструкции и технического перевооружения газотранспортных систем в деятельности Общества.

Порядка одной трети установленных газотурбинных ГПА уже выработали установленный ресурс (100 тыс. ч) или приближаются к этому состоянию. Не менее важен фактор технического уровня ГПА (моральное старение). Существующий парк ГТУ имеет КПД 28,2%, тогда как современные агрегаты — 32-37%, что обуславливает перерасход топливного газа на 15-20%.

Конечно, возраст оборудования не является окончательным критерием его замены или модернизации. В принципе возможна «стратегия выживания», т.е. отложенная реконструкция (продление ресурса ГПА с поддержанием состояния оборудования с помощью капитального ремонта). С технической точки зрения при отложенной реконструкции КС не следует ожидать быстрого «обвала» ситуации, т.к. имеется определенный резерв газоперекачивающей мощности (правда, это не относится к ДКС). Однако по наиболее массовым типам ГПА имеются «критические моменты», которые исключают капремонт и переводят работы в разряд модернизации ГПА. Так, например, для агрегатов ГТК-10 (22% установленной мощности парка) через 40-50 тыс. ч. должен быть заменен регенератор (стоимость замены 10-15% стоимости ГПА). Другой пример — ГПА авиационного типа, прежде всего ГПА-Ц-16 (27% мощности парка), имеют ресурсный предел 40 тыс. ч. Использование для замены двигателя НК-16СТ поколения 60-х годов явно нецелесообразно, т.к. по сравнению с современным поколением двигателей это приведет к повышению удельного расхода топлива и увеличению затрат на ремонтно-техническое обслуживание на 30%.

Следует также иметь в виду, что продление ресурса ГПА во многих случаях неизбежно связано с решением проблем промышленной безопасности и экологии (выбросы), которые не могут быть преодолены без модернизации ГПА. Безусловно, необходимо учитывать экономический аспект простого продления ресурса. Оказывается, что затраты, необходимые для поддержания работоспособности оборудования, в обоих случаях (с модернизацией или без нее) примерно сопоставимы. Таким образом, простейшая «стратегия выживания» без эксплуатационных затрат, превышающих их текущий уровень, в отношении газоперекачивающего оборудования практически невозможна.

Несколько иная ситуация в отношении линейной части газопроводов. Состав действующих газопроводов по сроку службы: до 10 лет — 22%, от 11 до 20 лет — 42%, от 21 до 33 лет — 23%, свыше 33 лет — 13%. Практика показала, что учетный срок амортизации газопроводов (33 года) успешно преодолевается, если не было органических дефектов металла труб, нарушений строительной технологии, прежде всего по изоляции труб. Тем не менее, действуют определенные возрастные факторы (например, старение пле-

ночной изоляции — порядка 10 лет), проявление стресс-коррозии (примерно через 10-15 лет после начала эксплуатации).

В этом случае более объективны критерии «по техническому состоянию», главным из которых является интенсивность отказов. Динамика отказов линейной части показывает, что в 1993-1998 гг. число отказов находилось на уровне 30-38 аварий в год. В 1999 г. этот показатель снизился до 20 аварий. Это результат прогресса в области внутритрубной диагностики и ремонта газопроводов. Однако для внутритрубной диагностики приспособлена только часть наших газопроводов. Примерно 1/3 газопроводов требует реконструкции для их подготовки к пропуску диагностических снарядов (установка равнопроходной арматуры, камер приема и запуска поршней и т.д.).

На отечественных газопроводах достигнут уровень интенсивности отказов порядка 0,2 аварии на 1000 км в год. Это примерно в 2 раза выше, чем на европейских и американских магистральных газопроводах. Однако необходимо иметь в виду различную классификацию отказов: на Западе под отказом понимается утечка газа, у нас — разрыв газопровода. Это подчеркивает разницу степени надежности линейной части в Газпроме и на западных газопроводах. В то же время газотранспортная сеть ЕСГ в целом отличается достаточной надежностью за счет высоких системных свойств (перемычки, кольцевание, резервирование). Этот положительный факт подтвержден результатами независимого обследования нашей газотранспортной системы, проведенного западными специалистами по линии ЕБРР.

Отказ от активной реконструкции линейной части невозможен также еще по двум причинам: 1) необходима ликвидация «узких мест» для обеспечения газопотоков; 2) государственный надзор за промышленной и экологической безопасностью становится все более жестким. В принципе не исключается вывод из работы по инициативе надзорных органов некоторых объектов, находящихся в неудовлетворительном состоянии с точки зрения промышленной и экологической безопасности.

Таким образом, выжидательная стратегия (отказ от активной реконструкции) неприемлема как для КС, так и линейной части газопроводов.

Разработка и реализация программ реконструкции ГТС в ОАО «Газпром» осуществляются с 1989 г. В 2000 г. завершилось выполнение второй пятилетней программы реконструкции.

Целями (направлениями) реконструкции ГТС являются:

— обеспечение перспективных газопотоков;

— обеспечение надежности транспорта газа;

— обеспечение промышленной и экологической безопасности газотранспортных объектов;

— повышение экономической эффективности транспорта газа.

Объемы необходимой реконструкции нарастают. В связи с этим при разработке программ реконструкции особое внимание должно уделяться повышению обоснованности и экономической эффективности проектов реконструкции по всем перечисленным выше направлениям.

Обеспечение перспективных газопотоков

Объемы необходимой реконструкции для обеспечения перспективных газопотоков определяются исходя из фактической и перспективной

загрузки газопроводов, оценки их технически возможной производительности.

Методика обоснования объемов работ по этому виду реконструкции включает следующие этапы:

— оценка технически возможной производительности (ТВП) по участкам газотранспортной сети для текущего состояния ГТС (к моменту начала реконструкции);

— оценка перспективной загрузки ГТС и выявление участков с дефицитом ТВП по сравнению с планируемой производительностью;

— анализ «узких мест» на газотранспортной сети, предопределяющих наличие участков с дефицитом ТВП;

— формирование перечня объектов, подлежащих реконструкции для ликвидации «узких мест», определение соответствующих объемов реконструкции.

Увеличение производительности газопроводов за счет устранения «узких мест» — одна из основных задач их реконструкции. Появление «узких мест» на действующих газопроводах связано с двумя причинами: либо с пониженным техническим состоянием линейной части и компрессорных станций, либо с несбалансированностью отдельных частей газотранспортных систем в результате изменения величины и направления потоков газа. Политика целенаправленной ликвидации «узких мест» и максимально возможного использования производственной мощности действующих газопроводов особенно целесообразна в существующих сейчас условиях дефицита инвестиций для развития транспорта газа. Целенаправленное устранение «узких мест» позволяет исключить избыточные объемы реконструкции, которые были бы неизбежны, если бы объемы реконструкции назначались исходя из возраста оборудования.

При выполнении реконструкции для обеспечения перспективных газопотоков следует учитывать требования адаптивности и маневренности ГТС. Адаптивность развития газотранспортных систем заключается в приспособлении принимаемых решений к изменяющимся внешним условиям развития отрасли. Примером, поясняющим суть вопроса, может быть транспортировка газа по проекту «Ямал — Запад»: на первом этапе, до ввода в эксплуатацию месторождений Ямала, газ из Надым-Пуртазовского региона будет транспортироваться по имеющимся газотранспортным системам в район Ухты и далее через Беларусь в Польшу. На отдельном этапе может возникнуть проблема выбора соотношения величины газопотоков Ямальского газа, направляемых по новому коридору Ямал — Ухта — Торжок и по действующей ГТС со строительством подводящей системы газопроводов Ямал — Ямбург.

В современных экономических условиях принцип адаптивности становится генеральным принципом развития всех подотраслей «Газпрома», и в том числе транспорта газа и реконструкции газопроводов. Речь идет о функционировании всей отрасли в условиях недофинансирования, связанного с неплатежами за газ. По-видимому, такое положение сохранится как минимум еще 5 лет, что предопределяет ограничения на инвестиционные методы развития транспорта газа и повышенное внимание к малозатратным методам эффективного использования имеющихся производственных мощностей.

Маневренность газотранспортных систем ранее понималась как способность их гибкого реагировать на нештатные ситуации (крупные аварии), сезонное изменение газопотоков, отставание от планируемых сроков ввода новых мощностей. Следовательно, ранее повышение маневренности толковалось как инструмент для увеличения надежности газоснабжения. Безусловно, эта функция маневренности остается и на предстоящий период. Однако в современных условиях задача расширяется. Высокий уровень неопределенности и риска, характерный для экономики переходного периода, заставляет делать упор на формирование гибких схем газоснабжения, которые могли бы с приемлемыми затратами на адаптацию эффективно функционировать при изменении внешних и внутренних условий работы отрасли.

Обеспечение надежности транспорта газа

Надежность транспорта газа рассматривается в двух аспектах:

— обеспечение системной надежности газотранспортной сети за счет оптимального изменения ее конфигурации с помощью газопроводов-перемычек, участков реверсивной подачи газа, использования ПХГ и применения других методов повышения системной надежности;

— поддержание технического состояния объектов действующих газопроводов на необходимом уровне с учетом их физического и морального старения.

Анализ данных по аварийности магистральных газопроводов бывшего СССР позволяет сделать следующие выводы: интенсивность потока аварийных отказов с 1986 г. к настоящему времени снизилась с 0,45 до 0,2 — 0,22 аварий на 1000 км в год. Это стало возможным в основном за счет улучшения электрохимической защиты газопроводов, увеличения объемов их капитального ремонта и уменьшения доли старых газопроводов вследствие массового строительства новых газопроводов в северных и центральных районах с низкой коррозионной активностью грунтов.

Несмотря на то, что сложившиеся показатели надежности близки к зарубежным, положение нельзя считать удовлетворительным, т.к. в российской статистике учитываются только крупные аварии с разрывом газопроводов. Кроме того, следует иметь в виду, что за последние годы в России обострилась проблема коррозионного разрушения труб под напряжением (КРН), природа которого пока не изучена. Количество аварий по этой причине КРН увеличивается. По статистике аварии по этой причине в среднем начинаются через 10 лет эксплуатации. Это означает, что газопроводы диаметром 1220 и 1420 мм, строившиеся в массовом порядке начиная с конца 70-х — начала 80-х годов, попадают в число потенциально опасных объектов, подлежащих тщательному контролю с точки зрения КРН.

В отрасли имеется много действующих объектов, нуждающихся в реконструкции по требованиям надежности и промышленной безопасности:

— Подводные переходы (из находящихся в эксплуатации 1720 подводных переходов более 700 требуют реконструкции или капитального ремонта).

— Участие в зоне оползней, карста и с нарушением проектного положения трубы.

— Газопроводы с разрешенным давлением, пониженным вследствие сниженного технического состояния или недостаточного испытательного давления, всего 21,4 тыс. км.

— Подлежащие выносу участки в зонах застройки и недопустимого сближения с другими объектами.

— Многониточные пересечения газопроводов с другими газопроводами и нефтепродуктопроводами, аварии на которых могут привести к серьезным нарушениям газоснабжения страны (около 100 пересечений).

— Переходы через железные и автомобильные дороги с возросшей интенсивностью движения.

— Газораспределительные станции.

Одним из важнейших направлений реконструкции линейной части газопроводов являются работы по подготовке газопроводов к внутритрубной дефектоскопии, к которой в настоящее время приспособлена одна треть газопроводов.

Обеспечение промышленной и экологической безопасности

Обеспечение безопасности объектов газотранспортных систем приобретает все большее значение. При этом имеется в виду промышленная и экологическая безопасность, состояние которых регламентируется соответствующими нормативными и правовыми документами.

Реконструкция объектов для повышения промышленной безопасности ставит целью достижение приемлемых результатов оценки промышленного риска. В отрасли введена система обязательного декларирования промышленной безопасности, с которой должна быть увязана реконструкция газотранспортных объектов.

Требования органов Госгортехнадзора по соблюдению правил промышленной безопасности ужесточаются. В связи с этим, а также с учетом физического старения объектов ожидается, что объемы реконструкции для повышения промышленной безопасности объектов транспорта газа будут постоянно нарастать.

Можно без преувеличения сказать, что вопросы обеспечения экологической безопасности газопроводов рассматриваются сейчас на качественно новом уровне, с учетом современных нормативных требований. В систему проектирования газопроводов внесены существенные изменения, повышающие экологическую обоснованность проектов, особенно для газопроводов, прокладываемых в экологически ранимых районах (например, в зоне вечной мерзлоты).

Повышение экологической безопасности объектов действующих газопроводов в значительной мере обеспечивается их реконструкцией. В настоящее время наиболее актуальным вопросом является уменьшение выбросов оксидов азота на компрессорных станциях. В 1989 г. СССР присоединился к Международной Конвенции по ограничению оксидов азота и их трансграничного переноса. Была поставлена задача стабилизировать к 1995 г. выбросы на наших объектах на уровне 1987 г., несмотря на увеличение установленной мощности компрессорных агрегатов. Эта задача в основном была решена путем модернизации камер сгорания наиболее массовых типов газовых турбин,

а также за счет замены агрегатов, выработавших ресурс. Однако на сегодняшний день до 25% эксплуатируемых компрессорных цехов все еще имеют неблагоприятные характеристики по выбросам оксидов азота.

Наряду с этим актуальны вопросы снижения шумов и очистки промышленных стоков компрессорных станций, а также землепользования и охраны водных ресурсов.

Проведение реконструкции и модернизации оборудования с целью повышения его экологической безопасности будет стимулироваться ожидаемым повышением штрафных санкций и выплат за нарушение нормативных экологических требований.

Экономическая эффективность транспорта газа

Повышение эффективности транспорта в рассматриваемой перспективе приобретает исключительное значение. Деятельность ОАО «Газпром», как самофинансируемого хозяйственного комплекса, требует постоянного повышения эффективности работы газотранспортных предприятий (ГТП). В настоящее время, когда ввод новых мощностей на газопроводах значительно сократился, повышение эффективности транспорта газа в основном возможно путем реконструкции объектов и совершенствования методов их эксплуатации.

Наиболее существенными статьями эксплуатационных издержек в транспорте газа являются: обслуживание основных фондов (аренда и амортизация) — порядка 40%, материальные и энергетические затраты — порядка 25% (в том числе энергозатраты — 20%). Среди прочих издержек заметное место занимает ремонтный фонд — порядка 15%. Такая структура эксплуатационных затрат определяет основные резервы повышения эффективности ГТП. В первую очередь, это оптимизация структуры основных фондов вплоть до консервации и списания избыточных объектов КС и линейной части. Актуальна также оптимизация структуры и загрузки сети газопроводов с учетом изменяющейся величины и направления газопотоков.

По мере падения пластовых давлений в районах добычи газа все большее значение будет приобретать эффективная работа дожимного комплекса, который, однако, не должен рассматриваться автономно. Запаздывание ввода мощностей ДКС отрицательно сказывается на работе линейных КС. Анализ показывает, что недоввод 1 кВт мощности на ДКС требует включения в работу до 4-х кВт на линейных КС при соответствующем перерасходе топливного газа. При снижении пластовых давлений, наряду с плановым вводом дожимных мощностей, неизбежными мероприятиями по повышению эффективности работы ДКС являются их реконструкция (с переобвязкой ГПА для последовательной работы) и модернизация нагнетателей с применением сменной проточной части.

В рамках проблемы повышения эффективности транспорта газа возрастает роль энергосбережения.

Необходимость энергосбережения в транспорте газа связана с тремя основными причинами. Во-первых, энергозатраты занимают значительное место в эксплуатационных издержках предприятий, особенно в ГТП с электроприводом (до 50% и более). Во-вторых, энергосбережение может служить ощутимым резервом для компенсации снижения добычи газа. В третьих, на транспорт

газа приходится порядка 80% общеотраслевого расхода энергоресурсов.

Уровень цен на энергоресурсы, действовавших в стране до конца 80-х годов, не стимулировал внедрение энергосберегающих технологий при строительстве новых газопроводов. Наоборот, массовое интенсивное строительство газопроводов в этот период требовало огромных металлозатрат, которые в значительной мере покрывались за счет импорта труб. Получила преимущественное распространение так называемая традиционная технология транспорта газа со степенью сжатия КС порядка 1,45, имеющая не энергосберегающий, а металлосберегающий характер.

В последние годы в связи с вынужденной разгрузкой газопроводов реальная газотранспортная технология приобрела характер низконапорной (средняя степень сжатия КС в основном не превышает 1,35). Однако имеет место несоответствие принятых в проектах технических решений современным условиям транспорта газа, что снижает энергосберегающий эффект от перехода на низконапорный режим (например, отсутствуют межколлекторные перемычки на многоцеховых КС, в работе находятся штатные модификации нагнетателей со степенью сжатия 1,45-1,5, необходимо сооружение межсистемных и внутрисистемных перемычек для маневрирования потоками газа и т.д.). Все эти вопросы должны решаться с помощью реконструкции объектов и модернизации оборудования.

Анализ показывает, что в период до 2005 г. сокращение энергозатрат в транспорте газа на 10% вполне достижимо за счет активной реконструкции КС. Более того, в настоящее время реконструкция КС является основным инструментом энергосбережения в ОАО «Газпром».

Реконструкции КС включает в себя модернизацию устаревших ГПА с внедрением новых высокоэкономичных поколений газоперекачивающей техники. Основные направления модернизации ГПА — обеспечение эффективного регенеративного цикла ГТУ, замена двигателей и применение сменной проточной части нагнетателей.

Заметную роль в снижении эксплуатационных затрат должно сыграть совершенствование ремонтно-профилактического обслуживания объектов транспорта газа. Эта проблема в значительной степени связана с реконструкцией объектов. В отношении линейных участков первостепенное значение имеет их реконструкция для возможности проведения внутритрубной дефектоскопии и организации выборочного ремонта газопроводов. Реконструкция компрессорных цехов с сокращением количества ГПА, с укрупнением их единичной мощности и упрощением их технологической структуры является крупным резервом снижения эксплуатационных издержек на компрессорных станциях.

Принципы реконструкции газотранспортной системы России

Существующая в стране газотранспортная сеть развивается и эксплуатируется около 50 лет.

Длительная эксплуатация газотранспортных объектов привела к их значительному моральному и физическому старению. Под моральным старени-

ем имеется в виду несоответствие технического уровня установленного в свое время оборудования современным (и тем более перспективным) требованиям, например, по единичной мощности и КПД агрегатов, показателям эксплуатационной надежности и пр. Под физическим старением понимается снижение показателей технического состояния газоперекачивающего оборудования и линейной части газопроводов в процессе эксплуатации.

Моральное и физическое старение предопределяет ухудшение технологических показателей транспорта газа, появляются «узкие места», снижается производительность и надежность газопроводов, увеличивается энергоемкость транспорта газа. В конечном счете ухудшаются основные технико-экономические показатели газопроводов — возрастает себестоимость транспорта газа, снижаются фондоотдача и прибыль. Для преодоления этих отрицательных тенденций необходимо проводить реконструкцию в сочетании с капремонтом газопроводов.

Помимо этого существуют и другие предпосылки к реконструкции.

Во-первых, существующая газотранспортная сеть, формировавшаяся в течение длительного периода времени, по своей структуре, величине и направлению газопотоков не во всех случаях отвечает требованиям современного потокораспределения. Наиболее важным аспектом в этом плане является обеспечение эффективной работы действующих ГТС в условиях истощения имеющихся и появления новых месторождений — источников газоснабжения. Иногда бывает необходимым реверсирование потоков, сооружение газопроводов-перемычек для улучшения маневренных свойств ЕСГ, расширение некоторых участков газопроводов для увеличения газопотоков и т.п. Другими словами, требуется реконструкция объектов с целью корректировки их характеристик и структуры газопроводов ЕСГ для распределения потоков, повышения эффективности, маневренности и надежности газотранспортной сети.

Во-вторых, постепенное развитие сети газопроводов на основе имевшихся возможностей по номенклатуре труб и оборудования КС привело к многониточной структуре газопроводов, состоящих иногда из ниток сравнительно малых диаметров (500-1000 мм) и многоцеховой структуре КС с многоагрегатными цехами, построенными на базе агрегатов малой единичной мощности (4-10 МВт). С точки зрения эксплуатации многоцеховая структура КС с большим количеством ГПА в цехах нежелательна, поскольку усложняется структура КС и растут эксплуатационные расходы. Поддержание технического состояния многочисленного парка ГПА сравнительно малой мощности вызывает большие трудности с проведением ремонтно-профилактических работ и увеличивает потребность в запчастях. С этой точки зрения реконструкция газопроводов, предусматривающая укрупнение единичной мощности ГПА и компрессорных цехов при их замене, должна рассматриваться как средство для снижения эксплуатационных расходов в транспорте газа и повышения его надежности.

На предшествующих этапах развития транспорта газа в стране был достигнут заметный эффект в ресурсосбережении, особенно в металлосбережении. Эти успехи стали возможны за счет планомерного увеличения диаметров газопроводов (до 1420 мм), расчетного давления (до 7,5 МПа), увеличе-

ния единичной мощности и к.п.д. газоперекачивающих агрегатов и ряда других технических решений. Однако анализ показывает, что удельные показатели по металлозатратам и особенно энергозатратам на отечественных газопроводах значительно выше, чем на зарубежных. В связи с этим предстоит поиск новых ресурсосберегающих технологий, в том числе на реконструируемых газопроводах.

Большинство указанных выше направлений реконструкции связано с наращиванием или поддержанием производительности газопроводов, снижением энергетических и эксплуатационных затрат на транспорт газа, повышением показателей использования имеющихся производственных мощностей и улучшением технико-экономических показателей газопроводов. По сути дела реконструкция магистральных газопроводов должна рассматриваться как мощное средство интенсификации транспорта газа. Наряду с этим реконструкция объектов транспорта газа должна обеспечить повышение его надежности, промышленной и экологической безопасности.

Таким образом, под реконструкцией магистрального газопровода или газотранспортной системы понимается их переустройство, направленное на обеспечение перспективных газопотоков, повышение надежности, промышленной и экологической безопасности транспорта газа, повышение эффективности работы газопроводов и улучшение их технико-экономических показателей, осуществляемое путем строительства новых и расширения действующих объектов, замены и модернизации морально и физически устаревшего оборудования на современное высокоэффективное, надежное и безопасное.

Разработка краткосрочных и долгосрочных программ реконструкции действующих газопроводов базируется на следующих принципах:

1. Реконструкция понимается как приоритетное по отношению к новому строительству средство обеспечения благоприятных экономических показателей существующего парка газопроводов. Эта приоритетность объясняется в несколько раз меньшей капиталоемкостью реконструкции, что имеет особое значение в условиях дефицита финансирования.

2. Реконструкция газопроводов выполняется на основе системного подхода. Системный подход к реконструкции проявляется в двух аспектах. С одной стороны, имеется в виду реконструкция сети газопроводов ЕСГ, как единой системы. В этом плане рассматриваются следующие вопросы: разрабатываются мероприятия, исключающие недоподачу газа по отдельным направлениям, связанную со снижением технического состояния оборудования или с изменением газопотоков; разрабатываются мероприятия по обеспечению надежности транспорта газа и маневренности ГТС. С другой стороны, системный подход выражается в рассмотрении каждого реконструируемого газопровода во взаимодействии с другими, проложенными в том же технологическим коридоре. Это соответствует современной тенденции проектирования многониточных систем с объединенными компрессорными цехами, с укрупнением агрегатной мощности и сокращением числа рабочих и резервных ГПА. Эти решения являются крупным резервом снижения материально-технических затрат на осуществление самой реконструкции.

По мере выработки месторождений и падения давления на промыслах все большее значение приобретает такой аспект системности, как эффек-

тивное совместное развитие и эксплуатация комплекса «ДКС — ГТС». В связи с этим реконструкция дожимных КС становится важным разделом программ реконструкции.

3. Реконструкция газопроводов выполняется на основе комплексного подхода, который проявляется в двух направлениях:

— единая общеотраслевая программа реконструкции газопроводов в целом и проекты реконструкции отдельных объектов одновременно решают различные задачи: обеспечение перспективных газопотоков, обеспечение надежности, промышленной и экологической безопасности и эффективности транспорта газа);

— реконструкция охватывает как основные технологические объекты, так и вспомогательные системы: (энерготепловодоснабжение, автоматика и телемеханика, электрохимическая защита, связь).

4. Реконструкция газопроводов выполняется на основе типовых технических решений.

Типизация технических решений подразумевает формирование определенного набора эффективных предложений и типовых проектов по реконструкции основных технологических элементов газопроводов — компрессорных цехов и линейных участков, а также вспомогательных систем, апробированных на пилотных проектах. Типовые технические решения должны основываться на принятых в отрасли направлениях технического прогресса. С этой точки зрения реконструкция газопроводов на базе типовых технических решений может рассматриваться как реализация единой технической политики отрасли в данной области.

Типизация технических решений по реконструкции КС и линейных участков необходима также с точки зрения оптимального взаимодействия с отраслями-поставщиками оборудования для предприятий газовой отрасли. Номенклатура заказываемого оборудования формируется исходя из единой отраслевой технической политики. Типовые технические решения по реконструкции газопроводов базируются на обоснованной таким образом номенклатуре оборудования и, прежде всего, газоперекачивающих агрегатов.

Характеристика работ, относимых к категории «реконструкция»

Понятие «реконструкция» применительно к газотранспортным системам требует пояснений. Неоднозначно определение самого объекта реконструкции, в качестве которого может выступать вся газотранспортная сеть ЕСГ, отдельные многониточные или разветвленные системы, магистральный газопровод — нитка, технологические объекты магистрального газопровода (компрессорные станции, цеха, линейные участки, переходы через водные преграды, железные и автомобильные дороги и т.п.).

С позиций системного подхода к реконструкции должна рассматриваться вся газотранспортная сеть ЕСГ как единое целое или ее подсистемы. Только при таком подходе можно обосновать минимально необходимые объемы реконструкции газопроводов отрасли, обеспечивающие выполнение плано-

вых поставок газа потребителям при минимальных затратах необходимых ресурсов (капиталовложения, трубы, ГПА и пр.).

Этот вопрос должен решаться в рамках ЕСГ в целом, с учетом взаимодействия с объектами добычи и подземного хранения газа. При этом реконструкцию газопроводов нельзя отрывать от развития ЕСГ за счет строительства новых объектов, в частности новых газопроводов. Увязка всех этих проблем является предметом стратегии развития газовой промышленности на перспективный период.

Это, однако, не исключает необходимости рассмотрения реконструкции на дезагрегированном уровне (многониточные и однониточные газопроводы, отдельные участки, КС, КЦ). Формирование общего решения по реконструкции сети ЕСГ требует предварительной подготовки вариантов реконструкции по отдельным технологическим объектам. Концепция реконструкции ГТС (см. раздел 3) предусматривает принцип комплексности проведения работ. Это означает, что реконструкция газотранспортного объекта является многоцелевой, т.е. одновременно преследует различные поставленные цели. Кроме того, реконструкция охватывает как основные технологические объекты газопроводов, так и вспомогательные системы (энерготепловодоснабжение, ЭХЗ, автоматика и телемеханика, связь).

Независимо от масштабов реконструкции, выполняемой для обеспечения перспективных потоков газа (газотранспортная система, газопровод, компрессорный цех, линейный участок), ее объем и этапы должны подчиняться режимно-потоковым требованиям. Известно, что в общем случае удовлетворение этих меняющихся во времени требований достигается не только реконструкцией действующих газопроводов, но и другими средствами: строительством новых и капитальным ремонтом действующих объектов. Поэтому должна быть установлена разница между всеми этими понятиями, а затем четко определено понятие «реконструкция».

Понятие «реконструкция» в общем плане подразумевает переустройство существующих объектов на основе нового, более совершенного, чем находящееся в эксплуатации, оборудования, а также строительство новых и расширение существующих объектов с целью ликвидации диспропорций между технологическими звеньями. Задачи реконструкции — увеличение производственной мощности предприятия, сокращение материало- и энергоемкости, трудозатрат, повышение надежности и безопасности объекта, улучшение его технико-экономических показателей. По отношению к магистральным газопроводам реконструкция охватывает два вида мероприятий: а) переустройство действующих объектов с заменой и модернизацией оборудования; б) создание новых и расширение действующих объектов, обеспечивающих увеличение пропускной способности газопроводов.

В связи с тем, что строительство новых и расширение действующих линейных участков и КЦ возможно как в рамках реконструкции действующих, так и при строительстве новых газопроводов, необходимо внести ясность, в чем состоит отличие этих процедур. Ответ заключается в том, что особенностью реконструкции должно быть устранение диспропорций между технологическими звеньями. Отсюда следует, что если увеличение производительности газопроводов достигается за счет расширения или строительства отдель-

ных новых объектов в порядке ликвидации «узких мест», то соответствующие работы должны быть отнесены к реконструкции. Если же строится целая нитка газопровода с компрессорными цехами, то речь идет о строительстве нового газопровода.

Линейная часть

В процессе реконструкции объектов транспорта газа осуществляется замена физически и морально устаревшего оборудования и труб на современные и более эффективные. Замена оборудования и труб выполняется также в процессе капитального ремонта. Разница состоит в том, что в процессе капремонта производится частичная или полная замена амортизированного оборудования на аналогичное, без улучшения технических, экологических и технико-экономических характеристик объекта по сравнению с проектом, а при реконструкции — на современное высокоэффективное с улучшением указанных характеристик.

При ремонте и реконструкции используются разные схемы финансирования и налогообложения. В случае капремонта это необлагаемые налогом амортизационные отчисления, а в случае реконструкции — инвестиции «Газпрома», облагаемые налогом на добавленную стоимость.

Условия налогообложения в значительной степени повлияли на разграничение реконструкции и ремонта газопроводов.

Упртрансгазом и ВНИИгазом подготовлены дополнения к ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов», уточняющие разграничения между ремонтом и реконструкцией линейной части газопроводов. Работы, относимые к этим категориям, представлены в *табл. 9.1.*

Реконструкция компрессорных станций

В настоящее время сложились благоприятные условия для создания технической базы реконструкции КС: газовая промышленность использует мощный конверсионный потенциал России и СНГ, а при необходимости кооперированную продукцию российских и зарубежных фирм.

В стадии изготовления, испытаний опытных образцов и опытно-промышленных партий находятся 17 типоразмеров газотурбинных агрегатов нового поколения с КПД 31-37% в зависимости от единичной мощности. Основные показатели нового газотурбинного оборудования приведены в *табл. 9.2.*

Разработаны и практически реализованы следующие технические решения реконструкции КС:

- модернизация ГПА (перевод на регенеративный цикл, поузловая реновация и продление ресурса, повышение параметров в процессе заводского ремонта и др.);
- замена ГПА в общем или индивидуальном здании в следующих модификациях:

— замена привода с сохранением нагнетателя,

— замена привода с использованием новой проточной части в старом корпусе нагнетателя,

— замена ГПА;

• замена двигателя в существующем контейнере;
• замена ГПА на существующей фундаментной площадке (как правило, с увеличением мощности;
• строительство нового цеха вместо двух-трех старых;
• перевод ГТУ на парогазовый цикл (газоперекачивающий и электрогенераторный).

В *табл. 9.2* приведен перечень проектов реконструкции КС, которые были реализованы за последние три года или близки к реализации.

По проектам реконструкции КС, выполняемым с итальянским консорциумом «Трагаз», предусмотрено:
• перевод на регенеративный цикл и продление ресурса агрегатов ГТК-10И (30 агр);
• перевод на регенеративный цикл агрегатов ГТК-25И (72 агр);
• замена агрегатов ГТН-25 на ГТК-25ИР (30 агр);
• замена агрегатов ГТК-10 на ПЖТ-10 (24 агр.).

Объемы работ по реконструкции ГТС

Реконструкция объектов газотранспортной системы выполняется, в соответствии с отраслевыми программами, начиная с 1991 г. За период 1991-2000 гг. объемы реконструкции в натуральном выражении составили: по КС — 283 агрегата (5825 МВт), по линейной части — 3228 км.

В настоящее время разработана и начала реализовываться новая Комплексная программа реконструкции объектов транспорта газа на 2001-2005 гг. В программе отражены необходимые объемы реконструкции в соответствии с целями, указанными в концепции.

Компрессорные станции

Исходя из анализа фактического технического состояния агрегатов компрессорных станций и прогноза его на перспективу в соответствии с загрузкой магистральных газопроводов, Программа реконструкции первоочередных объектов компрессорных станций в период 2001-2005 гг. предусматривает замену 374 ГПА (5332 МВт) с единичной мощностью от 6 до 25 МВт, а также модернизацию 437 ГПА (5088 МВт), всего 811 ед. Одновременно предусмотрена реконструкция вспомогательных систем компрессорных цехов и станций.

Потребность в агрегатах различной единичной мощности составляет 557 ед., в т.ч. в классе 25 МВт — 34 ед.; 16 МВт — 181 ед.; 10-12 МВт — 253 ед ; 6 МВт и менее — 89 ед.

Важнейшей экологической целью реконструкции и модернизации КС является ограничение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ (прежде всего оксидов азота и окиси углерода). Работы по снижению выбросов ГТУ проводятся с 1991 г. За период до 2001 г. выбросы NOx уменьшены на 160 тыс. т в год, или в 1,8 раза, даже с учетом роста парка ГПА за этот период на 13%.

Продолжаются работы по созданию малоэмиссионных конструкций новых типов ГТУ, предусматривающие доведение уровня выбросов NOx до 50-100 мг/нм^3.

Линейная часть

Реконструкция линейной части газопроводов предполагает выполнение работ по двум направлениям. Первое — это ликвидация «узких мест» для обеспечения перспективных потоков газа и снижения энергозатрат на транспорт, второе — обеспечение надежности и безопасности газопроводов. Планируется провести реконструкцию 6 тыс. км газопроводов, в т.ч. замена труб с увеличением диаметра и повышением категорийности — 3671 км (61%), выносы из зон жилой застройки — 467 км (7,7%), реконструкция отводов — 847 км (14%), строительство перемычек, переходов через ж/д, а/д, взаимных пересечений трубопроводов и другие работы — 1057 км (17,3%).

Для оптимизации потоков газа по газотранспортной системе намечено построить 3 межсистемных и 4 внутрисистемных перемычки. Предусмотрены работы по реконструкции линейной части для подготовки к внутритрубной дефектоскопии, в т.ч. замена более 260 ед. запорной арматуры, установка более 200 комплектов камер приема-запуска диагностических и очистных устройств. Запланирована реконструкция 98 переходов через водные преграды, 65 переходов через автомобильные и железные дороги, устранение 56 арок и провисов, устранение карста на протяжении 256 км. С целью повышения надежности газоснабжения планируется реконструировать 517 ГРС.

9.3. РАЗВИТИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

В настоящее время строительство новых газопроводов в России сведено до минимума. Это связано не только с финансовыми трудностями, но в не меньшей степени — и с возможностями сырьевой базы, а также с необходимостью рационального и эффективного использования уже существующей газотранспортной системы с учетом ее переустройства путем реконструкции. Однако, исходя из интересов России по увеличению экспортных поставок газа, принимая во внимание объективные факторы по развитию сырьевой базы, несколько газопроводов предполагается ввести в эксплуатацию до 2005 г.

К ним относятся:

1. Газопровод «Россия — Турция» («Голубой поток»). Протяженность сухопутного участка — 373 км. Ду 1420 мм — 314 км, Ду 1220 мм — на остальном участке. Три компрессорные станции с установленной мощностью: Ставропольская (60 МВт), Краснодарская (60 МВт), Береговая (150 МВт). Введен в эксплуатацию в 2002 г., производительность — 16 млрд. куб. м/год.

2. Заполярное — Уренгой. Протяженность — 206 км. Ду 1420 мм — три нитки. Одна компрессорная станция на 110 км, мощностью 96 МВт (6х16 МВт). В 2001 г. введена в эксплуатацию первая нитка производительностью 5-10 млрд. куб. м/год, всего производительность на полное развитие — 35 млрд. куб. м/год.

3. Торжок — Белосток, участок газопровода Ямал — Европа. Протяженность — 972 км. Ду 1420. Пять компрессорных станций мощностью по 96-100 МВт (6х16 МВт и 4х25 МВт). Ввод — последовательно, начиная с 2000 г. Всего производительность — от 10 до 35 млрд. куб. м/год.

За пределами 2005 г. на территории России намечено строительство ряда систем газопроводов (несколько параллельных ниток в каждой системе). Однако окончательного решения по протяженности, трассе прохождения, мощности и другим важным показателям подобных объектов пока не принято. Речь идет о строительстве:

- системы газопроводов с полуострова Ямал;
- системы газопроводов для транспорта газа с месторождения «Штокманов»;
- системы газопроводов от месторождений Восточной Сибири в Китай.

9.4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА РОССИЙСКИХ ГАЗОПРОВОДАХ

Основные направления повышения эффективности транспорта газа

Повышение эффективности использования имеющихся производственных мощностей является важнейшим рычагом повышения экономической рентабельности транспорта газа.

Разнородность производственных ресурсов, используемых в транспорте газа, допускает единственную форму совместного анализа их использования — стоимостную. С этой точки зрения интегральным показателем эффективности использования производственных ресурсов считается себестоимость транспорта газа. Структура себестоимости транспорта газа для газотранспортной системы России представлена в *табл. 9.3.*

Наиболее существенными статьями эксплуатационных издержек в транспорте газа являются: обслуживание основных фондов (аренда и амортизация) — 39%, материальные и энергетические затраты — 23,8% (в т.ч. энергозатраты — 19,6%). Среди прочих издержек заметное место занимает ремонтный фонд — 13,5%.

Отсюда следуют основные направления повышения экономической эффективности транспорта газа:

— снижение энергозатрат в транспорте газа;

— оптимизация структуры и использования основных производственных мощностей (фондов);

— сокращение затрат на ремонтное обслуживание.

Повышение эффективности транспорта газа за счет энергосбережения

Газотранспортная система России развивалась в условиях действовавших ранее требований к величине и направлению газопотоков, цен на оборудование, ограничений на поставку импортных труб и газоперекачивающих агрегатов.

Это предопределило ряд особенностей технологии транспорта газа, технологических схем КС и параметры газоперекачивающего оборудования. Глав-

ная особенность состоит в повышенной проектной энергоемкости отечественных газопроводов, которая явилась результатом оптимизации их параметров при чрезвычайно низких ценах на энергоресурсы и жестком дефиците труб. Вследствие этого проектная удельная энергоемкость российских газопроводов, отнесенная к объему товаро-транспортной работы, примерно на 50-70% выше, чем для западных газопроводов.

Анализ фактических удельных энергозатрат на привод ГПА в период после 1985 г. показывает, что до 1990 г. этот удельный показатель достаточно интенсивно снижался. Причина снижения — массовое строительство новых газопроводов с применением все более современных и экономичных ГПА. После 1990 г. темпы снижения удельных энергозатрат заметно уменьшились, причем это снижение в основном происходило уже по другой причине — из-за вынужденной разгрузки газотранспортной сети (с 1991 г. по 1998 г. поступление газа в газопроводы сократилось более чем на 17%). Однако расчеты показывают, что при такой разгрузке газопроводов удельные энергозатраты на привод ГПА должны были бы снизиться в гораздо большей степени, чем это произошло на самом деле. Разница между фактическим и расчетным значением удельных энергозатрат позволяет оценить нереализованные резервы энергосбережения, связанного с разгрузкой газопроводов. В натуральном выражении эти резервы энергосбережения составляют: порядка 11 млн. т. у.т., в т.ч. 9 млрд. м^3 природного газа и около 2 млрд. кВт·ч электроэнергии.

Удельный расход газа на прочие технологические потери до 1990 г. также снижался, минимум был достигнут в 1990 г. (4,3 кг у.т/млн. м^3·км). С тех пор удельные потери не только не снизились, а наоборот, выросли. В 1998 г. они были почти на 20% больше, чем в 1990 г. Этому факту нет достаточных технических объяснений, поэтому работа по снижению потерь газа должна быть интенсифицирована.

Показатели удельного расхода газа на технологические нужды (кроме топливного газа) практически заморозились на уровне 1990 г. — порядка 3,5-4 кг у.т./млн.м^3 км.

Снижение удельного расхода газа на привод ГПА, реально достигнутое с 1990 г. — это в основном результат пассивного («автоматического») энергосбережения вследствие вынужденной разгрузки газопроводов. Более активное снижение энергоемкости газопроводов подразумевает более полное использование этого резерва, а также освоение других резервов энергосбережения, а именно системных, локальных и организационно-технических резервов.

К системным резервам энергосбережения относится потенциал экономии ТЭР, реализуемый за счет оптимального распределения нагрузки между элементами ГТС. Сюда входит распределение газопотоков между подсистемами и отдельными газопроводами, а также распределение нагрузки между компрессорными станциями каждого газопровода. Оптимальность распределения нагрузки между подсистемами (параллельными газопроводами) подразумевает более высокую загрузку экономичных подсистем за счет переброски газа из менее экономичных. Оптимальность распределения нагрузки между компрессорными станциями каждого газопровода в основном характеризуется уровнем рабочего давления на выходе КС. Снижение давлений на

выходе компрессорных станций по сравнению с максимально возможным уровнем является очень важным фактором перерасхода ТЭР. Снижение давления на выходе КС на 1 кг/см^2 приводит к увеличению расхода ТЭР на следующей КС на 3,5-4%. Особо следует подчеркнуть исключительную важность эффективной работы дожимных КС и поддержания расчетного давления в начале газотранспортных систем, а также согласованного развития газодобывающего и газотранспортного комплексов.

Следует подчеркнуть, что реализация системных резервов энергосбережения — это не только расчет оптимальных режимов. Как правило, также требуется устранение ряда неблагоприятных технических факторов, приводящих к неоптимальным режимам. Как правило, для этого необходимо провести реконструкцию объектов на «узких местах» и т.п.

К локальным резервам энергосбережения относится потенциал энергосбережения, связанный с улучшением технического уровня и состояния, режимов работы и системы обслуживания отдельных компрессорных станций или линейных участков. В отличие от системных энергосберегающих мероприятий, учитывающих энергозависимость газотранспортных объектов друг от друга, для локального энергосбережения характерно, что энергосберегающий эффект достигается только на тех КС и линейных участках, на которых проводятся соответствующие мероприятия, причем эти мероприятия не приводят к экономии энергии на КС газопровода ниже по потоку газа.

В настоящее время среди локальных энергосберегающих мероприятий наибольшее значение имеет реконструкция КС с заменой и модернизацией ГПА, обеспечивающей повышение их экономичности.

Энергосбережение возможно на всех стадиях жизненного цикла газопроводов: проектирования и строительства новых газопроводов, реконструкции действующих газопроводов, эксплуатации газопроводов.

В настоящее время в связи со свертыванием строительства новых газопроводов этот источник улучшения энергоемкости отечественных ГТС (за счет применения экономичных ГПА и энергосберегающих технологий) значительно сократился. Более того, очевидно, что ограниченное строительство новых газопроводов на перспективу 5-10 лет не приведет к серьезному улучшению показателей энергоемкости газотранспортной подотрасли в целом.

Главные резервы экономии энергии (не менее 3/4) будут задействованы за счет реконструкции газопроводов. При этом основной эффект обеспечит замена и модернизация газоперекачивающего оборудования. Согласно Программе реконструкции ГТС на период 2000-2005 гг. замена и модернизация ГПА должны обеспечить экономию топливного газа около 6 млрд. м^3. Следует особо подчеркнуть эффективность применения СПЧ центробежных нагнетателей на ДКС, ГКС и линейных КС (экономия энергозатрат от установок СПЧ — до 10-15% на каждой КС).

Определенный энергосберегающий эффект при реконструкции ГТС может дать внедрение низконапорных газотранспортных технологий, однако в основном это будет возможно после 2010-2015 гг., когда ожидается снижение загрузки некоторых систем.

Анализ фактической энергоемкости и перспективной загрузки газопроводов, резервов энергосбережения и ожидаемой технико-экономической

конъюнктуры позволяет сформулировать основные принципы энергосбережения в транспорте газа:

— Цели энергосбережения: повышение рентабельности транспорта газа; высвобождение ресурсов газа для поставки внутренним потребителям и на экспорт; исключение инвестиций для наращивания добычи газа и газотранспортных мощностей, которые были бы необходимы при отсутствии энергосбережения.

— Энергосбережение должно рассматриваться как планомерный общеотраслевой процесс поэтапного снижения энергоемкости российской ГТС до уровня, экономически оправданного на каждом этапе.

— Организация отраслевого энергосбережения должна быть увязана с требованиями Закона РФ «Об энергосбережении», включая проведение энергоаудитов.

— На современном этапе приоритетным является сбережение электроэнергии, как самого дорогого энергоносителя, используемого в транспорте газа.

— Планирование и проведение энергосберегающих мероприятий общеотраслевого значения должно проводиться в увязке с планами развития и реконструкции объектов добычи, транспорта и подземного хранения газа.

— Необходимо наладить подготовку и реализацию общеотраслевых и региональных комплексных программ энергосбережения. Программы должны содержать энерго-экономическую характеристику ГТС, анализ резервов экономии ТЭР, обоснование энергосберегающих мероприятий, экономическое обоснование их внедрения, расчет потребных ресурсов.

— С учетом дефицита финансирования приоритетными являются менее капиталоемкие энергосберегающие мероприятия. С этой целью энергосберегающие мероприятия должны ранжироваться по удельной стоимости (руб. на 1 кВт·ч сэкономленной энергии) и сроку окупаемости.

— Должна быть разработана и внедрена современная нормативно-методическая база энергосбережения: («Положение об экономическом стимулировании энергосбережения на уровне предприятия», «Методика оценки эффективности использования ТЭР в транспорте газа», «Методика энергоаудита газотранспортных предприятий» и др.).

Повышение эффективности транспорта газа за счет оптимизации структуры и использования основных производственных мощностей

Структура действующей газотранспортной сети, формировавшейся более 40 лет, не вполне отвечает современным технико-экономическим требованиям. Известно, что поэтапное развитие отечественных газотранспортных систем привело к формированию сложных многониточных систем газопроводов с многоцеховыми КС. Единичная мощность ГПА выбиралась в соответствии с имевшейся на момент строительства ограниченной номенклатурой отечественного оборудования, что часто приводило к использованию агрегатов неоптимальной (пониженной) единичной мощности и к увеличению количества ГПА в компрессорных цехах. Усложненная структура многих существующих компрессорных станций и цехов служит причиной повышения эксплуатационных издержек.

К настоящему времени по сравнению с 1990 г. поступление газа в газопроводы и, соответственно, их загрузка снизились примерно на 20%. В некоторых регионах ГТС изменились величины и направления газопотоков. Разгрузка газопроводов приводит к ухудшению показателей использования производственных мощностей, прежде всего, к снижению фондоотдачи.

Прогноз загрузки газопроводов на период до 2010 г. основывается на стратегии развития ресурсной базы. Ожидается стабилизация добычи газа газодобывающими предприятиями ОАО «Газпром» на уровне 530 млрд. м^3/год, причем до 2010 г. порядка 90% газа будет добываться на действующих и новых месторождениях Западной Сибири.

Наиболее вероятный сценарий развития ресурсной базы предусматривает освоение новых месторождений в следующем порядке: Заполярное, Ен-Яха, Песцовое месторождение — район Обской и Тазовской губ — п-ов Ямал. В соответствии с этим сценарием в период 2000-2010 гг. загрузка действующей ГТС будет возрастать, достигнув максимума в 2007 г., и затем начнет снижаться (2007 г. — 620, 2010 г. — 604, 2020 г. — 436, 2030 г. — 220 млрд. м^3/год). Основное влияние на степень загрузки газопроводов будут оказывать реальные темпы роста поставок от независимых поставщиков, суммарный потенциал которых в 2010 г. превышает 125 млрд. м^3/год. (Приведенные выше данные по загрузке ГТС определены при условии полного использования потенциала независимых поставщиков).

В целом можно ожидать, что рост поступления газа в действующую ГТС практически приведет к полной загрузке ГТС на уровне проектной производительности (по поступлению) в период с 2004 г. и до конца рассматриваемого периода (2010 г.).

Оптимизация структуры ГТС, как инструмент повышения эффективности транспорта газа, предусматривает:

- реконструкцию и развитие ряда производственных объектов с целью обеспечения сбалансированности всех технологических подсистем и звеньев ЕСГ, повышения загрузки ГТС;
- списание избыточных производственных объектов;
- консервацию некоторых производственных объектов на период пониженной загрузки.

В настоящее время и на перспективу, с учетом ожидаемого повышения загрузки ГТС, наиболее важной задачей будет обеспечение согласованного развития и функционирования газодобывающего, газотранспортного комплексов и ПХГ. Особое значение имеет программа своевременного ввода и реконструкции дожимных КС с обеспечением планируемой производительности и расчетного давления на входе ГТС. Актуальна также проблема ликвидации «узких мест» на газотранспортной системе, препятствующих сбалансированной загрузке подсистем ЕСГ в соответствии с перспективной схемой газопотоков.

Существенным резервом повышения загрузки ГТС является развитие сезонного регулирования неравномерности транспорта газа путем наращивания мощностей подземного хранения. Расчеты показывают, что к 2010 г. за счет увеличения активного объема ПХГ до 65 млрд. м^3 и суммарного суточного отбора газа из хранилищ до 800 млн. м^3/сут. загрузка действующей ГТС в годовом разрезе может быть повышена на 30 млрд. м^3.

Анализ ожидаемой загрузки ГТС показывает, что до 2010 г. возможности списания избыточных (и выработавших свой ресурс) мощностей газопроводов весьма ограничены. Однако на отдельных участках ЕСГ упразднение таких мощностей возможно, если оно надежно подтверждается снижением перспективных газопотоков. Во многих случаях списание таких мощностей потребует интенсификации транспорта газа на параллельных газопроводах. Например, с учетом ожидаемой загрузки вполне возможно списание газопровода Пермь — Горький, однако при этом необходимо выполнить реконструкцию и ввод новых объектов на параллельных направлениях (газопроводы Тульского и Ужгородского коридоров).

Консервация некоторых производственных объектов, в основном компрессорных цехов, на существующих режимах в принципе возможна в двух вариантах: на газопроводах с низкой общей загрузкой (например, на упоминавшемся газопроводе Пермь — Горький на период до его списания), а также во время летнего спада загрузки прочих газопроводов (на 3-6 мес.).

Существенным резервом повышения эффективности использования производственных мощностей газопроводов является оптимизация режимов транспорта газа (оптимальное потокораспределение, оптимальное распределение нагрузки между КС газопроводов).

Реконструкция газотранспортных систем — основной инструмент повышения эффективности транспорта газа

В связи с прекращением массового строительства новых газопроводов и ограниченными возможностями снижения издержек на стадии эксплуатации газопроводов основным инструментом повышения эффективности транспорта газа является реконструкция газотранспортных систем. В течение последних 2–3-х лет на долю реконструкции объектов транспорта газа приходится порядка 90% от достигнутого отраслевого эффекта по повышению эффективности транспорта газа.

Реконструкция ГТС обеспечивает эффект по всем основным направлениям снижения эксплуатационных издержек в транспорте газа: энергосбережению, снижению затрат на обслуживание основных производственных мощностей и даже по сокращению затрат на ремонтно-техническое обеспечение объектов.

Реконструкция линейной части обеспечивает проведение внутритрубной дефектоскопии, которая в свою очередь позволяет снизить затраты на ремонтно-техническое обслуживание. Другой пример — замена ГПА на агрегаты повышенной единичной мощности уменьшает число ГПА на КС и сокращает затраты на РТО.

При реконструкции газотранспортных объектов основной вклад в повышение их эффективности дает замена и модернизация ГПА.

При реконструкции КС в настоящее время и в перспективе до 2010 г. используются следующие технические решения:

а) модернизация ГПА (перевод на регенеративный цикл, поузловая реновация и продление ресурса, модернизация авиадвигателя в процессе заводского ремонта, экологическая модернизация, замена САУ и др.);

б) замена ГПА в общем или индивидуальном здании в следующих модификациях:

— замена привода с сохранением ЦБН;

— замена привода с использованием новой проточной части ЦБН;

— замена ГПА;

в) замена двигателя в существующем контейнере;

г) замена контейнерного ГПА на существующей фундаментной площадке (возможно с увеличением мощности);

д) строительство нового цеха на базе ГПА повышенной единичной мощности.

Технические особенности новых типов ГПА обеспечивают оптимальность процесса реконструкции и повышение основных эксплуатационных показателей:

— приспособленность к реконструкции (замена ГПА);

— блочнокомплектность и заводская готовность;

— экономичность ГТУ на уровне 31-36% (в зависимости от единичной мощности);

— надежность ГПА на уровне: наработка на отказ 3,5 тыс. ч., время вынужденного простоя не более 1% от календарного, межремонтный ресурс 20-25 тыс. ч.;

— модульный принцип формирования ГПА. Большинство агрегатных систем и оборудования (САУ, силовая автоматика, противопожарная система и др.) сосредоточено около агрегата. Это позволяет реализовать как поцеховую, так и поагрегатную (без остановки цеха) реконструкцию и повышает «живучесть» цеха;

— унификация приводов и газовых компрессоров, обеспечивающая их использование в различных комбинациях;

— автономность ГПА по электроснабжению на рабочем режиме;

— сокращение ремонтных затрат, главным образом, за счет увеличения межремонтных и полных ресурсов.

В *табл. 9.4* приведены данные по улучшению показателей эффективности, достигнутому за счет реконструкции КС в период 1996-1999 гг.

К концу периода 2000-2005 гг. за счет применения высокоэкономичных ГПА предполагается снизить годовые затраты топливного газа на 5,9 млрд. $м^3$/год (средний номинальный КПД ГПА, используемых при реконструкции, составляет 34,1% против 27,5% для эксплуатируемого парка). При этом планируется повысить интенсивность использования нового экономичного оборудования, увеличив его использование по времени до величины 0,6 (по сравнению с существующей величиной 0,4).

Укрупнение средней единичной мощности реконструированной части ГПА с 11,5 МВт в 1995 г. до 16,4 МВт в 1999 г. и до 13,6 МВт к началу 2005 г. сокращает стоимость реконструкции компрессорных станций на 11-12 % за период 1996-2000 гг. и затраты на эксплуатацию.

Таблица 9.1

Перечень работ, относящихся к капитальному ремонту и реконструкции линейной части магистральных газопроводов

Работы, относящиеся к ремонту ЛЧМГ	Работы, относящиеся к реконструкции ЛЧМГ
1	2
1. Выборочный ремонт участков газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии. 2. Частичная или полная замена труб без изменения их диаметра. 3. Частичная или полная перезоляции газопровода или его участка. 4. Прокладка лупинга с последующим отключением заменяемого участка, эксплуатируемого на пониженном рабочем давлении, с целью восстановления проектного рабочего давления. 5. Демонтаж газопровода или его участков, ранее выведенных из эксплуатации, в том числе и для повторного использования труб. 6. Подсадка и обваловка или гидронамыв грунта на всплывающих участках газопроводов в условиях обводненной и заболоченной местности, ликвидация провисов и арок с устройством компенсаторов. 7. Замена линейных кранов (вместе с обвязкой) на аналогичные. 8. Восстановление проектных характеристик подводных переходов: - подбивка и засыпка или замыв обнаженных и провисающих участков; - устройство крепления русла и берегов на размываемых участках; - восстановление или усиление проектного берегоукрепления; - прокладка новой нитки с последующим отключением существующей нитки.	1. Работы, связанные с изменением категории газопровода или его участков в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.-85. 2. Частичная или полная замена трубы, связанная с изменением ее диаметра. 3. Замена 2-х или нескольких газопроводов меньшего диаметра одним большего диаметра. 4. Вынос участков газопроводов с целью устранения нарушений минимальных расстояний в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.85 или для высвобождения территорий под застройку 5. Вынос участков газопроводов из охранной зоны в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.85 6. Внесение конструктивных изменений для повышения рабочего давления и пропускной способности газопровода, в том числе: - сооружение лупингов без отключения и демонтажа основной нитки; - применение труб с внутренней изоляцией. 7. Работы, связанные с обеспечением внутритрубной диагностики, в том числе: - монтаж камер приема-запуска очистных устройств и снарядов-дефектоскопов; - замена неравно проходной линейной арматуры на равнопроходную; - замена участков недопустимой кривизны. 8. Замена линейных кранов (вместе с обвязкой) на новые типы.

(Окончание на следующей странице)

Таблица 9.1 (окончание)

1	2
9. Восстановление характеристик переходов через автомобильные и железные дороги. 10. Восстановление проектной балластировки газопроводов. 11. Устройство подъездных и вдольтрассовых дорог для производства ремонтных работ. 12. Разработка карьеров и заготовка минерального грунта для производства ремонтных работ на газопроводах. 13. Ремонт средств электрохимзащиты без увеличения единичной мощности СКЗ, замена поверхностных заземлителей на глубинные. 14. Ремонт средств технологической связи и электроснабжения линейных потребителей без изменения проектных решений. 15. Устранение карстовых явлений. 16. Проведение противооползневых мероприятий.	9. Устройство новых межсистемных и внутрисистемных перемычек газопроводов. 10. Работы, связанные с обеспечением реверсивных потоков газа. 11. Работы, связанные с изменением проектной конструкции подводных переходов газопроводов, а также переходов под автомобильными и железными дорогами. 12. Замена воздушных переходов газопроводов на подземные. 13. Работы, связанные с изменением проектных решений пересечений газопроводов с другими нефтепродуктопроводами, линиями связи, ЛЭП. 14. Работы, связанные с изменением технических характеристик оборудования и качественных показателей систем ЭХЗ. 15. Устройство и оборудование новых узлов замера расхода газа. 16. Работы, связанные с расширением отводов, строительством новой нитки, выносом отводов из зон застройки. 17. Замена и модернизация ГРС. 18. Замена узлов редуцирования. 19. Комплексные работы, включающие одновременно замену трубы, перезоляцию, замену крановых узлов, монтаж камер приема-запуска и другие виды работ.

Таблица 9.2

Перечень реализованных (реализуемых) проектов реконструкции КС

Тип заменяемого модернизированного ГПА)	Тип нового ГПА (двигателя)	Наименование КС	Год приемки первого образца	Объем замены (модернизации)
ГТН-25	ГТП-25-1	Донское	1993	ГТУ+ЦБН
	ГПА-16 МЖ-59.01	Добрянская Починки	1993	дв.ДЖ-59+СПЧ+КМЧ
	НК-36	Можга	2000	дв.НК-36+СПЧ+КМЧ
	ГТК-25ИР	Софийская	1997	ГТУ+ЦБН
	ГПА-25МН80	(Украина)	1996	дв. ДН80+КМЧ
	ГТУ-25 Урал	Игринская	2000	дв.ПС-90 ГП 25+КМЧ
ГТК-25И	ГТК-25ИР	Первомайская	1997	перевод на регенеративный цикл
ГПА-Ц-!6	НК-18 СТ	Уренгойская	1995	дв.НК-18СТ
	АЛ-31СТ	Карпинская	1996	дв.АЛ-31СТ+КМЧ
	НК-38	Верхнеказымская	1999	дв.НК-36+КМЧ
	ГТУ-12П	Пермская	1998	дв.ПС-90ГП1+СПЧ+КМЧ
ГТК-10	ГТК-10М	Калач Писаревка	1994 1994	Трубчатый генератор (НЗЛ) трубчатый регенератор (Подольск)
	ГПА-16 МЖ59.02	Агрызская	1994	дв.ДЖ-59+СПЧ+КМЧ
	ГПУ-16МГ9О	Заволжская	1997	дв.ДГ90+СПЧ+КМЧ
	ГПА-12Р УРАЛ	Ординская	1995	дв.ПС-90+СПЧ+КМЧ
	ГПА-16Р УРАЛ	Ординская	1997	дв.ПС-90ГП2+СПЧ+КМЧ
	ГТН-16М	Ухта	1994	ГТУ+ЦБН
	ГТНР-16	Мокроус	1997	ГТУ+СПЧ
	АЛ-31СТ	Московo	2001	дв.АЛ-31СТ+СПЧ+КМЧ
	ПЖТ-10	Пелым	1999	ГТУ+ЦБН
Коберра 182	Коберра ДЖ59	Богадинская	1991	газогенератор ДЖ-59
	Коберра ДГ90	Богадинская	1994	газогенератор ДГ-90
ГТК-10И	ГТК- 10ИР	Микунь	1997	перевод на регенеративный цикл и продление ресурса
ГПА-Ц-6,3	ГПА-Ц-6,3С	Октябрьская	1995	дв.ДТ-71+КМЧ
	ГПА-Ц-6,3В	Сызрань	1995	дв.НК-14СТ+КМЧ
	ГПА-Ц-6,3А	Луганск (Укр.)	1995	дв.Д-336+КМЧ
	ПЖТ-21С	Алмазная	1998	ГПА
ГТ-750-6	Дон-3	Истье	1995	ГТУ
Центавр	Центавр	Касимовская	1994	Модернизация (увеличение мощности)

КМЧ – комплект материальной части, необходимый для замены двигателя,
СПЧ – сменная проточная часть нагнетателя

Таблица 9.3

Структура себестоимости транспорта газа для газотранспортной системы России

№	Составляющие себестоимости	Доля себестоимости, %%
1.	Материально-энергетические затраты, всего в т.ч. — материалы — технологический газ — электроэнергия	23,8 4,2 9,5 10,1
2.	Оплата труда	8,2
3.	Отчисления на социальные нужды	3,2
4.	Амортизация основных фондов	16,2
5.	Арендная плата за основные фонды	22,8
6.	Прочие расходы, всего в т.ч. — ремонтный фонд — транспортные услуги — дорожный фонд — сторонние организации — другие расходы	25,8 13,5 2,7 3,6 2,0 4,0

Таблица 9.4

Показатели эффективности реконструкции КС в период 1966-1999 гг.

Показатели	Един. измер.	Значения
Объем реконструкции КС	млн. кВт шт.	3,3 201
Средняя мощность ГПА на реконструированных КС	МВт	16,4
Сокращение количества ГПА за счет укрупнения мощностей ГПА	шт.	27
Уменьшение эксплуатационных затрат: — расход газа на собственные нужды — сокращение персонала — затраты на РТО ГПА	млрд. $м^3$/год чел. млрд. руб/год	1,85 27 59

Глава 10

ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ГАЗА КАК ВАЖНЕЙШИЙ ЭЛЕМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ РОССИИ

Подземное хранение газа — технологический процесс, связанный с закачкой, хранением и отбором газа в горные породы и искусственные подземные сооружения с целью регулирования неравномерности потребления газа, повышения надежности газоснабжения и создания резервов газа. Подземное хранение газа является подотраслью газовой промышленности.

Подземное хранилище газа представляет собой комплекс, включающий в себя инженерно-технические сооружения и естественные или искусственные емкости для хранения газа в горных породах.

В качестве емкости для подземного хранения газа может быть пласт или горная выработка. Производственной организацией, осуществляющей эксплуатацию подземного хранилища газа, является станция ПХГ, которая в зависимости от организации работ может иметь статус цеха газотранспортного или газодобывающего предприятия, или управления ПХГ, или другую форму.

Потребление газа характеризуется неравномерностью. Имеются различные виды неравномерности потребления. Неравномерность потребления газа подразделяется на неравномерность, вызванную случайными событиями, и неравномерность как закономерное явление. Типичными случайными событиями, влияющими на газоснабжение, являются изменение погодных условий, нарушение в системе газоснабжения и энергоснабжения вообще. Неравномерности, определяемые закономерными событиями, можно подразделить на четыре вида — суточную, недельную, сезонную и многолетнюю неравномерность. Суточная неравномерность потребления газа связана с изменением потребления газа в течение суток, недельная — в течение недели. Отдельные подземные хранилища газа, особенно хранилища, расположенные непосредственно у крупных потребителей газа, могут выполнять роль регуляторов суточной и недельной неравномерности. Эти виды неравномер-

ности газоснабжения регулируются также за счет аккумулирующей способности газопроводов. Основным назначением подземных хранилищ при регулировании неравномерности является регулирование сезонной неравномерности газоснабжения.

Объем сезонной неравномерности составляет значительную величину, равную 10-20% от годового потребления газа, в зависимости от характера потребления газа и климатических условий. Хранение такого количества газа в хранилищах, сооружаемых на поверхности, практически невозможно. Регулировать сезонную неравномерность потребления газа путем создания резерва производительности в системе добычи, переработки и транспорта в подавляющем большинстве случаев экономически нерентабельно ввиду больших капиталовложений. В связи с этим летние избытки газа закачивают в подземные хранилища газа, а в зимний период, в период повышения спроса на газ, осуществляют отбор газа.

На **рис. 10.1** представлен типичный график потребления газа в одном из крупных городов мира.

Регулирование сезонной неравномерности было основной задачей в начальной стадии развития подземного хранения газа. В настоящее время функции ПХГ существенно возросли.

Первые опытные работы по закачке газа в газовые месторождения с целью хранения газа были проведены в Канаде в 1915 г. на месторождении Веллен Каунти. А первое промышленное подземное хранилище газа в истощенном газовом месторождении было создано на истощенном газовом месторождении Зоар (Zoar) в США в 1916 г.

Подземные хранилища газа в водоносных структурах начали создаваться после второй мировой войны. Первые работы по созданию подземных хранилищ газа в водоносных пластах были проведены в США в штате Кентукки в 1946 г.

Хранение газа в соляных кавернах также начало развиваться в Соединенных Штатах Америки и Европе после второй мировой войны. Первое хранилище газа в соляных кавернах — Клей Каунти (Clay County) было создано в США в 1954 г. В Европе подземное хранение газа начало развиваться практически одновременно во Франции, Германии, Чехословакии, СССР, Польше, а затем и в других странах — Австрии, Бельгии, Дании, Италии, Испании, Великобритании, Болгарии, Югославии, Венгрии, Румынии.

К концу XX века во всем мире имелось более 630 подземных хранилищ газа, в которых хранилось более 340 млрд. м^3 газа. Подавляющее большинство хранилищ создано в истощенных газовых месторождениях (около 83%). Примерно около 13% подземных хранилищ газа создано в водоносных пластах и около 4% подземных хранилищ создано в соляных кавернах.

Имеется ограниченное число подземных хранилищ газа, созданных в заброшенных угольных шахтах (США, Бельгия). В скандинавских странах и Финляндии проводятся опытные работы по созданию подземных хранилищ газа в скальных породах. В Чехии создано подземное хранилище в специально сооруженной горной выработке.

Необходимость создания резервов газа в нашей стране обуславливалась не только высокой сезонной неравномерностью газопотребления, но, прež-

де всего, большой удаленностью потребителей газа от источников его добычи и сложными климатическими и географическими условиями прохождения трасс магистральных газопроводов. При таких условиях подземное хранение является, по существу, единственным экономически оправданным способом покрытия сезонных пиков газопотребления и компенсации возможных недопоставок газа при аварийных ситуациях.

Первые подземные хранилища в бывшем СССР были созданы в 1958 году в истощенных месторождениях Самарской области, начинались работы по созданию крупного Елшанского ПХГ в выработанном одноименном газовом месторождении.

В 60-е годы проводятся большие работы по созданию подземных хранилищ газа в водоносных пластах. В 1959 г. вблизи г. Калуги была начата закачка газа в первое в нашей стране хранилище газа в водоносном пласте. В довольно короткие сроки эти задачи были успешно решены, и были построены такие газохранилища, как Калужское, Щелковское под Москвой. Сооружаются хранилища в водоносных пластах под Киевом — Олишевское и Червоно-Партизанское. В Латвии создается Инчукалнское хранилище. В Узбекистане недалеко от Ташкента в водоносном пласте было создано Полторацкое подземное хранилище газа.

Основываясь на теории создания газохранилищ в малоамплитудных ловушках, в 1963 г. под Санкт-Петербургом было построено единственное в мире Гатчинское газохранилище в горизонтальном пласте, где геологическими исследованиями структурные ловушки не выявлены.

В 60-е годы начинают интенсивно развиваться подземные хранилища газа в истощенных месторождениях. Сооружаются хранилища газа в Саратовской и Оренбургской областях, в Башкирии.

В 70-е годы началось освоение газовых месторождений севера Тюменской области. В этот период происходит резкое увеличение добычи газа в стране, растет экспорт газа. Рост добычи газа требовал и ускоренного сооружения подземных хранилищ газа. В связи с этим были развернуты работы по созданию крупных по запасам активного газа хранилищ.

На Северном Кавказе в двух горизонтах выработанного Северо-Ставропольского месторождения создается крупное подземное хранилище. В Центральном районе в водоносной структуре — Касимовское газохранилище.

В результате проведенных работ ОАО «Газпром» в настоящее время имеет 24 подземных хранилища газа: 17 в истощенных газовых месторождениях и 7 в водоносных пластах.

Потребительская стоимость подземных хранилищ газа определяется двумя показателями:

— величиной активного объема газа в хранилище, $V_{акт}$,

— максимальным суточным отбором, q_{max}

Для каждого хранилища также характерна величина расчетного периода отбора газа из хранилища.

Под расчетным периодом отбора газа из ПХГ, $T_{расч}$, понимается промежуток времени, в течение которого при максимально возможном отборе (определяемом горно-геологическими и инженерными условиями) будет извлечен активный объем газа из хранилища.

Некоторые хранилища обладают также реверсными свойствами, заключающимися в подкачке газа в зимнее время, в период понижения спроса на газ. В этом случае увеличивается общий отбор газа из хранилища. Величина реверса (объем закачки газа в зимний период времени) является неопределенной величиной, зависящей от случайных факторов (погодные условия, непредвиденные изменения в потреблении газа и пр.).

По темпу отбора газа подземные хранилища газа можно условно подразделить на два вида:

— пиковые,

— сезонные.

Под пиковыми хранилищами понимают ПХГ, у которых расчетный период отбора не превышает 30 суток. Остальные хранилища относятся к сезонным.

Принято считать, что к пиковым хранилищам относятся ПХГ, созданные в соляных кавернах, а под сезонными хранилищами — хранилища, созданные в истощенных месторождениях и в водоносных пластах. Однако научно-технические достижения последних лет несколько размывают эту условность. Успехи в создании высокопроизводительных газовых скважин позволяют создавать пиковые хранилища газа в пористых средах. В России имеется одно такое хранилище (Калужское), созданное в водоносном пласте, которое выполняет функцию пикового хранилища. Таким проектируется ПХГ в истощенном газовом месторождении (Таловское), которое также может выполнять функцию пикового отбора. Наоборот, успехи в технологии размыва соляных емкостей позволяют создавать здесь подземные хранилища газа, обеспечивающие сезонное потребление газа. К таковым хранилищам можно отнести ПХГ в северо-западной части Германии (Эпе, Нютермур).

Подземные хранилища являются довольно капиталоемкими объектами.

В соответствии с потребительской стоимостью подземных хранилищ имеется два показателя затрат на создание подземных хранилищ газа:

— удельные капитальные вложения на создание единицы активного объема газа,

— удельные капитальные вложения на создание единицы суточной производительности хранилища.

Первый показатель удобнее именовать «удельными объемными капитальными вложениями», или «удельным объемным показателем капитальных вложений». Второй показатель целесообразно называть «удельными мощностными капитальными вложениями», или «удельным мощностным показателем капитальных вложений».

Удельные капитальные вложения существенно зависят от типа хранилищ и их активной емкости. Чем больше величина активной емкости, тем меньше удельные капитальные вложения в создание подземных хранилищ газа. На величину капитальных вложений существенно влияют горно-геологические условия объекта.

Как правило, наименьшие удельные объемные капитальные вложения присущи хранилищам, создаваемым в истощенных газовых месторождениях. Несколько выше они для хранилищ, создаваемых в водоносных пластах. Для хранилищ, создаваемых в соляных емкостях, удельные объемные капиталь-

ные вложения в 2-3 раза выше, чем для хранилищ, создаваемых в пористых средах. По мощностному показателю подземные хранилища газа, созданные в соляных емкостях, как правило, являются более предпочтительными.

Об этом свидетельствуют данные Европейской Экономической Комиссии ООН, приведенные в *табл. 10.1 и 10.2* [1].

Тенденция зависимости удельных капитальных вложений от типа хранилища как в Европе, так и в США одна и та же, но удельные капитальные вложения в создание ПХГ в США существенно ниже, чем в Европе.

Основные виды затрат на создание подземных хранилищ включают в себя:

- бурение скважин,
- буферный газ,
- компрессорную станцию,
- подготовку газа (осушка газа, пункты замера газа, ингибирование и др.),
- сборные пункты,
- шлейфы и соединительные газопроводы,
- вспомогательные объекты (электро- и водоснабжение, связь, теплоснабжение и пр.).

В *табл. 10.3* приведена примерная структура капитальных затрат в подземные хранилища России.

Затраты на создание подземных хранилищ газа можно разделить на затраты, зависящие от активной емкости хранилища, и затраты, зависящие от суточной производительности хранилища. Например, от величины активного объема зависят затраты на создание буферного объема, компрессорной станции (если она используется на закачку). Затраты на бурение скважин, на обвязку, шлейфы на подготовку определяются суточной производительностью хранилища. Для проведения инженерных и технико-экономических расчетов затраты удобно представить в виде формулы

$$K = \alpha_0 + \alpha V_{акт} + \beta q_{sm},$$

где величина α_0 определяет затраты, зависящие от активного объема хранилища и его производительности. Сюда входят затраты на создание инфраструктуры (дороги, ЛЭП, связь), административные здания и пр.

Эксплуатационные затраты также изменяются в широком диапазоне. Для ориентировочных расчетов принимается, что годовые эксплуатационные затраты примерно равны 10% от величины капитальных затрат.

Технико-экономическая эффективность подземных хранилищ определяется из следующих соображений.

Подземные хранилища газа при созданной системе газоснабжения позволяют увеличивать объем реализации газа, что позволяет получать дополнительную прибыль.

Другой метод расчета эффективности ПХГ, который следует применять на стадии проектирования газоснабжающей системы, заключается в следующем.

Подземные хранилища газа обеспечивают подачу газа потребителю в зимний период. Альтернативой созданию ПХГ могло стать сооружение дополнительного газопровода соответствующей суточной производительности

и дополнительное расширение добычных возможностей газодобывающего предприятия. Сопоставление затрат на создание ПХГ и на альтернативный вариант постоянно свидетельствует о преимуществе создания хранилищ. Затраты на создание дополнительных мощностей для добычи и транспорта газа в 5-10 раз выше, чем затраты на ПХГ.

Такое соотношение определило высокие темпы создания ПХГ, которые были в нашей стране в 70-е и 80-е годы.

К началу 90-х годов в стране были созданы значительные мощности в добыче и транспорте газа. Из-за известных событий добыча существенно упала к концу 90-х годов — на 10-15%. В построенной системе газопроводов образовались значительные резервы по пропускной способности. Появилась возможность в больших масштабах регулировать сезонную неравномерность газопотребления за счет работы системы магистральных газопроводов.

В связи с этим может сложиться мнение о нецелесообразности дальнейшего развития подземного хранения газа в стране. Созданные мощности в газотранспортной системе, рассчитанные на большую производительность, смогут обеспечить дополнительную подачу газа в зимний период и тем самым регулировать сезонную неравномерность газопотребления. Действительно, по нашим расчетам, в 1998 г. 42% сезонной неравномерности регулировалось за счет дополнительной подачи газа из месторождения и газопроводов, и только 58% регулировалось отбором газа из подземных хранилищ газа. Другими словами, если бы газоснабжающая система страны работала в оптимальном режиме, когда подача газа по газопроводам в течение всего года была бы практически постоянной, для обеспечения сложившегося в 1998 г. газопотребления необходимо было увеличить отбор газа из хранилища в 1,7 раза. Но газотранспортная система построена. Может быть, и дальше также ее использовать и регулировать ее сезонную неравномерность?

Принятие такой альтернативы было бы громадной экономической ошибкой.

Ранее считалось, что затраты на разработку месторождений существенно ниже затрат на развитие газотранспортной системы. Строительство подземных хранилищ газа обосновывалось необходимостью оптимального использования системы газопроводов. Месторождения, считалось, могут работать в такие годы в переменном режиме. Как правило, коэффициент использования мощности промысла принимался равным 0,85 (отношение планируемого отбором газа к обустроенной мощности). Это требовало дополнительных затрат на добычу газа, причем из-за падения во времени производительности промысла эти затраты должны осуществляться постоянно. Достаточно благоприятные геологические условия на месторождениях СРТО позволяли при относительно небольших затратах обеспечивать дополнительный отбор газа. Дополнительный суточный отбор газа, как правило, можно было обеспечить при существенно меньших затратах, чем за счет подземных хранилищ газа.

В настоящее время положение существенно изменилось. «Легкого» газа уже не будет. На базовых месторождениях СРТО себестоимость добычи газа в ближайшее время возрастет в несколько раз. Предстоящая разработка месторождения Ямала, морских и ачимовских залежей приведет к еще большим

удельным затратам на добычу. При таких условиях создавать (на короткий период времени) мощности на промыслах для регулирования сезонной неравномерности было бы крайне нерациональным. Уже в настоящее время газовая промышленность сталкивается с проблемой ввода дополнительных компрессорных станций на месторождениях. Это атрибут конца эры «легкого» газа.

По нашим расчетам, несмотря на научно-технический прогресс, затраты на создание подземных хранилищ газа будут расти. В ближайшие 10-15 лет величина удельных капитальных вложений возрастет примерно в 2 раза. Это будет связано в основном с ростом цен на буферный газ и в некоторой степени — с ростом цен на оборудование компрессорных станций и установок по подготовке газа.

Но рост затрат на добычу газа будет выше. К этому времени затраты на создание единицы суточной производительности по отбору газа в добыче будут в два раза выше, чем в подземном хранении газа.

Это позволяет сделать следующий вывод.

В ближайшее время будет потеряна возможность регулирования сезонной неравномерности газоснабжения за счет дополнительной подачи газа потребителю из месторождений, даже при наличии свободных мощностей в транспорте газа.

Оптимальное регулирование сезонной неравномерности может быть обеспечено только за счет подземных хранилищ газа.

При освоении новых газодобывающих районов, при увеличении добычи газа из «старых» районов и необходимости расширения газотранспортной системы приведенный выше аргумент еще более усиливается.

Регулирование сезонной неравномерности газоснабжения не является единственной задачей подземного хранения газа. Его роль гораздо шире.

Одним из основных назначений подземного хранения газа является обеспечение дополнительной подачи газа в дни максимального потребления — удовлетворение пиковой потребности в газе, вызванной, как правило, резким понижением температуры наружного воздуха в зимнее время. Аккумулирующая способность газопроводов недостаточна в этом случае для решения возникшей проблемы.

Велика роль подземного хранения газа и в создании резервов топливных ресурсов. В силу ряда обстоятельств Россия еще долгое время будет основным источником энергоносителей для многих стран СНГ и Европы. Нет альтернативы созданию резервов топлива, кроме как создание резервных запасов газа в подземных хранилищах.

Резервы газа могут быть краткосрочные и долгосрочные. Краткосрочные резервы обеспечивают надежное газоснабжение при наличии непредвиденных нарушений в газоснабжающей системе. Эта проблема сегодня в Европейской части России в основном решена. В случае аварийной ситуации на газопроводе потребитель в настоящее время благодаря подземному хранению газа не замечает этих аварий.

К сожалению, в среде инженерно-технических и хозяйственных работников еще не полностью осознана необходимость создания долгосрочных резервов газа. Под долгосрочным резервом газа мы понимаем газ в ПХГ, который при нормальном (типичном) газоснабжении и газопотреблении остается в

подземном хранилище и может быть отобран в последующем без проведения закачки в хранилище. Он может быть также отобран и в текущий сезон отбора. Можно сформулировать и по-другому: долгосрочный резерв газа в хранилище — это та величина активного газа в хранилище, которая в планируемый период времени не востребована при нормальном газоснабжении.

В каких ситуациях может быть востребован этот резерв газа?

При наступлении аномально холодных зим может наступить резкое повышение спроса на газ. При расчете активного газа в подземных хранилищ на обычную (среднюю) зиму запаса газа в ПХГ будет недостаточно. Ориентировочные расчеты показывают, что для обеспечения потребности в газе при таких условиях объем активного газа в ПХГ должен быть увеличен на 20%.

С помощью долгосрочного резерва газа можно регулировать многолетнюю неравномерность добычи газа. Эта неравномерность может быть вызвана двумя причинами. Освоение новых газодобывающих районов, строительство новых магистральных газопроводов осуществляется в течение продолжительного времени. Ввод их в эксплуатацию приводит к скачкообразному росту возможности подачи газа. Наоборот, перед вводом в эксплуатацию может наблюдаться падение добывных возможностей на действующих газодобывающих предприятиях. Кроме того, по разным причинам может случиться срыв предполагаемых сроков ввода новых объектов.

Из-за социально-политических ситуаций может быть нарушена нормальная работа газоснабжающей системы.

Может возникнуть и обратное явление — по непредвиденным обстоятельствам возрастет потребность в топливе в отдельных районах страны или в некоторых государствах.

Можно назвать и другие условия, когда востребуются долгосрочные резервы газа. Некоторые из них, может быть, в настоящее время и не просматриваются. В практике газоснабжения России и других стран СНГ уже были случаи использования долгосрочного резерва газа. В некоторые базовые хранилища в летний период было закачано существенно меньше газа, чем было отобрано в предыдущую зиму. В последующую зиму, наоборот, газа было отобрано больше, чем закачано. По этим же причинам могут возникать и обратные ситуации, когда появляются неиспользуемые мощности в газоснабжающей системе — добывные способности месторождений и пропускная способность газопроводов в течение длительного промежутка времени (некоторых лет) существенно превосходят потребности в газе. Это способствует созданию долгосрочного резерва газа.

Бесспорно, создание долгосрочного резерва связано с дополнительными затратами. Однако при этом необходимо иметь в виду следующее.

Долгосрочный резерв газа в хранилище закачивается в период времени, когда в газоснабжающей системе по вышеизложенным причинам возникают неиспользованные мощности. Даже если по счастливому случаю долгосрочный резерв газа, находящийся в хранилище, не будет использован, он рано или поздно будет извлечен. Хранилище находится в непосредственной близости от потребителя. Это количество газа все равно необходимо добыть и подать по газопроводам в район потребления газа, но уже (если не использо-

вать его в качестве долгосрочного резерва) при худших условиях добычи и транспорта (т.е. при больших затратах). Долгосрочный резерв газа при нормальной эксплуатации хранилища выполняет в известной степени роль буферного газа, улучшая условия эксплуатации хранилища. Наконец, долгосрочный резерв газа создается в хранилищах с благоприятными горно-геологическими условиями, и затраты на его создание будут минимальными.

Так, закачка долгосрочного резерва газа в Северо-Ставропольское ПХГ (хадум) вообще не требует дополнительных затрат ни на бурение скважин, ни на обустройство, ни на сооружение дополнительных мощностей для транспорта и компримирования газа. Наоборот, это приведет к повышению давления в хранилище и улучшению условий эксплуатации.

Наличие широкой сети подземных хранилищ повышает имидж нашей страны, как надежного экспортера газа, и позволяет поддерживать на должном уровне цену на газ на международном рынке.

Такое значение подземных хранилищ газа разделяют и многие специалисты на Западе. Приведем дословный перевод из обзора [2].

«Подземные хранилища газа дают возможность газовым транспортирующим и дистрибутивным компаниям оперировать их сетями более эффективно в течение года, обеспечивая высокий коэффициент загрузки, уменьшая окончательную стоимость газа. Они также позволяют многолетнюю регулировку поставок.

В дополнение к их традиционным функциям, подземные хранилища газов предлагают коммерческие возможности (спекулятивная скупка, лучшие условия импортных контрактов и экспорт емкости для хранения).

В Европе развивается ряд служб. Например, контракты арендной платы на хранение для третьих стран стали распространенными. Потенциал хранения обеспеченной скважинами страны может частично быть предложен зарубежным газовым сервисным партнерам для экспортной транспортировки и хранения.

В США с Приказом 636 появились новые функции типа «без предупреждения» и ценовое страхование. Поскольку открытый доступ привел к разработке конкурентной поставки и к существованию местного рынка, цены стали все более и более переменными. Хранение используется как потенциальный ценовой арбитраж и инструмент для торговли и страхования. Это способствует сезонной ценовой разнице. Хранение также прямо влияет на цены. Развитие хранения приводит к увеличенной ежегодной производительности и поэтому — к росту газоснабжения. Это будет приводить к снижению цены вообще. Аналогично, если текущие запасы, остающиеся на завершающей стадии от обогревательного сезона, слишком малы, чтобы покрыть внезапное увеличение в запросе (например, резкое похолодание), цены рынка наличного товара могут повышаться драматично. И рынок, и цены реагируют очень быстро на любое нарушение, например на уровень запасов, метеоусловия».

В обзоре указывается, что «использование хранилищ для стратегических резервов стало все более и более широко распространенным после известных событий в Советском Союзе и Алжире.

Таким образом, подземные хранилища являются важнейшим гарантом энергетической безопасности России.

Эффективность подземных хранилищ газа растет по мере приближения их к потребителю. В Западной Европе создана широкая сеть подземных хранилищ и не прекращаются работы по расширению сети подземных хранилищ. ОАО «Газпром», как общество, ответственное за газоснабжение России, должно принять меры по созданию собственных мощностей по хранению газа в странах-импортерах газа.

В настоящее время имеются определенные проблемы при экономическом стимулировании развития ПХГ.

В Западной Европе цены на газ для жилищно-коммунального сектора (который и определяет сезонную неравномерность потребления и необходимость создания подземных хранилищ газа) в 2-3 раза выше цены, по которой фирмы приобретают газ у зарубежных экспортеров. При таких условиях создание и эксплуатация подземных хранилищ газа является выгодным предпринимательством. В связи с этим в ряде стран (Германия, США, Канада) в сооружении ПХГ принимали участие многие фирмы. При существующей ценовой политике на газ в России подземные хранилища газа не могут быть источником получения прибыли. Как акционерное общество «Газпром» может существовать только лишь при ведении рентабельных предприятий.

Эффективность создания подземных хранилищ газа для «Газпрома», как указывалось выше, может быть рассчитана по двум вариантам в зависимости от условий газоснабжения. Первый вариант реализуется, когда сооружается новая система газоснабжения (ввод нового месторождения или газопровода). Создание подземного хранилища обеспечит подачу газа с высоким коэффициентом загрузки газопровода, повысит его пропускную способность и в целом уменьшит затраты на добычу и транспорт газа. В связи с освоением месторождений Обско-Тазовской губы, Ямала и Штокмановского, создание ПХГ является решением, обеспечивающим высокую эффективность ввода новых объектов. Поэтому здесь вопрос о целесообразности создания ПХГ решает организация, занимающаяся созданием новой газоснабжающей системы.

Второй вариант может реализовываться, когда решается вопрос об увеличении подачи газа потребителю, увеличении реализации газа и тем самым увеличении прибыли.

Более проблематичным является создание мощностей на подземных хранилищах газа по обеспечению пиковых потребностей в газе. Вопрос обеспечения дополнительной потребности в газе в зимнее время, в т.ч. при пиковой потребности, является социально значимым вопросом, вопросом государственной политики. В связи с этим в настоящее время, по-видимому, единственным выходом является создание ОАО «Газпром», как организацией, отвечающей за газоснабжение страны, достаточной сети подземных хранилищ газа. При этом ОАО «Газпром» должен выставлять свои требования, а правительственные органы — учитывать необходимость повышения цены на газ из-за создания подземных хранилищ.

Если создание подземных хранилищ для регулирования сезонной неравномерности приводит к снижению общих затрат на поставку газа потребителям — и здесь законы рынка могут стимулировать развитие ПХГ, — то с созданием мощностей на ПХГ для обеспечения пиковой потребности воз-

никают проблемы. Затраты на создание мощностей для пикового отбора не всегда могут быть покрыты за счет дополнительной реализации газа во время этого отбора, поскольку продолжительность пикового отбора относительно небольшая. «Газпром», как акционерное общество, не имеет возможности нести эти затраты, не обеспечивающие получение прибыли. В то же время обеспечение пиковой потребности является социально-политической проблемой. Поэтому здесь требуется государственное регулирование. Рассчитывать, что рынок отрегулирует эти вопросы, в ближайшее время не приходится.

Аналогичная ситуация обстоит и с созданием долгосрочного резерва газа в подземных хранилищах. Как следует из вышеизложенного, создание долгосрочного резерва является государственной задачей. Отсутствие необходимого объема этого резерва может также в последующем привести к серьезным социально-политическим проблемам. «Газпрому» также не всегда выгодно создавать необходимые запасы.

Нам представляется, что должна быть разработана концепция энергетической независимости России. В части подземного хранения газа в ней должны быть следующие положения.

1. Подземные хранилища газа с целью обеспечения энергетической независимости России должны быть рассчитаны на:

— обеспечение сезонной неравномерности газоснабжения России и экспортных поставок газа. Сезонная неравномерность определяется на основании анализа потребления газа (в т.ч. анализа сезонного потребления газа) и расчетов по прогнозированию газопотребления и сезонной его неравномерности; при этом должен быть запас активного газа в хранилище на случай наступления аномально холодной зимы (этот запас принимается в размере 20% от величины, необходимой для регулирования сезонной неравномерности);

— обеспечение максимальной (пиковой) суточной потребности в газе;

— обеспечение регулирования многолетней неравномерности поставки и потребления газа (создание долгосрочного резерва газа).

2. Координацию работ по созданию и эксплуатации работ по подземному хранению газа в России осуществляет организация, на которую Правительством Российской Федерации возложена ответственность за газоснабжение страны и обеспечение экспортных поставок газа.

3. Количество активного газа в подземных хранилищах России по состоянию на 1 октября текущего года подлежит государственному реестру (учету). С целью проверки государственного реестра активного газа в ПХГ Правительство Российской Федерации имеет право требовать от соответствующей организации в текущем сезоне отбора всего указанного активного объема газа по отдельным хранилищам.

4. Создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, содержащих долгосрочный резерв, осуществляется за счет средств федерального бюджета (в объеме долгосрочного резерва). Организацией-оператором на таких хранилищах является организация, на которую Правительством Российской Федерации возложена ответственность за газоснабжение страны и обеспечение экспортных поставок газа. Отбор и восполнение долгосрочного резерва газа

определяется специальным положением, утверждаемым Правительством Российской Федерации.

В концепции должно быть отражено требование о минимально необходимой величине активного газа в подземных хранилищах, а также необходимой величине суточного отбора газа из хранилища. В ряде европейских стран такие требования сформулированы.

Рис. 10.1

График потребления газа одного из крупных городов

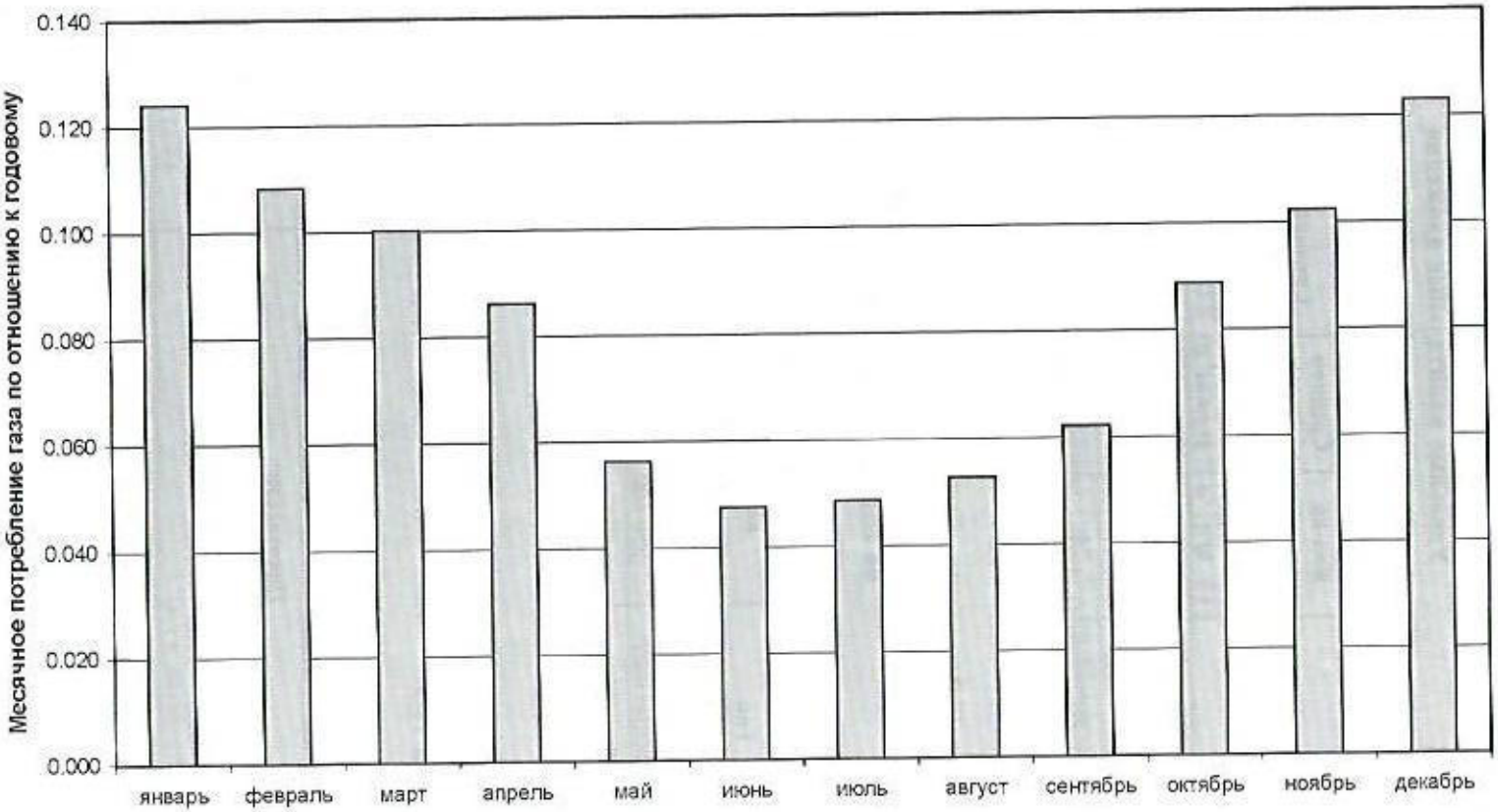


Таблица 10.1

Удельные капитальные вложения в создание подземных хранилищ газа в США

Тип хранилища	Кол-во обследованных объектов, шт	Средняя величина активного объема, млн. $м^3$	Средняя производительность млн. $м^3$/сут	Объемные уд. капвложения, USD/тыс.$м^3$	Мощностные уд. капвложения, USD/тыс.$м^3$
Водоносный пласт	3	244	2,3	140	10
Истощенное месторождение	41	170	1,7	120	5
Соляные каверны	24	142	14	300	2

Таблица 10.2

Сопоставление удельных капитальных вложений на создание ПХГ в Европе и США

Тип хранилища	Объемные удельные капиталовложения USD/тыс. $м^3$		Мощностные удельные капиталовложения, USD/тыс. $м^3$	
	Европа	США	Европа	США
Водоносный пласт	350-600	140	35-60	10
Истощенные месторождения	350-600	120	35-60	5
Соляные каверны	700-1000	30	7-10	2

Таблица 10.3

Соотношение статей затрат капитальных вложений в создание ПХГ (%)

Показатели	1991 г.	1998 г.
1. Бурение скважин	10-30	10-30
2. Буферный газ	25	10
3. Обустройство, в т.ч.	45-55	60-70
— компрессорные станции	10	15
— подготовка газа	3-10	4-15
— ГРП, шлейфы, газопроводы	8-30	13-40
— объекты вспомогательного назначения	3-10	4-15
4. Прочие	10	10

ЛИТЕРАТУРА К РАЗДЕЛУ III

1. Study of Underground Gas Storage in Europe and Central Asia. United Nations. New York and Geneva, 1999.

2. Sylvie Control-Gandolphe. Underground Gas Storage in the World. A New Era of Expansion. CEDIGAZ, Rueil Malmaisob, 1995.

3. Pipeline & Gas Journal, Y 225, № 12, p.27.

4. Pipeline & Gas Industry, 1996, February, p.27.

5. Нефтегазовые технологии, 1997, № 3, с. 38.

Раздел IV

СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ КАК ФАКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Глава 11

ПРОИЗВОДСТВО, ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ)

11.1. ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ СПГ В МИРЕ

В последние десятилетия XX века сжиженный природный газ (СПГ), как уже отмечалось в разделе 1, стал играть важную роль в энергоснабжении целого ряда стран и регионов, обеспечивая, в первую очередь, диверсификацию поставок (фактор энергетической безопасности) и приемлемые уровни загрязнения окружающей природной среды от антропогенной деятельности (фактор экологической безопасности).

Технический прогресс, обеспечивший возможности производства и транспорта СПГ по приемлемым для потребителя ценам (фактор экономической безопасности) дал возможность использовать природный газ государствам, не только не имеющим собственных ресурсов этого вида топлива, но и отстоящим за многие тысячи километров от источников газа.

Удачное сочетание всех трех отмеченных выше факторов обеспечило воистину триумфальное шествие СПГ по планете.

В среднем прирост объема мировой торговли СПГ составлял 4% в год (см. *табл. 11.1* и *11.2*; **рис. 11.1** и **11.2**). В 2000 году объем экспорта — импорта СПГ составил более 138,5 млрд. м^3, что соответствует около 21% от общего объема мировой торговли газом. Существующие мощности заводов позволяют сжижать до 140 млрд. м^3 газа в год. Производство СПГ в основном сосредоточено на севере Африки (Алжир, Ливия), в Индонезии, Малайзии, Персидском заливе, Австралии.

В настоящее время крупнейшими экспортерами СПГ являются Индонезия (около 40 млрд. м^3/год), Алжир (свыше 26 млрд. м^3/год) и Малайзия (20-21 млрд. м^3/год), а также Австралия и Бруней (9-10 млрд. м^3/год). С 2000 г. в их число входит также Катар (14,5 млрд. м^3). На **рис. 11.3** показано расположение действующих заводов СПГ.

Основными импортерами СПГ, как и природного газа в целом, выступают промышленно развитые страны — члены ОЭСР. На них суммарно приходится 95% всего импорта СПГ в мире, причем доля СПГ в общем импорте газа этих государств составляет свыше 26%.

В региональном разрезе распределение СПГ выглядит следующим образом: тихоокеанские государства ОЭСР* — около 68% всего мирового импорта; Западная Европа — 23% и Северная Америка — 4%. При этом Тихоокеанский регион полностью удовлетворяет свои импортные потребности в газе именно за счет СПГ; в импорте газа европейскими странами ОЭСР** доля СПГ составляет около 11%, а в импорте государств Северной Америки*** на СПГ приходится немногим более 5%.

Крупным импортером СПГ выступает также Тайвань (Республика Китай), на который приходится свыше 4,5% всего мирового импорта этого топлива.

Объемы потребления СПГ по отдельным странам представлены в *табл. 11.2* и на **рис. 11.2**. В силу большой стоимости проектов по производству и транспорту СПГ (о чем будет еще сказано ниже) и высоких рисков, поставки СПГ осуществляются в основном на основе долгосрочных контрактов — не менее чем на 20 лет. В то же время в последние годы, под влиянием общей тенденции к либерализации рынков, все больше интереса проявляется и к спотовой торговле СПГ.

На сегодняшний день в мире существует 36 приемных терминалов СПГ, три из которых не используются. Кроме того, несколько терминалов находятся в стадии строительства.

На **рис. 11.3 — 11.6** показано расположение действующих и строящихся терминалов для приема СПГ. Перечень существующих терминалов приведен в *табл. 11.3*.

---

* В эту группу стран входят Австралия, Ю. Корея, Новая Зеландия и Япония.

** К ним относятся Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Исландия, Италия, Испания, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Польша, Португалия, Словакия, Турция, Финляндия, Франция, Чехия, Швеция и Швейцария.

*** Сюда входят Канада, Мексика и США.

И, наконец, следует особо подчеркнуть, что лишь благодаря СПГ стал возможен межконтинентальный транспорт газа и сформировался один из крупнейших газовых рынков — азиатско-тихоокеанский (восточно-азиатский) рынок газа.

Для перевозки СПГ используются специальные танкеры с криогенными резервуарами. На конец 1998 года в мире эксплуатировалось 108 танкеров — метановозов с общим геометрическим объемом 11750000 м³. Из их числа 15 — малого объема (от 20 до 50 тыс. м³), 15 — среднего объема (до 100 тыс. м³) и 78 более крупных танкеров (до 137 тыс. м³). Крупнейшие танкеры используются на самых длинных маршрутах (например, из стран Ближнего Востока в Японию или Корею). Суда меньшего водоизмещения с емкостью танков от 25 до 50 тыс. м³ используются на маршрутах внутри Средиземного моря [5].

Межконтинентальный морской транспорт СПГ потребовал соответствующего развития портовой инфраструктуры. Современные порты по приему и отгрузке СПГ — технически сложные и насыщенные различными специальными средствами объекты, позволяющие с высокой степенью надежности и безопасности переваливать ежегодно многие миллионы и десятки миллионов тонн СПГ.

В настоящее время в мире функционирует около 50 морских портов, обслуживающих перевозки СПГ. Почти половина из них сосредоточена на Тихоокеанском побережье (4 порта по отгрузке и 17 — по выгрузке СПГ).

Здесь же, особенно в морях, омывающих берега Восточной Азии и прилегающие к ним острова, сосредоточены основные маршруты перевозок СПГ, объем которых составляет порядка 75 млн. т/год.

Десять морских портов, обслуживающих перевозки СПГ, функционируют в Средиземном море (4 порта по отгрузке и 6 — по приему СПГ). Объем морских перевозок СПГ в этом регионе составляет около 20 млн. т/год.

В Индийском океане расположено 9 морских портов, в том числе 5 — по отгрузке СПГ и 4 терминала по приему СПГ. Объем морских перевозок СПГ в Индийском океане составляет около 45 млн. т/год.

Остальные морские порты, связанные с СПГ, функционируют в Атлантике (2 — по отгрузке СПГ и 7 — по выгрузке, в том числе 3 — на Европейском и 2 — на Северо-Американском побережье). Объем перевозок СПГ в Атлантическом океане составляет свыше 15 млн. т/год.

Сжижение природного газа в настоящее время применяется в основном для его межконтинентального транспорта. Небольшая часть СПГ используется для покрытия пиковых неравномерностей газопотребления и в качестве моторного топлива на различных видах транспорта. Именно поэтому потребление (использование) СПГ осуществляется по тем же направлениям и теми же технологиями, что и природного газа в целом.

Поскольку в России основным видом транспорта газа является трубопроводный, производство СПГ в стране до последнего времени не получило развития. В то же время определенный задел в этой области имеется, причем формироваться он начал не позже, чем в других странах.

Так, еще в 1951 г. было принято постановление Совмина СССР о мероприятиях по организации производства сжиженного метана из природно-

го газа, о строительстве в Царицыно завода по производству сжиженного газа, как резерва для снабжения газом Москвы* [2].

В 50-60-е годы велись работы по исследованию процессов сжижения природного газа и его использования в промышленности и на транспорте, осуществлялись экспериментальные перевозки СПГ по железной дороге, был оборудован грузовой автомобиль для работы на СПГ в качестве топлива. В Институте газа АН Украинской ССР были проведены экспериментальные исследования цикла сжижения природного газа на смешанном холодильном агенте.

Однако из-за отсутствия реальных потребностей в СПГ его промышленное производство и использование развития не получило. Московский завод сжижения газа был переориентирован на выделение гелия, экспериментальные исследования велись энтузиастами.

В начале 70-х годов, во время бурного роста промышленности СПГ в западных странах, несколько оживились работы в этом направлении и в нашей стране. В основном это были теоретические работы.

Значительная их часть была связана с проблемой трубопроводного транспорта сжиженного газа. В частности, советскими специалистами была разработана принципиальная технологическая схема транспорта СПГ по магистральному трубопроводу (**рис. 11.7**) [3].

Проведенные исследования показали, что оптимальные условия для транспортировки сжиженного природного газа — при (-100°С) — (-120°С) и давлении 4,5-5,5 МПа. Перевод природного газа в жидкое состояние позволяет повысить производительность трубопровода в 3,5-4,0 раза. Например, по трубопроводу диаметром 1420 мм можно транспортировать 100 млрд. м^3 газа вместо 28-32 млрд. м^3. Таким образом, вместо трех трубопроводов нужна одна магистраль. При этом расход металла снижается более чем в 4 раза, существенно уменьшаются и энергетические затраты. Но для подобных трубопроводов нужны были более дорогие трубы, способные работать при низких температурах, и тепловая изоляция [3].

В свою очередь, для производства таких труб требовались специальные стали, а их, удовлетворяющих поставленным целям по свойствам и цене, в мировой практике не было. С участием ЦНИИчермет и УралНИИчермет удалось создать низконикелевые низкоуглеродистые стали с измельченным зерном, пригодные для этой цели, и изготовить на Новомосковском трубном заводе из них опытную партию труб, в том числе диаметром 1020 мм из стали 10ХГНМАЮ. Стоимость таких труб на 30-50% превышала стоимость труб из обычных трубных сталей [3].

Но, пожалуй, как отмечают специалисты, самой большой технической сложностью оказалось создание крупного головного завода сжижения природного газа.

Именно стоимость завода и труб в основном и определяла целесообразность создания такой транспортной схемы для газа. Капиталовложения в завод могут достигать до 30% от общего объема капиталовложений в систему

---

* Построен как Московский завод сжижения газа.

транспорта. Технико-экономические расчеты показали, что только при плече подачи СПГ на расстояние свыше 2,0-2,2 тыс. км эта технология была бы эффективной. В таком случае стоимость завода раскладывалась на большее число километров.

Правда, этот расчет выполнялся без учета утилизации холода при регазификации СПГ в местах потребления. Использование холода — частичная рекуперация энергии, затраченной на сжижение природного газа, значительно повысило бы эффективность предложенной технологии. Холод при регазификации выделяется в огромных количествах — 200 Ккал при испарении 1 кг сжиженного газа. Низкотемпературный холод может использоваться в химической и пищевой промышленности, для нужд городов [3].

В ходе проведенных работ удалось решить многие сложные вопросы, связанные с транспортом СПГ по магистралям. Например, был найден способ сохранения жидкой фазы транспортируемого продукта на всем протяжении трубопровода. Была также решена труднейшая проблема пускового режима «начального броска» и начальной перегрузки в результате образования паровой фазы на фронте заполнения теплого трубопровода низкокипящей низкотемпературной жидкостью.

Разработанная конструкция трубопроводов СПГ обеспечивала компенсацию (самокомпенсацию) температурных перемещений, обусловленных низкой рабочей температурой и различными температурными условиями их монтажа [3].

В последующие годы был разработан проект комплекса по производству, хранению и регазификации СПГ в Армении производительностью 20 т/ч, причем в конце 70-х годов было начато его строительство. Однако, в связи с обострением обстановки в регионе, комплекс так и не был пущен в эксплуатацию.

В 80-х годах разработаны проекты установок сжижения природного газа для Московского газоперерабатывающего завода и для газораспределительной станции Оренбурга производительностью по 3 т/ч.

Пущена в эксплуатацию опытная установка сжижения газа на заводе ВНИИгаза. Это обеспечило возможность испытания опытной партии грузовых автомобилей (45 ГАЗ и 45 ЗИЛ) и экспериментального самолета ТУ-155 на сжиженном метане, а также авиадвигателей и топливных систем самолетов. Было начато строительство установки СПГ на МГПЗ, однако из-за отсутствия реального потребителя до настоящего времени установка не достроена.

Одновременно был создан ряд экспериментальных стендов для исследования процессов, связанных с производством, хранением и использованием СПГ.

В эти же годы в России были разработаны и изготовлены опытные образцы железнодорожных и автомобильных цистерн для транспортировки СПГ. В частности, отечественной промышленностью разработаны 3 типа автомобильных цистерн для перевозки СПГ. Их характеристики приведены в *табл. 11.4.*

Общий вид автомобильной цистерны ЦТП-30/0,7, разработанной Нижнетагильским «Уралкриомашем», представлен на **рис. 11.8.**

Этим же предприятием, являющимся в настоящее время единственным в России по изготовлению железнодорожных цистерн для перевозки

криогенных жидкостей, разработана железнодорожная цистерна 15-147У (общий вид представлен на **рис. 11.9**, а технические характеристики — в *табл. 11.5*).

Цистерна состоит из криогенного резервуара с двойными стенками, установленного на железнодорожной платформе с серийными двухосными тележками грузовых вагонов. Внутренний сосуд выполнен из алюминиевого сплава АМг-5, наружный кожух — из углеродистой стали 09Г2. Пространство между кожухом и сосудом заполнено тонкодисперсным порошком и отвакуумировано. Эксплуатационные показатели сохраняются в течение 2-5 лет без дополнительного вакуумирования. Цистерна имеет приборы замера уровня жидкости и давления в сосуде, предохранительные устройства (клапаны и мембраны) от превышения давления, а также дренажное устройство для безопасного сброса паров в атмосферу и систему пожаротушения. Запорная арматура ручная с сильфонным уплотнением штоков. Заправка и выдача продукта производится по обе стороны цистерны. Цистерна модели 15-147У эксплуатируется в железнодорожных составах общесетевого назначения и находится в пути следования без сброса паров в атмосферу до 15 суток.

В настоящее время в России действуют следующие установки по производству СПГ:

1. Дроссельно-вихревая установка производительностью 200 кг в час на ГРС ООО «Лентрансгаз»;

2. Детандерная установка производительностью 800 кг в час на ГРС ООО «Лентрансгаз»;

3. Дроссельно-вихревая установка с предварительным фреоновым охлаждением производительностью 1000 кг в час на АГНКС ООО «Лентрансгаз»;

4. Установка производительностью 600 кг в час на АГНКС г. Первоуральска ООО «Уралтрансгаз»;

5. Экспериментальная дроссельная установка в г. Самаре.

Принципиально возможно производство небольших количеств СПГ на газоперерабатывающих заводах (МГПЗ, Сосногорский ГПЗ и др.).

Однако все перечисленные установки, за исключением второй, имеют очень низкую эффективность, производимый на них СПГ не удовлетворяет техническим условиям. В силу этого применяемые технологии не могут быть рекомендованы для промышленного получения СПГ. Нужны новые технологии, принципиально иные технические решения.

Все эти задельные работы свидетельствуют об определенных перспективах по использованию СПГ на железнодорожном, автомобильном, речном и авиационном транспорте.

Сжиженный природный газ является высококачественным моторным топливом. При работе на метане значительно улучшаются экологические характеристики двигателей с искровым зажиганием. Содержание окиси углерода в выхлопных газах снижается в 2-3 раза, уменьшается количество окислов азота и несгоревших углеводородов по сравнению с работой на бензине. Межремонтный ресурс двигателей возрастает в 1,5 раза, снижается расход моторного масла.

В то же время по сравнению с бензином СПГ обладает меньшей плотностью. Это приводит к тому, что с учетом теплотворной способности один

литр бензина эквивалентен примерно 1,6 литрам СПГ. К неудобствам использования СПГ следует отнести также низкую температуру (минус 165°С) его хранения в топливном баке и вытекающие отсюда последствия.

С помощью сжиженного природного газа могут также эффективно решаться вопросы регулирования пиковых нагрузок газопотребления отдельных предприятий и промышленных районов, заправки автомобилей сжатым природным газом, снабжения природным газом мелких населенных пунктов.

Приведенные примеры убедительно свидетельствуют, что использование СПГ в России может стать дополнительным важным фактором, обеспечивающим надежность и безопасность газоснабжения, особенно рассредоточенных потребителей*.

Высокие потребительские свойства СПГ, наряду с отмеченными в начале этого раздела факторами энергетической, экологической и экономической безопасности, предопределяют перспективы производства и потребления этого вида топлива. По мнению специалистов МЭА [4], СПГ в ближайшие 20 лет может рассчитывать на значительное расширение сферы своего применения как в результате развития существующих и появления новых газовых рынков, так и в связи с ожидаемым снижение удельных затрат по всей технологической цепочке поставок сжиженного газа (сжижение — транспортировка — регазификация — хранение). И хотя трубопроводы останутся основным средством транспортировки газа в Северную Америку, Европу и Латинскую Америку, роль СПГ на газовых рынках этих регионов, по всей вероятности, возрастет. Особенно быстро торговля СПГ в течение ближайших 20 лет будет развиваться в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Одновременно специалисты МЭА отмечают, что существуют симптомы того, что рынок СПГ становится более гибким по мере роста международной торговли и постепенного проникновения конкуренции на сырьевые рынки [5]. Покупателей все больше интересует возможность увеличения гибкости краткосрочных поставок, в связи с чем ожидается дальнейший рост объемов торговли СПГ на спотовых рынках. В свою очередь, эта тенденция может способствовать принципиальным изменениям в разработке новых проектов СПГ. В частности, в будущем может появиться возможность финансирования проектов по разработке газовых месторождений и сжижению природного газа без создания производственных мощностей в рамках долгосрочных контрактов, как это делается в настоящее время. Это произойдет в том случае, если инвесторы будут уверены в том, что международный рынок обеспечит полное использование производственных мощностей. Данные изменения могут уже в ближайшее время привести к значительному расширению коммерческих возможностей выполнения проектов СПГ и развитию, таким образом, всей международной торговли газом [5].

Соответственно возрастет и техническая база международной торговли. В частности, прогнозируется, что уже к 2010 г. количество танкеров-метановозов достигнет 148–247 шт., значительно расширится число терминалов по

---

* Подробнее экономические аспекты этой проблемы будут рассмотрены в разделе V.

приемке СПГ. Так, к этому периоду ожидается ввод в эксплуатацию новых приемных терминалов в Испании, Турции, Италии, Германии, Португалии, Японии и Корее. В число стран-импортеров СПГ войдут Индия (где сооружаются три терминала), Бразилия (два терминала), КНР.

По оценке CEDIGAZ (Франция), уже к 2010 г. мировое производство СПГ может достичь 186-260 млрд. м^3 против 139 млрд. м^3 в 2000 г. Прогноз потребностей в СПГ стран-импортеров приведен в *табл. 11.6*, а размещение новых проектов СПГ (заводов по сжижению) показано на **рис. 11.10**.

В частности, с 2002 г. запланировано начало отгрузок СПГ с новых мощностей в Малайзии (третья очередь завода в Тиге), Нигерии (третья очередь завода Бонни-Исланд) и Катаре. В 2003 г. намечается начало поставок СПГ с новых мощностей на Тринидаде и Тобаго (две линии по 3,3 млн.т/год каждая) и из Австралии.

В 2004-2005 гг. в число крупных экспортеров СПГ войдет Египет, где ожидается к этому времени пуск в эксплуатацию первых очередей заводов по сжижению газа компаний «Shell» и «Union Fenosa» в Дамьетте, одной или двух очередей завода консорциума «BG/Edison» в Идку и завода консорциума «BP/ENI/EGPC». С выходом этих предприятий на полную мощность суммарное производство СПГ в Египте к 2007-2008 гг. может составить 22-25 млн. т/год [4].

В 2004-2006 гг. ожидается начало поставок СПГ с новых заводов в Анголе (4 млн. т/год), Йемене (5,3 млн. т/год) и Иране (7 млн. т/год), а также с четвертой и пятой очередей завода СПГ «Бонни-Исланд» в Нигерии (суммарно — 8 млн. т/год) [4].

На рубеже второго десятилетия XXI века ожидается строительство новых мощностей по производству СПГ в Австралии (проекты «Esso/BHP», «Withnell Bay», «BHP/Phillips», «Woodside/Shell» суммарной мощностью 26-27 млн. т/год), Канаде (проект «Pac-Rim», 4 млн. т/год), Венесуэле (проект «Sucre Gas», 6 млн. т/год), Папуа Новой Гвинее (проект «Hides», 4 млн. т/год), Индонезии (проекты «Natuna» и «Tangguh» суммарной мощностью свыше 10 млн. т/год), Катаре (расширение завода «RasGas» на 9,4 млн. т/год), на Аляске — США (проект «Port Valdez» мощностью 8-14 млн. т/год).

К этому же времени должен решиться вопрос с заводом по сжижению боливийского газа в целях его экспорта в Мексику и США. Боливия, как известно, не имеет выхода к морю, поэтому завод по производству СПГ намечается построить на побережье Чили или Перу, а до завода газ подавать по трубопроводу протяженностью свыше 600 км.

И, наконец, в число стран-экспортеров СПГ к середине двадцатых годов XXI века может войти и Россия. Проект по строительству завода СПГ рассматривается в настоящее время в рамках работ, связанных с освоением углеводородных месторождений на шельфе о. Сахалин. Сахалинский проект имеет особое значение для России: на нем будут апробированы технологии разработки шельфовых месторождений на основе ледостойких платформ, он даст опыт работы в суровых зимних условиях. В случае принятия варианта экспорта газа в сжиженном виде Сахалинский проект даст нам возможность освоения новых для России технологий сжижения газа и опыт работы на рынке СПГ.

Развитие производства СПГ позволит России решить главную проблему газовой безопасности — диверсифицировать потоки экспортного газа и тем самым снизить зависимость страны от европейского газового рынка. Что касается использования СПГ на внутреннем рынке России, то эти проблемы будут рассмотрены в следующей главе.

Причем, поскольку значительные разведанные и особенно прогнозные запасы газа сосредоточены на шельфах омывающих Россию морей и океанов, а также поскольку формируются новые крупные динамично развивающиеся газовые рынки в отдаленных от России регионах, перед страной в будущем встает задача адекватного изменения всей стратегии развития газовой промышленности страны, и, в частности, активного участия на мировом рынке СПГ [6].

В этом плане большой интерес представляет возможность организации производства СПГ и синтетического моторного топлива из газа на базе месторождений углеводородного сырья шельфа арктических морей, прежде всего — Баренцева и Карского. Одно время рассматривалась возможность организации производства СПГ в рамках проекта по освоению Штокмановского месторождения газа в акватории Баренцева моря [7], но в дальнейшем эта идея отошла на задний план.

Для разработки месторождений Арктического шельфа России учреждено АО «Росшельф», 51% акций которого принадлежит РАО «Газпром». В «Росшельф» вошли предприятия российского военно-промышленного и топливно-энергетического комплексов, научно-исследовательские и проектные институты.

Поскольку (по прогнозам) основные ресурсы углеводородов в Северном Ледовитом океане уходят в области акваторий, постоянно закрытых ледовым покровом, «Росшельф» начал разработку полностью подводно-подледной технологии освоения морских месторождений. Разрабатываемый комплекс технических средств для разведки и добычи углеводородов основывается на технических решениях, в большинстве своем апробированных в практике морской добычи углеводородов и российского подводного кораблестроения.

В настоящее время в России разрабатываются различные стратегии освоения месторождений Арктического шельфа в зависимости от глубины моря и ледовой обстановки. Общим для них является то, что все проекты, связанные с разработкой месторождений шельфа арктических морей России, ориентируются главным образом не на внутренний рынок, а на экспорт природного газа. Эти проекты с самого начала рассматриваются в стране как имеющие международное значение: и по масштабности, и по назначению, и по источникам финансирования. Более того, мы полагаем, что через подобные проекты Россия сможет максимально содействовать экологически чистому энергообеспечению экономического роста наиболее населенных регионов планеты в XXI веке [6].

Для акваторий арктических морей, характеризующихся отсутствием плавучих льдов или легкими ледовыми условиями, в зависимости от глубины моря, рассматриваются различные варианты разработки шельфовых месторождений — с использованием плавучих или стационарных ледостойких плат-

форм. Сжижение газа может осуществляться либо непосредственно на платформах, либо на берегу.

Примером подобной стратегии является раннее ТЭО разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения, которое предусматривало ежегодную добычу 50 млрд. м^3 газа и до 0,7 млн. т конденсата. С моря газ должен был подаваться на берег подводными газопроводами длиной 550 км. Возможные объемы экспорта газа — до 40 млрд. м^3/год [7].

Для акваторий арктических морей, характеризующихся сложными и тяжелыми ледовыми условиями (моря покрыты постоянным льдом в течение большей части года, сильные течения с большой скоростью перемещают огромные массы дрейфующего льда и айсбергов), изучается возможность применения атомной энергетики, нетрадиционных технологий освоения шельфовых месторождений, в основе которых лежит использование полностью автономных подводных буровых установок или подводных буровых судов, специальных транспортно-строительных подводных стационарных блоков управления и других специализированных подводных аппаратов. Природный газ в этом случае может поставляться потребителям как в сжиженном виде, так и в виде синтетических нефтепродуктов. Транспорт СПГ или синтетических нефтепродуктов возможен либо подводными танкерами с атомной силовой установкой, либо специализированными танкерами-метановозами ледового класса.

Разработкой эскизных проектов подводных танкеров-метановозов, обеспечивающих доставку СПГ или синтетических нефтепродуктов в любое место планеты, занимаются российские научно-исследовательские и проектно-конструкторские организации («Лазурит» и ОКБМ — Нижний Новгород, ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова — Санкт-Петербург и др.).

Концепцию использования ледокольных танкеров-метановозов двойного действия DAT (Double Acting Tanker) предложили российские (ВНИИгаз, Москва) и финские (компания «Kvaerner Masa-Yards») специалисты. По их расчетам, флотилия из 18-24 танкеров-метановозов грузоподъемностью по 125-135 тыс. м^3 СПГ позволит вести технически осуществимую и экологически конкурентоспособную транспортировку природного газа с месторождений полуострова Ямал в Западную Европу.

В рамках стратегии полностью подводно-подледной разработки месторождений арктического шельфа в середине 90-х годов на основе концепции подобных работ, предложенной Werner Offshor, Inc, этой американской компанией совместно с РАО «Росшельф» был подготовлен предварительный проект по разработке Ленинградского и Русановского месторождений Карского моря с суммарной добычей 60-65 млрд. м^3 природного газа в год.

В настоящее время в рамках общей концепции освоения газовых ресурсов Арктического шельфа России прорабатывается и проект сооружения на Ямале в районе мыса Харасавэй крупного (мощностью 30 млрд. м^3/год) завода по сжижению природного газа и специального морского терминала по его отгрузке. С этого же терминала возможен также вывоз нефти и газового конденсата [8].

Таким образом, при наличии всех необходимых условий (устойчивый экономический рост в России, благоприятная конъюнктура СПГ в мире,

возможность привлечения необходимых инвестиционных ресурсов) на территории Арктического шельфа России и примыкающих к нему участках суши в первой половине XXI века может быть создана крупнейшая экспортная база СПГ, имеющая общемировое значение. Ее составными частями могут являться [6]:

- Штокмановский проект (добыча — 50, экспорт — 40 млрд. м³ природного газа в год);
- проекты разработки месторождений природного газа на побережье п-ова Ямал (суммарная добыча — 150-180 млрд. м³/год, экспорт в виде СПГ — до 30 млрд. м³/год);
- проекты Карского моря (добыча и экспорт — 60-65 млрд. м³).

11.2. НЕКОТОРЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОСТАВОК СПГ

В технологическую цепочку поставок СПГ входят сжижение, транспортировка, регазификация и хранение газа. Как и в случае с трубопроводным транспортом газа, на величину удельных затрат в первую очередь оказывает влияние фактор масштаба производства.

Капитальные вложения и эксплуатационные затраты в заводы СПГ в существенной мере зависят от ряда условий: месторасположение, состав сырьевого газа, наличие местной рабочей силы, условия налогообложения, стоимость добычи и транспортировки газа до завода и т.д.

В *табл. 11.7* представлены данные по стоимости строительства заводов СПГ, построенных до 1980 г. Из таблицы видно, что удельные капвложения в заводы составляли от 153 до 419 долл. США на тонну СПГ в год.

В *табл. 11.8* представлены данные по стоимости строительства новых заводов СПГ.

Заводы по производству СПГ, как правило, включают одну или две технологические линии (или очереди). Производительность каждой линии в настоящее время составляет, как правило, 3,0-3,5 млн. т СПГ в год. Завод с одной технологической линией, как правило, стоит около 1 млрд. долл. США, при этом реальные затраты различаются в зависимости от стоимости земли, затрат на оплату труда и других местных экономических условий. Включение в состав уже построенного завода второй технологической линии позволяет снизить, по оценке МЭА, общие удельные затраты на сжижение на 20-30% [4].

Вот почему наращивание производства СПГ во многих странах осуществляется путем строительства вторых, а то и третьих, и четвертых линий (очередей) на действующих заводах. Как было отмечено в предыдущем разделе, подобным способом намечается увеличить в ближайшие 4-6 лет производство СПГ в Малайзии, Нигерии, Австралии и ряде других стран.

ВНИИгазом совместно со скандинавской компанией «Квернер» и (независимо от них) немецкой «Ругаз» были сделаны оценки затрат на строительство завода СПГ на Ямале производительностью 21,4 млн. т в год, включая

отгрузочный терминал. Капитальные затраты оценены в 7030–7500 млн. долл. США, т.е. удельные затраты составят 330–350 долл. США на тонну в год. Эти результаты хорошо согласуются с наиболее близким аналогом — проектом завода на шельфе Австралии.

Эксплуатационные расходы на заводах СПГ определяются в основном стоимостью топлива и затратами на оплату труда и обычно не превышают в годовом исчислении 5% от суммы капитальных затрат [4, 5].

Затраты на перевозку СПГ (транспортные затраты) во многом зависят от расстояния между терминалами сжижения и регазификации и от размеров судов-метановозов. Применение большего числа малых танкеров повышает гибкость поставок и снижает требования к хранению газа, однако при этом возрастают удельные транспортные затраты.

В этом случае мы имеем классический пример противоречия, обусловленного факторами энергетической безопасности и экономической эффективности. С позиций энергетической безопасности (в том числе и угроз применения военных и террористических действий) необходимо увеличивать число танкеров-метановозов и снижать их единичную вместимость. Фактор экономической эффективности требует прямо противоположных действий. Но готов ли потребитель оплачивать дополнительную стоимость СПГ, обусловленную фактором энергетической безопасности? Похоже, что нет. Во всяком случае, практика последних десятилетий говорит именно об этом.

Стоимость строительства современного крупного танкера-метановоза составляет примерно 180 млн. долл. [5], причем еще семь-десять лет назад она составляла 216–250 млн. долл. Эксплуатационные расходы на транспорт СПГ включают расходы на флотский мазут, потери от испарения природного газа (как правило, от 0,15 до 0,2% от общей массы на 1000 км) и расходы на техническое обслуживание, которые могут достигать 3–4% от закупочной стоимости танкера (от 5 до 7 млн. долл. США для нового танкера вместимостью 135 тыс. м^3) [5].

Затраты на строительство регазификационных заводов зависят от их производственной мощности, вместимости резервуаров для хранения газа, затрат на подготовку территории и оплату труда (которая сильно различается в зависимости от местоположения завода). Экономия, обусловленная ростом масштабов производства, особенно важна для хранилищ газа, максимальная емкость которых достигает в последнее время 150 тыс. м^3.

Поскольку, как отмечалось в предыдущем разделе, поставки СПГ в настоящее время осуществляются в основном на основе долгосрочных контрактов, каждый проект СПГ включает в себя, как правило, все элементы транспортно-технологической системы сжиженного природного газа: сжижение, транспортировку, регазификацию и хранение. Соответственно, и общая стоимость проекта поставок СПГ определяется суммой стоимостей создания всех этих элементов. Обобщенные данные по капитальным вложениям в проекты СПГ представлены в *табл. 11.9.* На **рис. 11.11** и **11.12** показано типовое распределение затрат по элементам системы.

На **рис. 11.13** представлено распределение затрат (капитальных и текущих) в двух разновеликих проектах по поставкам СПГ в зависимости от дальности транспортировки (по данным МЭА). Для стандартного проекта

СПГ распределение затрат выглядит следующим образом: на завод по сжижению мощностью 6,6 млн. т./год (2 технологические линии по 3,3 млн. т) приходится около половины суммарных затрат на проект; на транспортировку СПГ на 4000 км — около 25% и на регазификацию — еще около 25% [4]. Несмотря на некоторые различия в структуре затрат, по данным МЭА, общая закономерность прослеживается вполне отчетливо: около половины затрат приходится на завод по сжижению газа. При этом, как уже отмечалось выше, удельные затраты на заводах с двумя технологическими линиями примерно на 20% ниже, чем на заводах с одной линией. Тем не менее, фрагментарность рынка СПГ и сложности в обеспечении надежности долгосрочных контрактов по продажам больших объемов газа способствуют реализации проектов заводов и с одной технологической линией [5].

Что касается себестоимости производства СПГ, то она в первую очередь зависит от цены сырьевого газа и от технологии производства. При цене сырьевого газа 1540 долл. США за 1 тыс. м^3 цена СПГ ФОБ составит 3080 долл. США за тонну.

Цена СПГ существенно различается в зависимости от региона, но ее колебания, в общем, следуют за колебаниями цены на нефть. Изменения цен на нефть и СПГ в 1980-1998 гг. приведены на **рис. 11.14**.

Что касается конкурентоспособности поставок СПГ по сравнению с трубопроводным транспортом газа, то, как уже отмечалось в главе 8, расстояние, начиная с которого экономически эффективен переход от наземного трубопровода диаметром 42 дюйма (1067 мм) к транспортировке СПГ, составляет примерно 4500 км. Однако в последнее десятилетие отмечено уменьшение этого расстояния ввиду более быстрого снижения затрат на транспортировку СПГ, чем затрат на эксплуатацию магистральных трубопроводов. В то же время технический прогресс сделал возможным использование трубопроводов там, где еще недавно сжижение газа было единственно возможным способом доставки его потребителю (например, прокладка трубопроводов из Алжира по дну Средиземного моря в Италию и Испанию).

На практике, как отмечают специалисты МЭА, проекты по транспортировке СПГ редко на одних и тех же маршрутах напрямую конкурируют с трубопроводным транспортом. Как правило, конкуренция по поставкам на один рынок возникает между различными поставщиками, а не между способами транспортировки. Например, сжиженный газ, поступающий из Тринидада и Тобаго, конкурирует с алжирским газом, поставляемым по Магрибскому трубопроводу в Испанию [5].

11.3. ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ГАЗА

Исходным сырьем для производства СПГ служит природный газ, транспортируемый по разветвленной системе магистральных газопроводов и имеющий ориентировочно следующий состав (% объемные):

— азот и редкие газы — 0...5

— метан — 85...98

— этан — 0,5...6
— пропан и более тяжелые углеводороды — 1...5
— двуокись углерода — 0...2
— сероводород — следы.

Обычно природный газ, поступающий из трубопровода, насыщен парами воды и может содержать механические примеси.

Поскольку природный газ состоит в основном из метана, имеющего низкую температуру кипения при атмосферном давлении, перевод его в сжиженное состояние возможен лишь с использованием холодильной техники. Обычно сжижение природного газа проводят при давлении близком к критическому (4-6МПа) с последующим снижением давления до атмосферного.

Предварительно или в процессе сжижения из газа извлекаются компоненты, замерзающие или образующие гидраты при низких температурах (вода, двуокись углерода, тяжелые углеводороды, сероводород). Очистку природного газа от двуокиси углерода и сероводорода обычно осуществляют абсорбционным способом. В качестве абсорбента, как правило, используются этаноламины.

Принципиальная схема очистки газа от кислых примесей представлена на **рис. 11.15**. Применение этого способа позволяет обеспечить такой уровень очистки газа, когда объем содержания в нем CO_2 снижается до (5-10)*10-3%, что существенно ниже предела растворимости в сжиженном природном газе.

При небольшом (до 1%) содержании CO_2 в исходном газе, очистка газа может проводиться одновременно с осушкой с помощью молекулярных сит (цеолитов).

Принципиальная схема установки осушки газа с помощью молекулярных сит представлена на **рис. 11.16**. Водяной пар в газе после блока осушки находится на уровне 10-3% по объёму.

Очищенный и осушенный газ подается в блок сжижения. В ходе процесса сжижения газа, при температуре 200-230° К из него выделяют жидкую фракцию тяжелых углеводородов, а при более низких температурах — азот и другие инертные газы. Выделенная фракция обычно служит сырьем для получения компонентов холодильного агента в блоке ректификации. Одна из возможных схем блока ректификации представлена на **рис. 11.17**.

Содержание инертных газов (азота) в СПГ ограничивают величиной 0,5...3%, так как более высокое содержание существенно понижает температуру кипения и, следовательно, приводит к росту затрат энергии на сжижение газа и к ухудшению условий его хранения.

Сжижение природного газа является весьма энергоёмким процессом. Достаточно отметить, что потребление газа на собственные нужды завода сжижения изменяется от 10 до 16% в зависимости от степени совершенства использованного холодильного цикла и технологического оборудования. Для уменьшения затрат энергии на сжижение природного газа процесс осуществляется при рабочем давлении, близком к критическому (около 5 МПа). При указанном давлении газ проходит последовательно ступени охлаждения, конденсации и охлаждения сконденсированной жидкости до температуры кипения при атмосферном давлении. После этого охлажденный сжи-

женный газ расширяется (дросселируется) до давления, близкого к атмосферному, и выводится из установки в изотермическое хранилище.

Технико-экономические показатели установки сжижения, включая удельные затраты энергии на производство СПГ, во многом зависят от принятой схемы (технологии) сжижения газа. Основу технологии сжижения газа составляет холодильный цикл.

Первый завод сжижения, построенный в Алжире для организации межконтинентальных перевозок газа, был запроектирован с использованием так называемого **классического каскадного холодильного цикла** на чистых холодильных агентах. Выбор цикла был продиктован его сравнительной простотой и хорошей изученностью, позволяющей рассчитать все элементы холодильной установки с высокой степенью точности.

Дело в том, что классический каскадный цикл представляет собой совокупность трех индивидуальных циркуляционных контуров, вырабатывающих холод на различных ступенчато понижающих температурных уровнях. В каждом контуре используется чистый однокомпонентный холодильный агент с хорошо известными термодинамическими свойствами, что облегчает выполнение технологических расчётов оборудования контура.

Принципиальная схема установки сжижения с классическим каскадным циклом представлена на **рис. 11.18**. Указанная схема с незначительными изменениями была использована на заводах сжижения в Арзеве (Алжир) и Кенае (США-Аляска). Из рисунка видно, что в верхнем пропановом каскаде имеются три ступени дросселирования холодильного агента, обеспечивающего выработку холода на трех температурных уровнях в интервале от 10-15^{0}С до минус 37^{0}С. Холод пропанового контура используется для охлаждения природного газа и сжижения холодильного агента третьего контура.

В третьем контуре, как правило, используется сам природный газ после отделения тяжелых углеводородов в газофракционирующем блоке установки сжижения. Этот газ состоит в основном из метана, с небольшой примесью этана и азота. Наличие азота в холодильном агенте третьего контура благоприятно сказывается на степени сжижения природного газа ввиду возможности выработки холода на более низком температурном уровне, чем в случае использования чистого метана.

Холодильный агент третьего контура обеспечивает выработку холода на трех температурных уровнях от минус 115^{0}С до минус 160^{0}С и используется для полного сжижения и охлаждения сжиженного природного газа высокого давления до температуры минус 150-160^{0}С. Сжиженный газ с указанной температурой и давлением около 5 МПа выводится из последнего теплообменника, дросселируется до давления, близкого к атмосферному, и направляется в хранилище.

Пары низконапорного газа, образующегося при дросселировании СПГ, используются в качестве топлива в энергетических установках завода сжижения. Характерной особенностью циклов, использованных на заводах сжижения в Арзеве и Кенае, является то, что пары холодильного агента направляются на всасывание компрессора без рекуперации холода, т.е. с низкой температурой, соответствующей условиям кипения в теплообменниках. Это потребовало разработки специальных компрессоров для сжатия холодильного агента.

Следует отметить сложность конструктивного выполнения компрессоров холодильных контуров, их отличие по мощности, а также наличие у каждого компрессора двух-трех промежуточных ступеней всасывания. В частности, для сжатия паров пропана требуется компрессор с тремя ступенями всасывания при давлении 0,13; 0,4 и 0,7 МПа и давлении нагнетания 1,4-1,6 МПа. Для этиленового контура необходим компрессор с 3-4 ступенями всасывания при давлении от 0,13 до 0,7-0,8 МПа и давлении нагнетания около 1,8 МПа. Компрессор метанового контура должен быть рассчитан на 3 ступени всасывания при давлении от 0,2 до 1,4 МПа и давлении нагнетания около 3 МПа.

Мощности между компрессорными агрегатами метанового, этанового и пропанового контуров распределяются в следующем соотношении: 1 : 1,5 : 2, где за 1 принята мощность компрессора метанового контура.

В целом установки сжижения с классическим каскадным циклом характеризуются достаточно хорошими термодинамическими показателями, однако реализация указанного цикла сопряжена с необходимостью разработки большого числа многопоточных теплообменных аппаратов, разнотипных компрессоров и приготовления холодильных агентов высокой чистоты (пропана и этилена). Наличие множества видов теплообменного оборудования и трех типов компрессоров приводит к существенному росту трубопроводных коммуникаций, что в свою очередь увеличивает стоимость строительства завода. Кроме того, из-за отсутствия этилена в составе природного газа требуется организовать производство этилена на месте или доставлять его из другого района.

В силу указанных причин применение классического каскадного цикла было ограничено первыми двумя заводами сжижения газа базового типа в Арзеве (Алжир), Кенае (Аляска) и несколькими установками для покрытия пиковых нагрузок газопотребления, в том числе и на Московском газоперерабатывающем заводе. На последующих заводах сжижения природного газа были использованы более совершенные холодильные циклы на многокомпонентных холодильных агентах.

Анализ опыта проектирования, строительства и эксплуатации заводов сжижения в Арзеве и Кенае, а также достигнутые результаты в исследовании термодинамики сложных газовых смесей создали условия для совершенствования технологии и технических средств сжижения природного газа.

Как уже отмечалось, наиболее существенными недостатками технологии сжижения газа, реализованной на первых двух заводах, являются наличие разнотипных по характеристикам и мощности компрессорных агрегатов, большое число теплообменников и, как следствие, — разветвленной системы межцеховых коммуникаций. По данным французской фирмы «Эр Ликид», капиталовложения в систему межцеховых коммуникаций (трубопроводов обвязки) завода сжижения в Арзеве составили более 25% от общей стоимости завода.

В этой связи усилия исследователей и проектантов были направлены на разработку технологий, позволяющих уменьшить типаж компрессорного оборудования, сократить число теплообменных аппаратов, а также протяженность и металлоемкость технологических трубопроводов. Выполнение

указанных требований сопряжено с заменой трех типов холодильных агентов на один, состоящий из соответствующей смеси газов и способный обеспечить выработку холода в широком диапазоне температур от 20-30°С до минус 160-170°С. В этом случае представляется возможным заменить три типа компрессоров на один при соответствующем уменьшении числа теплообменных аппаратов и протяженности межцеховых коммуникаций.

Решение, удовлетворяющее перечисленным требованиям, было впервые найдено советским ученым профессором А.П. Клименко, который задолго до строительства завода сжижения газа в Алжире разработал (1956 г.) **технологию сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла** на смеси. Сущность предложенной технологии заключается в использовании многокомпонентной смеси углеводородов (от бутанов до метана) с азотом в качестве рабочего тела холодильной установки, обеспечивающей требуемый для сжижения природного газа диапазон выработки холода. Это был мощный «толчок» в развитии технологии сжижения природного газа. Однако «цикл Клименко» не обеспечивал полного сжижения газа.

Работы по дальнейшему совершенствованию цикла Клименко были осуществлены фирмой «Эр-Продактс». Суть изменений, внесенных указанной фирмой, заключается в переохлаждении жидкой части холодильного агента (образующегося в сепараторах первой и второй ступени) перед дроссельным устройством.

Принципиальная схема однопоточного цикла на смешанном холодильном агенте фирмы «Эр Продактс» (**рис. 11.19**) предполагает циркуляцию многокомпонентного холодильного агента, состоящего из бутана, пропана, этана, метана и азота, в замкнутом контуре с помощью одного компрессора. Холодильный агент после сжатия в компрессоре до некоторого оптимального давления (около 4 МПа), определяемого составом холодильного агента и температурой воды, охлаждается и частично конденсируется в водяных холодильниках. Образовавшаяся газожидкостная смесь направляется в сепаратор, из которого жидкая фаза, состоящая из бутана, пропана и этана, используется для выработки холода, обеспечивающего охлаждение и частичную конденсацию паровой части холодильного агента (из сепаратора I ступени) и природного газа.

Образовавшаяся в трубках теплообменника двухфазная смесь холодильного агента направляется в сепаратор II ступени для последующего разделения на паровую и жидкую фазы.

Жидкость из сепаратора II ступени, состоящая в основном из этана и метана, используется для выработки холода на более низком температурном уровне, с целью конденсации паровой части холодильного агента (из сепаратора II ступени) и сжижения природного газа.

Паровая фаза холодильного агента из сепаратора II ступени представляет собой азотно-метановую смесь, которая после конденсации и переохлаждения используется для выработки холода на температурном уровне от минус 170°С до минус 120-130° С.

Разделение холодильного агента в сепараторах I и II ступени производится при полном рабочем давлении (около 4 МПа), а кипение холодильно-

го агента в межтрубном пространстве теплообменника осуществляется при низком давлении — около 0,5 МПа.

При этом перечисленный уровень температуры кипения холодильного агента достигается за счет изменения его состава по высоте теплообменного аппарата.

Число ступеней разделения холодильного агента определяется рядом причин, важнейшей из которых является степень совершенства термодинамического цикла. Для природного газа с относительно небольшим содержанием тяжелых углеводородов, при хорошем подборе состава холодильного агента, представляется возможным ограничиться одной или двумя ступенями разделения холодильного агента.

По схеме цикла видно, что теплота испарения холодильного агента низкого давления используется как для конденсации паровой части холодильного агента высокого давления, так и для сжижения газа. Природный газ поступает в блок сжижения после предварительной обработки, заключающейся в очистке газа от CO_2, H_2O и паров ртути (при использовании алюминиевых теплообменников) и глубокой осушке до точки росы около минус 70 °С.

В блоке сжижения природный газ охлаждается до температуры, обеспечивающей конденсацию тяжелых углеводородов и частично этана, и выводится из установки с целью отделения жидкой фазы, которая используется для получения соответствующих компонентов холодильного агента, а газ вновь возвращается в блок сжижения.

В тех случаях, когда СПГ является единственным целевым продуктом, остаток жидких углеводородов, после извлечения компонентов холодильного агента в объёме, необходимом для подпитки циркуляционного контура, также возвращается в блок сжижения.

Описанная выше технология сжижения газа была использована фирмой «Эр-Продактс» при проектировании завода сжижения природного газа в Марса-эль-Брега (Ливия). Строительство завода в Ливии подтвердило возможность существенного улучшения технико-экономических показателей производства СПГ на установках с однопоточным холодильным циклом за счет:

— упрощения технологии сжижения газа и связанного с этим сокращения количества используемых видов оборудования (теплообменной и емкостной аппаратуры, трубопроводов обвязки, запорной и предохранительной арматуры);

— большей гибкости и лучшей управляемости процесса путем воздействия на компонентный состав холодильного агента и величину давления в циркуляционном контуре;

— использования компонентов холодильного агента, получаемых на месте из сжижаемого газа, и исключения необходимости приготовления индивидуальных холодильных агентов высокой чистоты;

— улучшения условий компримирования холодильного агента и повышения КПД компрессорного агрегата, включая турбину, вследствие повышения его единичной мощности.

Завод сжижения газа в Ливии явился важным этапом в совершенствовании технологии сжижения газа.

Преимущества технологии, основанной на использовании однопоточных холодильных циклов, оказались столь значительными, что все последующие заводы сжижения природного газа были реализованы на различных модификациях этого цикла.

Использование в качестве холодильного агента многокомпонентной смеси газов придает указанному циклу большую гибкость, особенно при использовании многоцилиндровых поршневых компрессоров. Эта особенность цикла была успешно использована при разработке проекта реконструкции Московского газоперерабатывающего завода (МГПЗ). Было доказано, что параметры компрессорного оборудования однопоточного холодильного цикла хорошо сочетаются с параметрами дожимных компрессоров МГПЗ на линии природного газа.

Для конкретных условий МГПЗ, где использованы поршневые газомотокомпрессоры, цикл на смеси позволяет решать задачу реконструкции завода с целью организации производства СПГ путем расширения цеха компримирования природного газа однотипными серийными компрессорными агрегатами типа 10 ГКН, используемыми для одновременного сжатия природного газа (два цилиндра) и холодильного агента (три цилиндра).

Принципиальная технологическая схема установки сжижения газа представлена на **рис. 11.20**.

Очередной ступенью совершенствования технологии сжижения газа явился предложенный французскими фирмами «Эр-Ликид» и «Текнип» так называемый «процесс Теалярк с двумя ступенями давления». Схема процесса представлена на **рис. 11.21**. Отличительной особенностью процесса является наличие двух групп теплообменных аппаратов, одна из которых используется для получения хладагентов, а другая для охлаждения и сжижения природного газа. В первой группе теплообменников, составляющих систему промежуточного давления, хладагенты испаряются при давлении около 0,6 МПа, во второй — при 0,15 МПа. Образовавшиеся пары из обеих ступеней испарения хладагентов направляются в соответствии с рабочим давлением на первую и вторую ступени всасывания компрессора холодильного цикла. Такое решение упрощает процедуру приготовления хладагентов, требуемых составов, поддержания заданного технологического режима и способствует росту термодинамической эффективности цикла.

С использованием процесса «Теалярк с двухступенчатым давлением» был реализован завод сжижения газа в Скикде (Алжир, 1972-1973 гг.). Опыт эксплуатации завода подтвердил высокую эффективность процесса, его хорошую управляемость и обоснованность выбора принципа поддержания оптимального режима работы блока сжижения газа. Наличие промежуточной ступени рабочего давления способствовало повышению термодинамической эффективности холодильного цикла. Однако этот процесс не получил дальнейшего развития и применения, скорее всего, из-за сложности управления.

Рост стоимости газа на мировом рынке привел к интенсификации работ, направленных на повышение энергетической эффективности установок сжижения. Расход газа на собственные нужды первого завода в Арзеве составлял 16-18% от исходного объёма газа, поступающего на завод сжижения. В последующие годы при освоении технологий, предложенных фирмами

«Эр-Продактс» (завод в Марса-эль-Брега) и «Эр-Ликид» и «Текнип» (первый завод в Скикде), расход газа на собственные нужды был снижен до 14%. Для дальнейшего снижения расхода топливного газа потребовалось изменение схемы холодильного цикла. Решение, обеспечивающее повышение термодинамической эффективности цикла на многокомпонентном хладагенте, было предложено американской фирмой «Эр-Продактс». Оно заключалось во введении дополнительного пропанового контура, обеспечивающего предварительное охлаждение многокомпонентного хладагента и природного газа.

Целесообразность такого решения можно проиллюстрировать с помощью диаграммы тепловая нагрузка — температура (Q — T) теплообменных аппаратов установок (**рис. 11.22**). Площадь между кривыми характеризует необратимые потери в цикле при теплообмене. Как видно из рисунка, введение предварительного охлаждения приводит к уменьшению этих потерь.

Технологическая схема завода сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла с предварительным пропановым охлаждением приведена на **рис. 11.23**. В соответствии со схемой, природный газ после очистки и осушки охлаждается в системе последовательно расположенных пропановых холодильников до температуры около минус 30°С и направляется на сепарацию с целью отделения конденсата тяжелых углеводородов. Конденсат выводится из установки для дальнейшей переработки с целью получения компонентов холодильной смеси и других целевых продуктов.

Отсепарированный природный газ направляется в основной теплообменник блока сжижения, где охлаждается, конденсируется и переохлаждается за счет теплообмена с кипящим в межтрубном пространстве теплообменника многокомпонентным холодильным агентом. СПГ выводится из блока сжижения при давлении около 4 МПа и температуре около минус 170 °С, дросселируется до давления, близкого к атмосферному, и направляется в сепаратор для удаления паров азота и других инертных газов. После этого СПГ с помощью насосов подается в изотермические хранилища.

Азотно-метановая смесь подается в топливную систему с помощью дожимной компрессорной установки. Работа основного холодильного цикла на многокомпонентной смеси реализуется следующим образом. Испарившийся в основном теплообменнике блока сжижения холодильный агент направляется в компрессор холодильного цикла. После сжатия в компрессоре до давления около 4 МПа хладагент охлаждается в водяных холодильниках и в системе последовательно расположенных пропановых испарителей. В процессе охлаждения из многокомпонентного хладагента выделяются тяжелые компоненты, которые отделяются в сепараторе и используются в основном теплообменнике для конденсации паровой фазы смешанного хладагента и охлаждения природного газа. Паровая часть хладагента после охлаждения, конденсации и переохлаждения в трубках основного теплообменника выводится из него, дросселируется до 0,3 МПа и возвращается в межтрубное пространство теплообменника. Состав многокомпонентной смеси подбирается таким образом, чтобы обеспечить выработку холода в интервале температур от минус 170°С до минус 35-40°С.

Описанная технология сжижения газа была использована на заводе в Брунее, введенном в эксплуатацию в 1972 г. Опыт работы завода в Брунее

выявил ряд преимуществ однопоточного холодильного цикла с предварительным пропановым охлаждением по сравнению с ранее реализованными циклами в Алжире, на Аляске и в Ливии.

Наличие предварительного охлаждения существенно упростило процедуру пуска завода, сократило время вывода установки на расчетный режим и повысило энергетическую эффективность холодильного цикла.

В силу указанных преимуществ, а также ряда причин конъюнктурного плана, связанных с условиями изготовления и поставок оборудования, — технология сжижения фирмы «Эр-Продактс» получила преимущественное распространение на заводах сжижения большой мощности (базовых заводах СПГ).

В 8 реализованных проектах сжижения природного газа из 14 использован предложенный фирмой «Эр-Продактс» однопоточный холодильный цикл с предварительным пропановым охлаждением.

Аналогичный по принципу цикл сжижения газа был разработан ВНИИгазом для комплекса по регулированию пиковой неравномерности газопотребления Армянской ССР. Процесс разработан с учетом требования заказчика об использовании отечественного компрессорного оборудования серийного производства. Принципиальная технологическая схема блока сжижения газа представлена на **рис. 11.24**.

В последние годы французскими и западногерманскими фирмами были выполнены исследования по дальнейшему совершенствованию технологии сжижения природного газа. Результатом этих исследований явился **двухступенчатый холодильный цикл на смешанных холодильных агентах**, отличающийся от цикла «Эр-Продактс» тем, что в контуре предварительного охлаждения используется пропан-этановая смесь вместо чистого пропана. Такие процессы были предложены фирмами «Линде» и «Теалярк». Они представляют собой модификацию классического каскадного цикла, в котором вместо чистых хладагентов используется смесь и число контуров сокращено до двух.

Технологическая схема установки сжижения газа с двухконтурным холодильным циклом на многокомпонентных хладагентах приведена на **рис. 11.25**. Из сопоставления **рис. 11.23** и **рис. 11.25** видно, что технология «Теалярк» отличается от технологии «Эр-Продактс» только характеристиками контура предварительного охлаждения. Замена пропана на бинарную смесь пропана и этана привела к снижению температурного уровня выработки холода в верхнем контуре цикла с минус 30^{0}С (технология «Эр-Продактс») до минус 60-70^{0}С (технология «Теалярк») и перераспределению мощностей компрессорных агрегатов верхнего и нижнего холодильных контуров. Это расширяет возможности комплектации завода сжижения газа однотипным приводом компрессорных линий.

По данным фирмы «Текнип», с использованием технологии «Теалярк» ведется проектирование завода сжижения на барже производительностью 2,5мдрд. м^3/год по заказу канадских фирм (проект «Арктик»).

Термодинамическая эффективность обоих указанных циклов выше, чем у классического каскадного (см. **рис. 11.17**) и однопоточного циклов (см. **рис. 11.18**). По данным фирм «Чиеда», «Джей Джи Си», «Тойо инжиниринг», «Текнип» и «Линде» расход топливного газа на производство СПГ при ис-

пользовании однопоточного холодильного цикла с предварительным охлаждением (пропаном или пропан-этановой смесью) может быть доведен до 8-10% в зависимости от температуры охлаждающей воды. Снижение расхода топливного газа до указанных значений следует рассматривать как большое достижение в области совершенствования технологии сжижения газа.

Установки сжижения газа **для покрытия пиковых нагрузок** газопотребления, в силу непродолжительного периода работы и выдачи продукции потребителям в газообразном состоянии, могут иметь ряд технологических особенностей. В частности, исходя из экономических критериев, такие установки могут иметь более высокое энергопотребление, чем базовые заводы СПГ, поэтому наряду с циклами на смеси находят применение детандерные холодильные циклы и даже простые дроссельные циклы (типа цикла Линде).

Детандерные циклы, как правило, не требуют специального холодильного агента, отличаются простотой технологических схем, но в то же время характеризуются большими энергозатратами, чем каскадные или однопоточные циклы на смесях.

Под термином **«замкнутые детандерные циклы»** здесь подразумеваются циклы с использованием замкнутого холодильного контура на природном газе или другом хладагенте (например, азоте), а также процессы, в которых хладагентом служит сам обрабатываемый газ, а выходным продуктом установки является СПГ и, возможно, тяжелая фракция углеводородов. Анализ различных вариантов замкнутых детандерных циклов показал, что при оптимальных в термодинамическом отношении параметрах циклы Клода, Гейландта, Капицы и их модификации характеризуются существенно (в 2-3 раза) большими энергозатратами по сравнению с циклами на смеси или каскадными.

Улучшение их показателей может быть достигнуто путем введения предварительного охлаждения газа в парокомпрессионных установках и применением детандеров с расширением газа в двухфазную область. При этом следует учитывать, что перечисленные ранее достоинства детандерных циклов с введением предварительного охлаждения фактически пропадают.

Один из наиболее экономичных вариантов детандерного цикла с предварительным охлаждением представлен на **рис. 11.26**. Для предварительного охлаждения здесь предполагается использование смешанного холодильного агента. Температурный уровень предварительного охлаждения составляет минус 60 ^{0}C — минус 65 ^{0}C.

Удельные энергозатраты в цикле составляют около 0,5 кВт.ч/кг СПГ.

Одна из разновидностей замкнутого детандерного цикла использована фирмой «Бритиш Гэс Корпорейшин» на острове Грейн (**рис. 11.27**). Она основана на применении замкнутого детандерного цикла, использующего в качестве хладагента азот.

Азотный детандерный цикл был принят из-за низких капитальных вложений при высоких эксплуатационных затратах, что, по мнению фирмы, для данных условий обеспечивает наибольшую экономичность.

Существенно больший практический интерес представляют, на наш взгляд, разомкнутые детандерные циклы, использующие так называемый

«свободный» перепад давления природного газа, например, на газораспределительных станциях (ГРС).

На ГРС производится снижение давления природного газа (обычно от 2,0 -5,0 МПа до 0,2 — 0,6 МПа) путем дросселирования. При этом потенциальная энергия газа не используется.

Введя систему рекуперации холода и срабатывая указанный перепад давления в детандере вместо дросселя, можно осуществить сжижение части природного газа.

А.П. Клименко были проведены экспериментальные исследования процесса сжижения метана в цикле Клода, построенном на перепаде давления системы магистральный газопровод — городские сети.

Схема установки А.П. Клименко показана на **рис. 11.28**.

Природный газ из газопровода высокого давления после очистки от CO_2 охлаждается в теплообменнике Т-1, проходит сепаратор С и разделяется на два потока. Меньший поток конденсируется в Т-2, переохлаждается в змеевике расширительного сосуда РС-1, дросселируется до давления в городских сетях и разделяется на жидкую и паровую фазы в РС-1. Жидкая фаза из РС-1 дросселируется до атмосферного давления и поступает в РС-2 на хранение. Больший поток после сепаратора С расширяется в детандере Д до давления в городских сетях, смешивается с паровой фазой из РС-1 и направляется последовательно в Т-2 и Т-1 для конденсации и охлаждения исходного потока газа, а затем направляется в городские сети.

Начальное давление газа в экспериментах изменялось от 20 до 50 кГс/$см_2$, при этом коэффициент сжижения (доля СПГ от поступающего на установку количества природного газа) изменялся от 6 до 16%.

Следует отметить, что в экспериментальной установке не использовалась энергия, вырабатываемая детандером.

Использование работы детандера для привода компрессора, дожимающего либо исходный газ до более высокого давления, либо газ, направляемый в городские сети, приведет к некоторому росту коэффициента сжижения. Кроме того, коэффициент сжижения существенно зависит от КПД детандера.

Эта идея была реализована фирмой «Бритиш Газ» при строительстве второй установки сжижения газа производительностью около 8 тонн СПГ в час на острове Грейн.

Установка сжижения газа построена на использовании перепада давления природного газа на газораспределительной станции с применением разомкнутого детандерного холодильного цикла. Технологическая схема установки представлена на **рис. 11.29**.

При давлении питающего газа 48 бар расходуемая мощность на производство 205 тонн СПГ в сутки составляет 830 кВт, а при давлении газа 38 бар — 2200 кВт. Для тех же условий, по расчетам фирмы, мощность компрессорного оборудования в цикле на смешанном хладагенте составила бы 5000 кВт.

Однако следует иметь в виду, что указанная экономия энергозатрат перекрывается существенным ростом капитальных вложений на предварительную обработку (осушку и очистку) газа и систему теплообменных аппаратов.

ВНИИгазом была разработана технологическая схема детандерной установки сжижения газа производительностью около 3 т/час. Отличительной особенностью технологической схемы установки (**рис. 11.30**) является использование метанола для осушки и очистки природного газа, что позволяет сократить затраты на предварительную обработку газа.

Общая циркуляция метанола в системе составит 5250 кг/час, из которых 150 кг/час впрыскивается непосредственно в поток газа перед теплообменником Т-1, 100 кг/час — в адсорбер водяного пара, а 5000 кг/час подается на орошение насадки адсорбера CO2. На ректификацию направляется 250 кг/час адсорбента.

Следует отметить основные недостатки установок сжижения газа на основе использования «свободного» перепада давления на ГРС:

— необходимость глубокой очистки и осушки всего потока природного газа, поступающего на установку. Этот объем в 5-10 раз больше, чем для автономных установок с внешним энергоприводом; в случае применения для этих целей метанола его потери могут составлять до 4 кг/тонну СПГ;

— работа установки на ГРС полностью зависит от режима работы ГРС, характеризующегося резкой неравномерностью как в годовом разрезе, так и в суточном; т.е. режим работы установки не является стационарным. Это приводит к тому, что детандерные агрегаты в течение длительного времени работают в неоптимальных условиях с более низким КПД;

— неравномерное сезонное и суточное газопотребление вынуждает изыскивать способы увеличения подачи газа в городские сети в часы «пик»; с этой точки зрения установка СПГ ограничивает возможности удовлетворения пикового спроса на газ из-за отбора части в виде СПГ и тем самым негативно сказывается на газоснабжении региона.

В последние годы за рубежом и в РФ были созданы расширительные машины, получившие название волновых детандеров, или пульсационных охладителей газа (ПОГ). Принцип действия ПОГ основан на процессе периодического энергообмена между рабочим потоком газа и газом, находящимся в некоторой замкнутой полости. При этом кинетическая энергия потока газа переходит в тепловую энергию газа в полости, которая отводится внешним теплоносителем.

Интенсивность охлаждения рабочего потока газа оценивается по отношению к изоэнтропийному процессу. В существующих на сегодняшний день аппаратах этого типа определенный таким образом КПД составляет 30-80%.

Разработанные ВНИИгазом пульсационные охладители газа в настоящее время с успехом применяются на газоперерабатывающих заводах.

Применение волновых детандеров в установках сжижения газа на ГРС может представлять интерес вследствие простоты конструкции, надежности эксплуатации и возможности регулирования производительности в широком диапазоне параметров при незначительных колебаниях адиабатического КПД.

НПО «Криогенмаш» были разработаны технологические схемы установок сжижения газа на ГРС с использованием волновых детандеров (**рис. 11.31 — 11.33**).

На **рис. 11.31** представлена схема, в которой для улучшения технико-экономических показателей около 22% потока природного газа дожимается

компрессором с 3,5 до 5,0 Па, очистка газа осуществляется частично (30%) в адсорберах и частично (70%) — в регенераторах.

На **рис. 11.32** дожимающий компрессор отсутствует, что упрощает технологию, однако ведет к снижению доли сжижаемого потока.

Схема на **рис. 11.33** отличается отсутствием регенераторов.

Наряду с указанными процессами в отдельных случаях могут найти применение газовые циклы, в частности цикл Стирлинга. Схема цикла представлена на **рис. 11.34**.

В цилиндре между поршнями А и Б находится регенератор (пористая, теплоаккумулирующая насадка). Для получения эффекта осуществляются следующие процессы:

— изотермическое сжатие 1-2 путем перемещения поршня Б в промежуточное положение, при этом тепло Q1 отводится в окружающую среду;

— изохорное охлаждение 2-3, поршни А и Б перемещаются и пропускают газ через холодный регенератор, при этом газ охлаждается, а регенератор нагревается;

— изотермическое расширение 3-4, газ в цилиндре, совершая работу, перемещает поршень А, при этом отводится тепло Q2;

— изохорное нагревание 4-1, поршни А и Б перемещаются и пропускают холодный газ через горячий регенератор, при этом газ нагревается, а регенератор охлаждается.

В качестве рабочего тела можно использовать водород, гелий. Для идеального газа цикл эквивалентен циклу Карно. Действительная же работа сжижения в два-три раза больше работы, затрачиваемой в классическом каскадном цикле. Эта холодильная система очень компактна и может быть смонтирована на салазках и изготовлена в заводских условиях.

Очень интересен и весьма эффективен холодильный цикл, разработанный фирмой «Бритиш Газ Корпорейшн» специально для пиковых установок сглаживания суточных колебаний. Исходя из циклического режима работы установки (сжижение ночью, регазификация днем), фирма разработала схему, позволяющую утилизировать энергию СПГ в процессе его регазификации. Недостаток этой схемы в том, что из установки нельзя выводить СПГ в виде готового продукта, однако не исключен вариант совместной работы такой установки с обычными установками сжижения для обеспечения номинального режима работы в дневное время, т.е. во время пикового газопотребления и возможного ограничения подачи газа на установку. Принципиальная схема этого процесса представлена на **рис. 11.35**.

Первоначальное охлаждение установки в начале эксплуатационного периода осуществляется путем дросселирования природного газа. Общее потребление энергии в этом цикле снижено примерно на 80% по сравнению с обычными циклами. Технико-экономические расчеты показывают, что использование этой установки вполне оправдано, если ее производительность лежит в пределах от 0,4 до 4 т СПГ/час.

В последние годы в научно-технической, патентной литературе появляются решения, направленные на совершенствование процессов сжижения газа. Основная масса решений связана с незначительными улучшениями существующих холодильных циклов, применением их комбинаций.

Принципиально новым подходом к вопросам сжижения газа, на наш взгляд, следует считать попытки отказаться от традиционных технологических процессов предварительной подготовки газа — очистки от CO_2, H_2S, осушки.

Интересным решением в этом направлении является процесс Райан-Холмса (фирма «Коч процесс систем»). Принципиальная схема процесса представлена на **рис. 11.36**. Двуокись углерода вместе с этаном отделяется от метана в колонне — деметанизаторе при давлении около 45 ата после предварительного охлаждения до минус 40°С — минус 90°С. В качестве поглотителя используется кубовая жидкость колонны выделения пропана. В отдельном аппарате происходит разделение смеси CO_2 и этана.

Другим оригинальным решением является система CRYEX, запатентованная компанией «Чикаго Бридж энд Айрон», в которой выделение CO_2 осуществляется в виде шуги в специальном сепараторе. Принципиальная схема процесса сжижения газа представлена на **рис. 11.37**.

Твердая фаза CO_2 образуется после дросселя в сепараторе V-2 при температуре около минус 160,6 °С. После сепаратора в природном газе остается 350 ppm CO_2, т.е. несколько больше предела растворимости, составляющего для данных условий 240 ppm. В СПГ остаются частицы CO_2 (до 10 микрон), которые находятся во взвешенном состоянии. В связи с этим фирме пришлось решать ряд задач, связанных с вопросами закупорки трубопроводов и аппаратов, ухудшения теплообмена, плавления кристаллов и др.

Завод СПГ, использующий этот процесс, построен в Ньюпорте.

Фирма отмечает, что, по сравнению с обычным процессом, процесс CRYEX имеет следующие преимущества:

— меньшее количество возвращаемого в трубопровод загрязненного газа из-за отсутствия регенерации;

— отсутствие цеолитов;

— малая чувствительность к изменению исходной концентрации CO_2 в газе;

— простота обслуживания и оборудования;

— некоторое уменьшение энергозатрат.

Фирмой «Эр Продактс» (США) получены патенты на способы сжижения газа по циклу на смешанном холодильном агенте с предварительным пропановым охлаждением и применением детандер-компрессорных агрегатов. Применение детандеров обеспечивает максимальное использование исходного давления природного газа и более полное выделение тяжелых углеводородов. Один из вариантов включения детандера показан на **рис. 11.38**.

Кроме того, фирма считает, что процесс сжижения может быть улучшен путем замены пропана на смешанный хладагент в контуре предварительного охлаждения, а также за счет использования паров СПГ из хранилища для конденсации части основного хладагента.

Французская фирма «Текнип» предлагает использовать энергию расширения смешанного холодильного агента путем замены дроссельных вентилей турбинами или другими механическими расширителями.

В целом предлагаемые новшества не дают значительного эффекта и не могут рассматриваться в качестве новых направлений в технологии произ-

водства СПГ, обеспечивающих существенное улучшение технико-экономических показателей установок (заводов) сжижения газа.

11.4. ХРАНЕНИЕ И РЕГАЗИФИКАЦИЯ СПГ

Хранилища СПГ занимают особое место в системе надежного обеспечения потребителей газом. В то же время, поскольку СПГ относится к числу жидкостей, характеризующихся повышенной взрыво- и пожароопасностью, это обуславливает чрезвычайно жесткие требования к условиям его хранения, особенно в объемах, измеряемых многими десятками тысяч кубометров. Причем, эти требования относятся как к местоположению хранилищ (как правило, для этого выбирают территории, расположенные вдали от крупных населенных пунктов), так и к собственно конструктивному их исполнению.

Хранение СПГ осуществляется в теплоизолированных резервуарах при давлении, близком к атмосферному (1,05-1,10 ата) и при постоянной температуре (минус 162 — минус 165°С), соответствующей состоянию насыщения жидкости (изотермический способ хранения). Теплоприток к СПГ от окружающей среды реализуется постоянным испарением части хранимого продукта. Интенсивность испарения СПГ определяется конструктивными особенностями, и в первую очередь эффективностью тепловой изоляции хранилищ, и находится, как правило, в пределах 0,04-0,08% в сутки от объёма хранимого продукта для резервуаров долгосрочного хранения с низким коэффициентом оборачиваемости (резервирование пикового газопотребления) и 0,1-0,2% для резервуаров кратковременного (буферного) хранения СПГ. Поддержание рабочего давления в паровом пространстве резервуара обеспечивается откачкой паров СПГ с помощью компрессоров.

На сегодня за рубежом успешно эксплуатируются более 300 изотермических хранилищ СПГ различных типов с единичными объёмами от 2 до 150 тыс. м^3. Особенности наиболее распространенных типов хранилищ рассмотрены ниже.

11.4.1. Типы хранилищ

Основу мирового резервуарного парка для СПГ (около 80%) составляют наземные двустенные металлические резервуары, которые имеют единичные объёмы преимущественно от 10 до 60 тыс. м^3. Два наиболее крупных хранилища этого типа объёмом по 150 тыс. м^3 построены в составе завода сжижения природного газа в Абу-Даби.

Первые хранилища этого типа были построены в 1959 г. в Лейк-Чарлзе (США) и на острове Канвей Айленд (Англия). Внутренний (несущий) корпус был изготовлен из стали с 9%-ным содержанием никеля, а внешний — из обычной углеродистой стали. В качестве тепловой изоляции межстенного пространства и купольного перекрытия использовался вспученный перлит, а для основания — блоки пеностекла.

Вокруг резервуаров были сооружены защитные грунтовые дамбы высотой 3-5 м, рассчитанные на удержание в полном объёме СПГ при аварийном разрушении хранилищ.

Такая конструкция резервуаров была признана достаточно экономичной и надежной в эксплуатации, регламентирована соответствующим стандартом США (API 620) и введена в практику строительства в начале 60-х годов, в период быстрого роста использования СПГ для снятия пиковых нагрузок газопотребления и расширения его межконтинентальных морских перевозок.

Фундамент резервуаров рассматриваемого типа (опорная плита) располагается, как правило, на сваях, что исключает криогенное воздействие хранилищ на грунт. На ряде хранилищ (при достаточно благоприятных гидрогеологических условиях) опорная плита расположена непосредственно на поверхности грунта с дополнительной установкой под основанием специальных нагревателей.

С конца 60-х годов, вследствие ужесточения требований по безопасности систем СПГ при их расположении вблизи городов и промышленных центров, в типовые конструкции двустенных металлических резервуаров вносится ряд изменений, направленных на повышение их безопасности.

Для этой цели на ряде промышленных объектов СПГ вокруг металлических хранилищ были сооружены дополнительные защитные кольцевые стенки из преднапряженного железобетона, рассчитанного на удержание СПГ при его аварийном крупномасштабном разливе из хранилища. Хранилища подобного типа классифицируются за рубежом как хранилища «двойной целостности». Бетонное кольцевое ограждение располагается при этом, как правило, в непосредственной близости от хранилища (2-7 м) и имеет высоту, близкую к высоте цилиндрической части хранилища. Резко снижая последствия аварийного разлива СПГ из резервуара, кольцевое железобетонное ограждение значительно повышает также безопасность самого хранилища при воздействии на него со стороны внешних сил (аварии на соседних объектах, связанные с горением, взрывом и т.п.).

Наряду с использованием железобетона в качестве строительного материала для ограждения конструкций в конце 50-х — начале 60-х годов зарубежными фирмами велись широкие проработки вопроса о возможности применения актированного бетона для сооружения внутренних емкостей хранилищ СПГ. Исследования (в приложении к хранилищам жидкого кислорода) были начаты фирмой «Линде» ещё в 1950 г. Было установлено, что наиболее рациональным способом упрочнения несущих нагрузку бетонных стенок криогенных резервуаров является их двунаправленное (радиально-осевое) предварительное напряжение с помощью стальной арматуры. Для повышения герметичности железобетонной стенки на ряде хранилищ использовалась дополнительная её облицовка относительно тонколистовой обычной углеродистой сталью с последующей навивкой на неё (обжатием) арматурной проволоки. Известны также хранилища СПГ, у которых боковая стенка выполнена из предварительно напряженного железобетона, а днище и купол (перекрытие) из 9%-ной никелевой стали.

Логическим развитием использования композиций из стали и бетона явилась идея комбинированных хранилищ, у которых внутренний резервуар

является самонесущим и изготовлен из 9%-ной никелевой стали, а внешний корпус (цилиндрический «стакан») — из преднапряженного железобетона. Хранилища подобного типа также рассматриваются за рубежом как хранилища «двойной целостности».

С начала 60-х годов рядом западных фирм велись работы по сокращению расхода дорогостоящей 9%-ной никелевой стали на сооружение внутренних емкостей хранилищ СПГ.

Большие успехи в этом вопросе были достигнуты французскими фирмами. В 1961-1965 гг. фирмой «Газ де Франс» были построены и всесторонне испытаны два опытно-промышленных **резервуара** объёмом по 2,0 тыс. м³ **с внешним железобетонным корпусом** и внутренней тонколистовой (0,8-1,2 мм) оболочкой из никелевой стали, имеющей продольно-поперечное гофрирование, что обеспечивает её свободную деформацию (практически без остаточных термических напряжений) при охлаждении. Внутренняя оболочка является при этом не несущим, а только герметизирующим элементом хранилища и передает гидростатическую нагрузку на внешний корпус через закрепленную на нем «высокопрочную» тепловую изоляцию (пенополиуретан, поливинилхлорид). Внутреннее перекрытие выполнено из алюминия в виде плоского диска и подвешено на тросах к внешнему куполу.

Отработав конструкцию и технологию монтажа хранилищ с мембранной внутренней оболочкой, фирма «Газ де Франс» построила и в 1980 г. ввела в эксплуатацию на приемной базе в Монтуаре (Франция) два хранилища указанного типа емкостью по 120 тыс. м³.

Гофрированные оболочки после всесторонних испытаний были использованы фирмой «Текнип» (Франция) для сооружения грузовых емкостей танкеров-метановозов. Лицензия на производство гофрированных оболочек была приобретена рядом японских фирм.

На сегодня достигнут весьма высокий уровень надежности конструкций хранилищ СПГ, а также применяемых материалов, технологии строительства и методов контроля, практически исключающих (что подтверждается более чем 40-летним опытом) возможность серьезного повреждения конструкции при всех предусмотренных технологией режимах эксплуатации. Несмотря на это проектирование и размещение резервуарных парков для СПГ, а также систем противопожарной защиты проводится с учетом потенциальной, крайне маловероятной возможности разрушения хранилищ (стихийные бедствия, диверсии и т.п.) и крупномасштабного разлива продукта. Среди реализуемых на сегодня типов хранилищ СПГ **заглубленные в грунт хранилища** исключают разлив СПГ в большом объёме и поэтому с точки зрения безопасности являются оптимальными.

Первые заглубленные хранилища СПГ были спроектированы как ледопородные, т.е. как грунтовые, стенки и днища которых заморожены искусственным способом и нетеплоизолированы. Перекрытие выполнено из стали или алюминия и покрыто слоем теплоизоляции.

Опыт эксплуатации ледопородных хранилищ указал на их низкую экономичность и ряд трудностей, связанных с пуском хранилищ в эксплуатацию. Поэтому хранилища ледопородного типа не получили распространения

в мировой практике, и на сегодня в эксплуатации находится только один резервуар в Арзеве.

Дальнейшее развитие конструкций заглубленных хранилищ для СПГ шло по пути использования преднапряженного железобетона, 9%-ной никелевой стали и сплавов алюминия, а также высокоэффективных теплоизоляционных материалов, ограничивающих интенсивность испарения СПГ из хранилищ на уровне 0,07-0,15%.

Сооружение и эксплуатация уже первых заглубленных в грунт резервуаров для СПГ потребовало решения ряда вопросов, связанных с повышением уровня инженерно-геологических изысканий площадки строительства и с организацией на ней постоянного гидрологического контроля, с решением вопросов снижения напорного воздействия грунтовых вод на конструкцию, её сейсмозащитой, с ограничением криогенного воздействия резервуара на вмещающий массив грунта и других.

Отмеченные многоплановые проблемы были успешно решены японскими фирмами при сооружении крупных резервуаров на береговых базах (терминалах), предназначенных для приёма СПГ, доставляемого в танкерах морским путем.

Первое в Японии заглубленное хранилище СПГ было построено фирмой «Токио Гэс» в 1970 г, в Негиши. Внешний корпус резервуара был изготовлен из бетона и рассчитан с учетом высокой сейсмоактивности района строительства. Внутренний корпус выполнен из тонколистовой гофрированной оболочки. Плоское перекрытие из алюминиевых листов подвешено на тросах к бетонному куполу внешнего корпуса. В качестве теплоизоляции использовались плиты пенополиуретана и стекловолокно (перекрытие). Хранилище имеет дифференциальную систему регулирования криогенного воздействия на грунт в виде электроподогревателя под основанием и расположенных по периметру скважин с циркулирующим теплоносителем.

Этот тип хранилищ с относительно несущественными отличиями был реализован в последующие годы на ряде приёмных баз в Японии, где эксплуатируется на сегодня 35 шт. подобных хранилищ с единичной емкостью до 200 тыс. $м^3$.

Ввиду больших технических сложностей сооружения заглубленных хранилищ и гидрогеологических ограничений по выбору площадок строительства они не получили широкого распространения в других странах.

Более простым в инженерном отношении является частичное заглубление хранилища в грунт, либо установка его непосредственно на поверхности грунта с обсыпкой грунтом (обвалованием) боковых стенок на всю высоту цилиндрической части. С точки зрения безопасности такие хранилища практически не уступают полностью заглубленным, однако в большей степени подвержены сейсмическим воздействиям.

11.4.2. Функциональные системы и оборудование хранилищ

Оборудование и системы, устанавливаемые на хранилищах СПГ, должны обеспечивать приём, хранение и выдачу СПГ из хранилища и отвечать

необходимым требованиям безопасности и функциональной надежности хранилища как самостоятельного технологического объекта.

11.4.2.1. Средства поддержания и регулирования избыточного давления в паровом пространстве резервуара

Регулирование давления осуществляется постоянной откачкой паров СПГ с помощью компрессора. Дополнительно на перекрытии хранилища устанавливают две группы предохранительных клапанов, обеспечивающих при необходимости сброс избытка паров в закрытую систему газосброса (специальный коллектор) на факел (свечу), а в экстремальных ситуациях — в атмосферу непосредственно над хранилищем.

Для «гашения» вакуума предусматривается подача в резервуар природного газа или азота. В качестве аварийного мероприятия на ряде хранилищ установлены вакуумные клапаны, соединенные с атмосферой.

11.4.2.2. Средства поддержания и регулирования избыточного давления в межстенном пространстве резервуара

Для предотвращения попадания воздуха в межстенное пространство хранилища и связанного с этим эффекта конденсации влаги в паровом пространстве перлита с ухудшением его тепловых характеристик, а также с целью диагностики герметичности внутренней емкости в межстенное пространство под избыточным давлением 50-75 мм водяного столба закачивают инертный газ (как правило, азот). Поддержание рабочего давления (подпитка азотом, сброс) осуществляется с помощью спаренной системы клапанов. На ряде хранилищ реализована постоянная циркуляция азота в межстенном пространстве с подачей его снизу (через коллектор на тепловой изоляции основания) и отбором с перекрытия. На перекрытии устанавливаются при этом средства обнаружения наличия метана в среде азота.

11.4.2.3. Средства ввода хранилищ в эксплуатацию

Перед заполнением хранилищ СПГ из них необходимо удалить воздух (заменить атмосферу на взрывобезопасную по отношению к метану) и обеспечить предварительное охлаждение конструкции с заданным по условиям прочности темпом охлаждения и температурными градиентами.

Захолаживание проводят за счет направленного напыления СПГ на стенки и днище внутренней емкости через подвешенный к перекрытию специальный коллектор с форсунками. Режим захолаживания регламентируется конкретными конструктивными особенностями хранилища.

11.4.2.4. Средства откачки СПГ из хранилищ

Для откачки применяют погружные насосы с установкой, как правило, необходимого количества резервных агрегатов. На хранилищах, построенных в последние годы, каждый из погружных насосов размещается в собственной шахте, оснащенной гидравлическими затворами и предохранительными устройствами, а также устройствами для закачки в шахту инертного газа. Современные конструкции шахт обеспечивают возможность изъятия и замены насосных агрегатов без опорожнения хранилища от жидкости.

Все вводы и выводы из резервуара трубопроводов, кабелей и других устройств проводятся только через перекрытие и оборудуются компенсаторами.

11.4.2.5. Средства КИПиА

Штатные контрольно-измерительные системы хранилищ СПГ обеспечивают автоматическое измерение с дистанционной передачей показаний на диспетчерский пункт:

- давления в паровом пространстве хранилища с тревожной сигнализацией его отклонения за заданные пределы и автоматическим срабатыванием средств его регулирования;
- давления в межстенном пространстве, заполненном перлитом;
- текущего уровня жидкости;
- предельных рабочих (минимального и максимального) положений уровня с тревожной сигнализацией в случае превышения заданных величин и автоматическим срабатыванием средств загрузка-выгрузка СПГ из хранилища;
- расхода азота, природного газа в СПГ, закачиваемых в резервуар, а также расхода паров СПГ, откачиваемых из резервуара;
- тепловых и температурных характеристик конструкции. При необходимости обеспечивается также контроль за температурным полем жидкой и паровой фаз хранимого продукта, за тепловым режимом подогревателей оснований, за термомеханическим и сейсмическим воздействием массива грунта на хранилище и за рядом других параметров.

На хранилищах, построенных в последние годы, предусматривается возможность замены уровнемера и сигнализатора верхнего предельного положения уровня без опорожнения хранилища от жидкости. Особое внимание обращено также на надёжность систем блокировки подачи жидкости. Все приборы КИПиА и системы, обеспечивающие функциональную надежность хранилища, как правило, дублируются.

11.4.2.6. Средства предотвращения разлива СПГ на грунт

Реальную опасность для прилегающих объектов могут представлять только крупномасштабные утечки СПГ, связанные с разрушением самих хранилищ, выливанием больших объёмов СПГ на грунт, его испарением и переохлаждением смеси паров СПГ с воздухом по направлению ветра.

Современные строительные материалы хранилищ, методы их проектирования, сооружения и контроля качества практически исключают возможность самопроизвольного разрушения конструкции (хрупкий излом металла внутренних емкостей, потеря конструктивной устойчивости за счет накопления остаточных напряжений и др.).

Вероятность же возникновения нерасчетных внешних воздействий, способных привести к разрушению, как правило, бывает столь мала, что рассматривается как потенциальное воздействие на уровне стихийного бедствия.

Современные принципы проектирования и технологии эксплуатации хранилищ СПГ гарантируют сохранение целостности первичной (внутренней) емкости при всех регламентированных режимах эксплуатации.

На случай непредвиденных (внешних) воздействий на всех построенных на сегодня на(над)земных хранилищах предусмотрено дополнительное внешнее защитное ограждение, удерживающее СПГ при разрушении хранилища. При этом для большинства хранилищ ограждение выполнено в виде земляной дамбы (насыпи) с относительно низкой высотой 2-3 м или в виде композиций грунта и бетона высотой 3-5 м.

На некоторых крупных наземных хранилищах, установленных вблизи важных военных или промышленных объектов или крупных населенных пунктов, сооружены дополнительные ограждения в виде кольцевых железобетонных стенок. Причём поверхность грунта между хранилищем и стенкой, а также внутренняя поверхность самой железобетонной стенки покрыты слоем теплоизоляционного материала, резко снижающего испаряемость СПГ при разливе и выход его паров в атмосферу.

В случае сооружения низких защитных ограждений, т.е. потенциальной возможности разлива СПГ на больших площадях, проводят секционирование площадки специальными дренажными канавами, замедляющими растекание СПГ по поверхности и, как следствие, интенсивность его испарения.

На ряде хранилищ по периметру защитной дамбы устанавливают водяные коллекторы, обеспечивающие создание водяной завесы, что эффективно рассеивает пары СПГ уже в зоне, прилегающей к ограждению (Япония). Для этой цели применяют также паропровод высокого давления (Англия).

На сегодня наиболее вероятным источником истечения СПГ в окружающее пространство считаются подводящие трубопроводы СПГ. Они прокладываются надземным способом на специальных эстакадах, под которыми предусмотрены, как правило, специальные теплоизолированные дренажные лотки, обеспечивающие направленный сток СПГ в бассейн-ловушку. Потенциальной объём стока СПГ из трубопроводов незначителен и серьезной опасности не представляет.

11.4.2.7. Противопожарная и тепловая защита хранилищ

Все современные хранилища СПГ оборудованы стационарными установками водяного орошения, предназначенными для защиты от чрезмерного нагрева и деформации конструкции при пожаре разлитого СПГ. На ряде хранилищ использованы также дополнительно теплоизоляционные покрытия предохранительной арматуры, уровнемеров и других систем и устройств, расположенных на перекрытии.

Для тушения горящего СПГ при его разливе на относительно небольших площадях (загорание паров СПГ на сбросных свечах, горение СПГ в лотках и бассейнах-ловушках) применяют химические средства в виде порошков на базе бикарбоната натрия, фосфата мочевины и др.

При разливе СПГ на больших площадях применяют в основном воздухо-механические пены с кратностью расширения от 1:300 до 1:500.

Разработаны и широко применяются соответствующие стационарные и передвижные средства пожаротушения и автоматики, включая средства обнаружения загазованности и возгорания.

11.4.3. Отечественные разработки в области изотермического хранения сжиженных газов

К настоящему времени отечественной промышленностью уже накоплен определенный опыт проектирования и строительства низкотемпературных резервуаров для изотермического хранения сжиженных углеводородных газов. На ряде нефтехимических и газоперерабатывающих комбинатов успешно эксплуатируются резервуары для хранения сжиженного пропана (-45°С) и безводного аммиака (-65°С). Введены в эксплуатацию два резервуара объёмом по 10 тыс. м^3 для хранения сжиженного этилена(-104°С), жидкого кислорода (-186°С).

В составе комплекса СПГ в районе г. Еревана (не достроен) были сооружены три заглубленных хранилища СПГ емкостью по 60 тыс.м^3. Хранилища имеют внешний корпус из армированного бетона и внутренний самонесущий резервуар из 9%-ной никелевой стали. Под основаниями хранилищ предусмотрена система электроподогрева.

По проработкам ряда отечественных организаций наиболее перспективными хранилищами, как с точки зрения экономических показателей, так и технологии сооружения, являются на(над)земные вертикальные двустенные металлические резервуары с внутренней самонесущей емкостью из 9%-ной никелевой стали и внешней емкостью из обычной углеродистой стали.

В качестве теплоизоляции оснований таких хранилищ может использоваться пенобетон или пеностекло, изоляции межстенного пространства и перекрытия — перлит.

Для небольших комплексов СПГ хранилище может компоноваться из резервуаров на базе кислородных и азотных емкостей разработки ОАО «Криогенмаш» (см. *табл. 11.10*).

11.4.4. Установки регазификации СПГ

Для выдачи природного газа потребителям в составе комплексов СПГ предусматриваются насосные станции и установки для испарения сжиженного газа (регазификации).

Основными требованиями, предъявляемыми к установкам регазификации, являются:

- достаточная производительность для удовлетворения пикового спроса на газ в короткий промежуток времени;
- малая инерционность, высокая степень готовности к пуску;
- возможность экономичного регулирования производительности в широком диапазоне;
- небольшие капитальные вложения;
- высокая надежность.

В настоящее время в мировой практике применяются различные способы регазификации СПГ с использованием:

- промежуточных теплоносителей;

- погружных горелок;
- обогрева продуктами сгорания природного газа;
- радиационного теплообмена;
- водяного орошения;
- систем утилизации холода испаряемого СПГ.

В системах с промежуточным теплоносителем (**рис. 11.39**) используют вещество, не замерзающее при низких температурах (например, изопентан), которое подогревается и испаряется при теплообмене с продуктами сгорания газа.

Пары изопентана направляются с помощью газодувки в испаритель СПГ, конденсируются, отдавая тепло сжиженному природному газу, и возвращаются в подогреватель. Система характеризуется высокими капитальными и эксплуатационными расходами, сложностью обслуживания, большой инерционностью.

Система с использованием погружных горелок (**рис. 11.40**) представляет собой емкость со змеевиком заполненную водой. Вода нагревается, насыщается дымовыми газами из горелок, турбулизируется и передает тепло сжиженному природному газу. Система характеризуется высокой степенью надежности и безопасности работы. Однако запуск установки достаточно сложный, дистанционное управление затруднено. Кроме того, погружное горение в воде приводит к образованию кислоты и, соответственно, к необходимости постоянного контроля качества воды и ее своевременной замены.

Установки с обогревом продуктами сгорания природного газа (**рис. 11.41**) характеризуются наиболее высоким термическим КПД. С целью интенсификации теплообмена продукты сгорания разгоняются в трубе Вентури до высоких скоростей, а теплообменная поверхность выполняется из оребренных труб. Такого типа установки отличаются надежностью работы, малой инерционностью, возможностью полной автоматизации процесса.

В системах водяного испарения (**рис. 11.42**) СПГ регазифицируется путем орошения змеевиков испарителя водой. Использование таких систем связано с большими капитальными и эксплуатационными затратами из-за низкой эффективности теплообмена и необходимостью специальных мероприятий по борьбе с коррозией и отложением солей на поверхностях испарителей.

Установки с радиационным обогревом основаны на подводе тепла к СПГ инфракрасным излучением, испускаемым специальными горелками беспламенного горения. Такие системы малоинерционны, могут быть полностью автоматизированы, хорошо регулируются. Однако в процессе работы на теплообменной поверхности испарителя может образовываться иней, что приводит к снижению эффективности их работы.

Системы регазификации СПГ с утилизацией холода обычно не применяются на комплексах регулирования пиковых нагрузок из-за кратковременности их работы в году.

Для комплекса СПГ в районе г. Еревана ВНИИнефтемашем разработан регазификатор радиационного типа производительностью до 2,5 млн. $нм^3$ в сутки.

В регазификаторе происходит испарение СПГ за счет инфракрасного излучения и подогрев газа до 10°С путем теплообмена с продуктами сгорания топливного газа.

Регазификатор оборудован отсечными шаровыми кранами с электроприводом, регулятором расхода СПГ и топливного газа, предохранительными клапанами и системой автоматических блокировок.

Для регазификаторов малой производительности возможно использование теплового потенциала окружающей атмосферы.

Холодные газификаторы жидких водорода, кислорода, азота и аргона различных типов эксплуатируются на криогенной испытательной базе НИИ машиностроения с начала 80-х годов. Техническая характеристика стационарных испарителей ИА-345, разработанных Балашихинским ОАО «Криогенмаш», представлена в *табл. 11.11*. В настоящее время это самые эффективные испарители, изготавливаемые отечественной промышленностью. В качестве теплоносителя при испарении криогенных жидкостей в них используется атмосферный воздух, и принудительный подвод тепловой энергии для них не требуется.

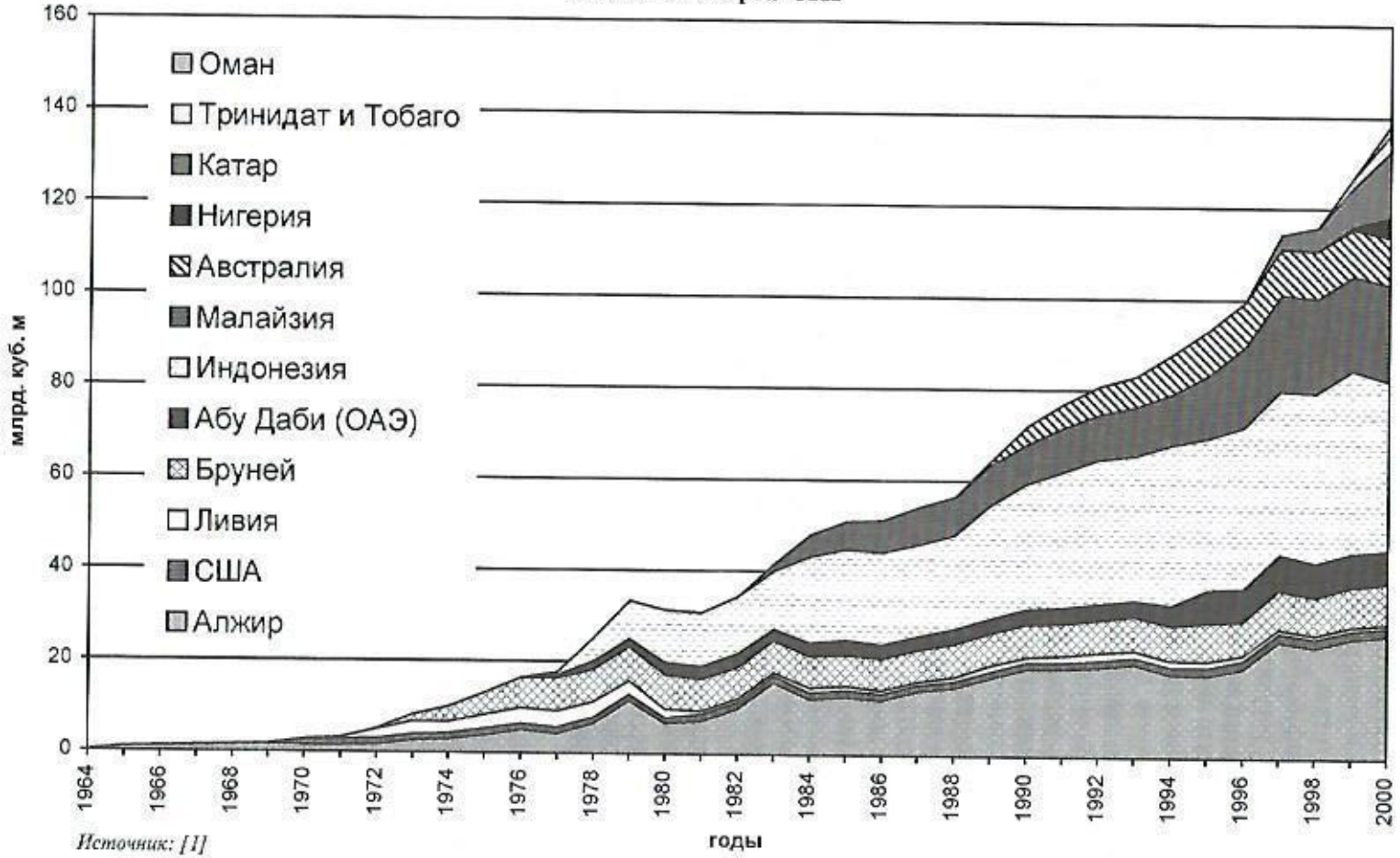
Природный газ, в отличие от жидких азота, аргона или кислорода, — горючий газ, поэтому наличие в блочном испарителе наружного кожуха, защищающего испарительные пластины от механических повреждений (случайных и умышленных), обязательно.

Для исключения возможности повреждения панелей испарителя, расположенных внутри цилиндрического корпуса, от попадания различных предметов через открытую верхнюю часть испарителя предусматривается установка сверху испарителя сетки с необходимым размером ячейки.

Кроме этого, АО «Сибкриотехника» (г. Омск) выпускает холодные газификаторы трех типов с емкостью 3, 5 и 8 м^3, производительностью от 25 до 500 норм. м^3 в час.

Рис. 11.1

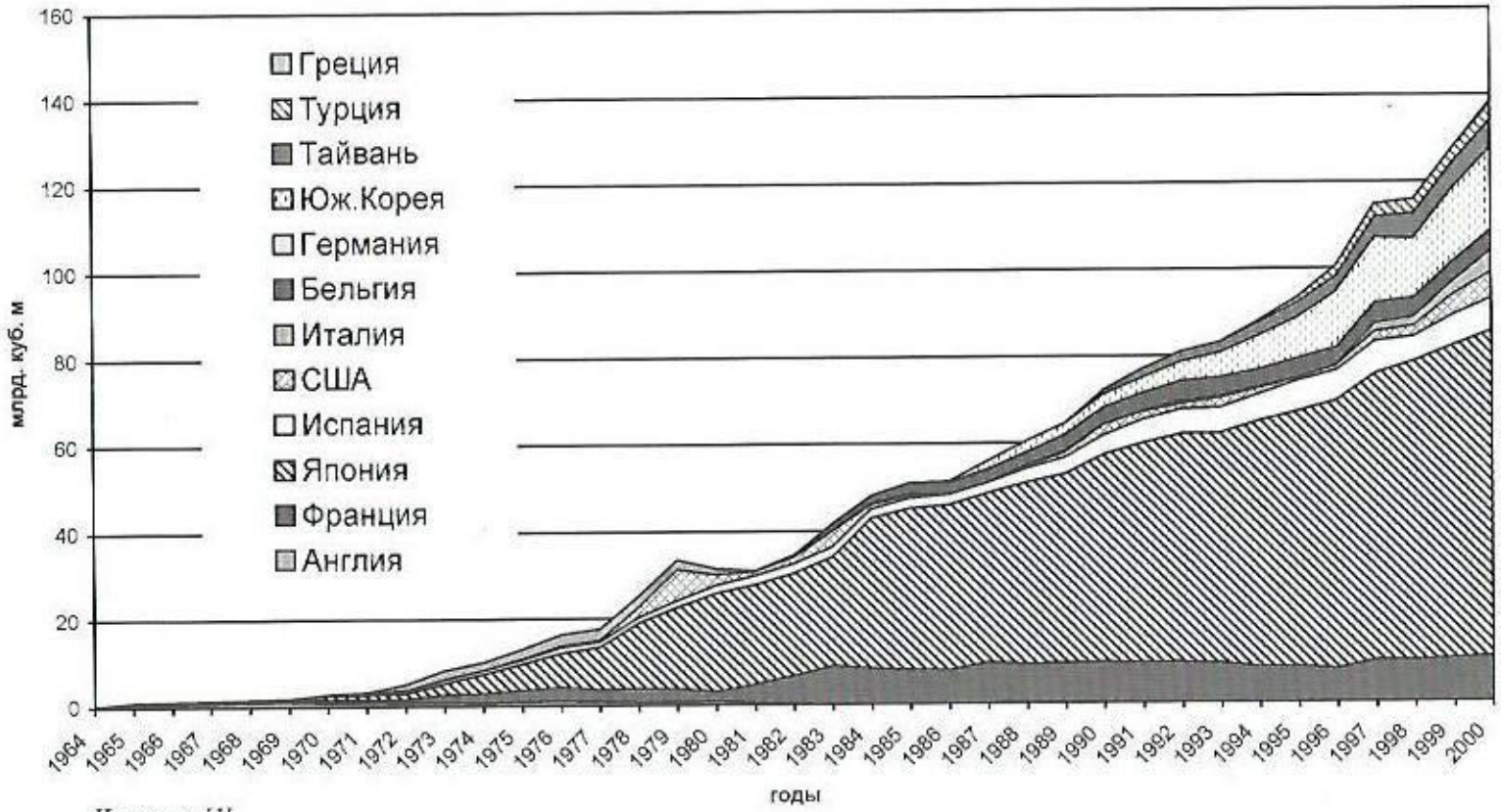
Объемы экспорта СПГ



Источник: [1]

Рис. 11.2

Объемы импорта СПГ



Источник: [1]

Рис. 11.3

Действующие заводы СПГ

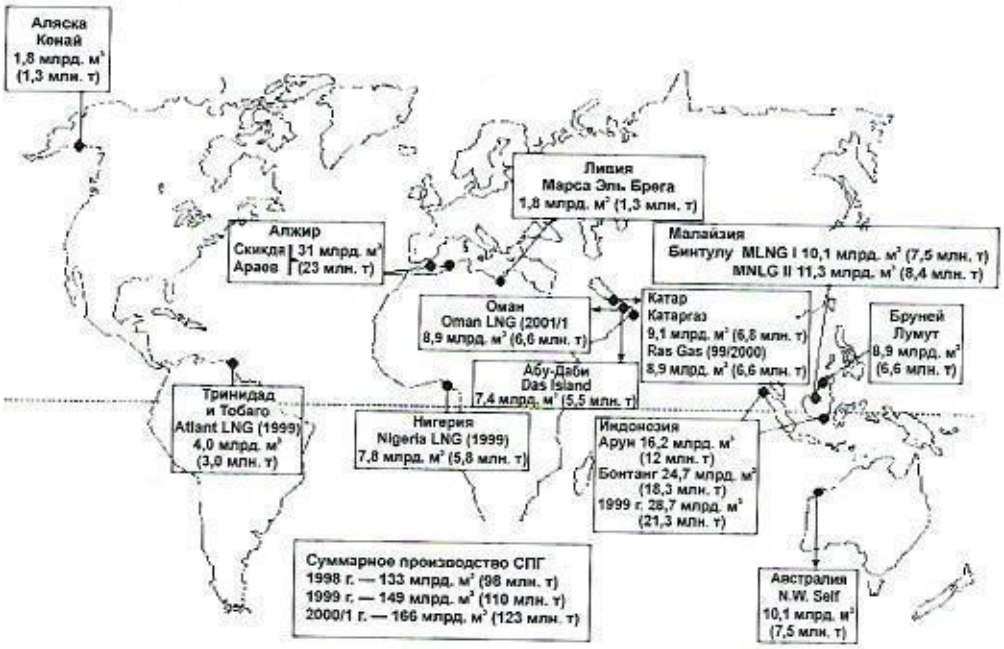


Рис. 11.4

Приемные терминалы СПГ в США



Рис. 11.5

Приемные терминалы СПГ в Европе



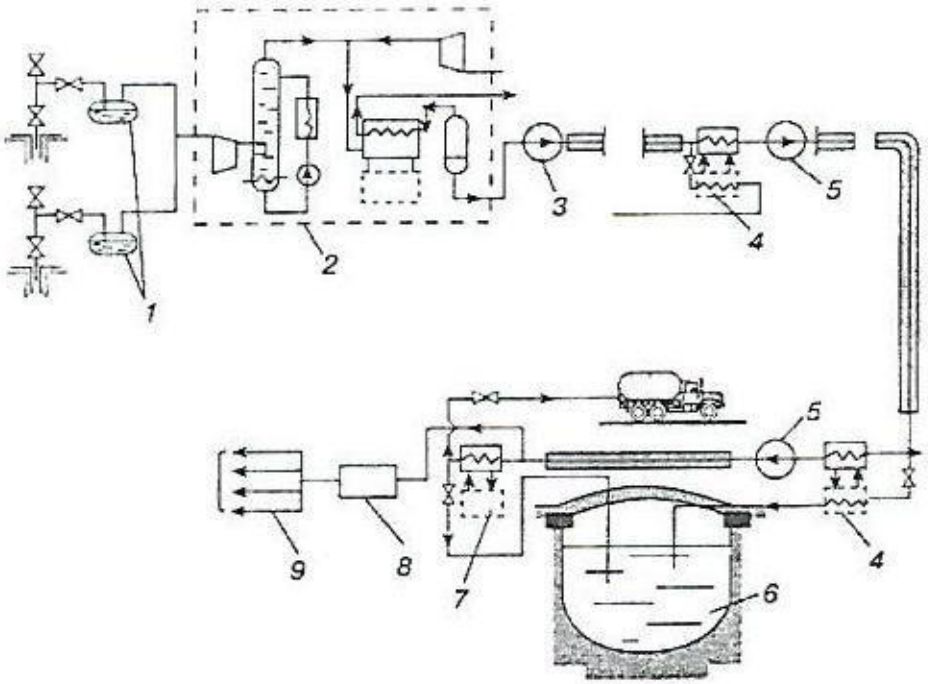
Рис. 11.6

Приемные терминалы СПГ в Азии



Рис. 11.7

Принципиальная схема трубопроводного транспорта СПГ



1 – установки промысловой обработки газа;
2 – головной завод сжижения;
3 – головная насосная станция;
4 – промежуточные станции охлаждения;
5 – промежуточные насосные станции;
6 – хранилище СПГ;
7 – станция переохлаждения;
8 – установка регазификации;
9 – подача газа потребителю

Рис. 11.8

Общий вид автомобильной цистерны ЦТП-30/0.7

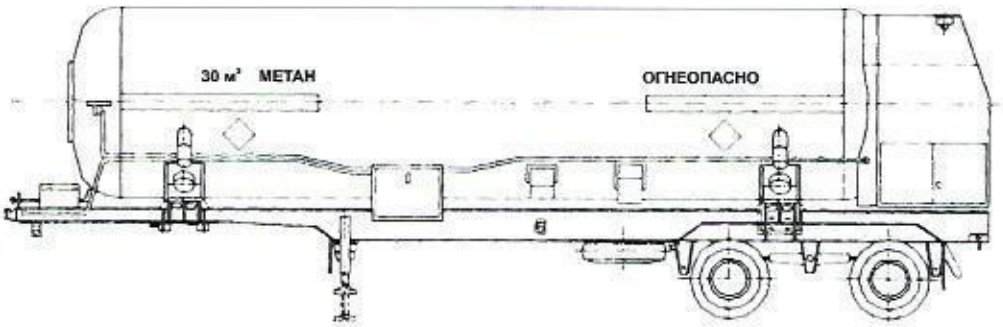


Рис. 11.9

Железнодорожная метановая цистерна модели 15-147У

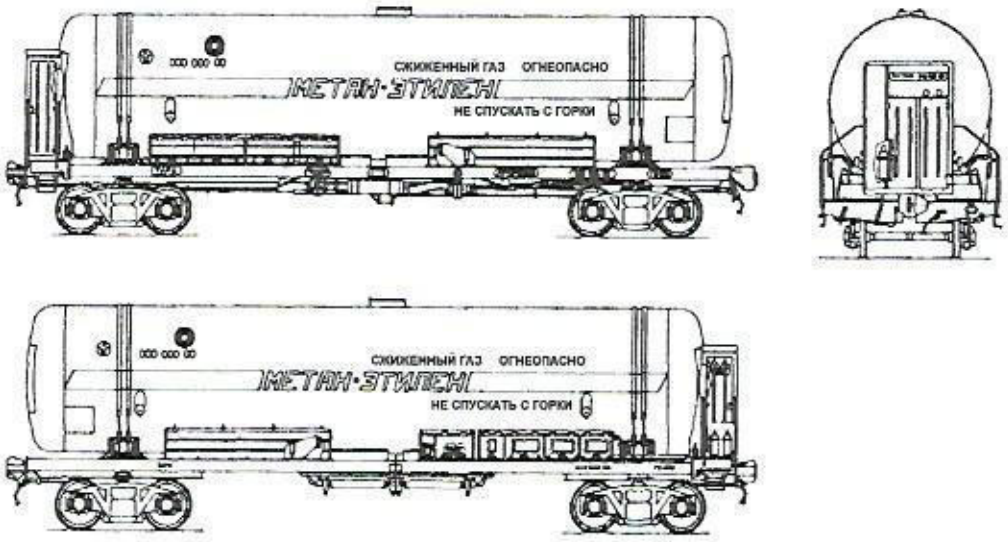


Рис. 11.10

Новые проекты заводов СПГ

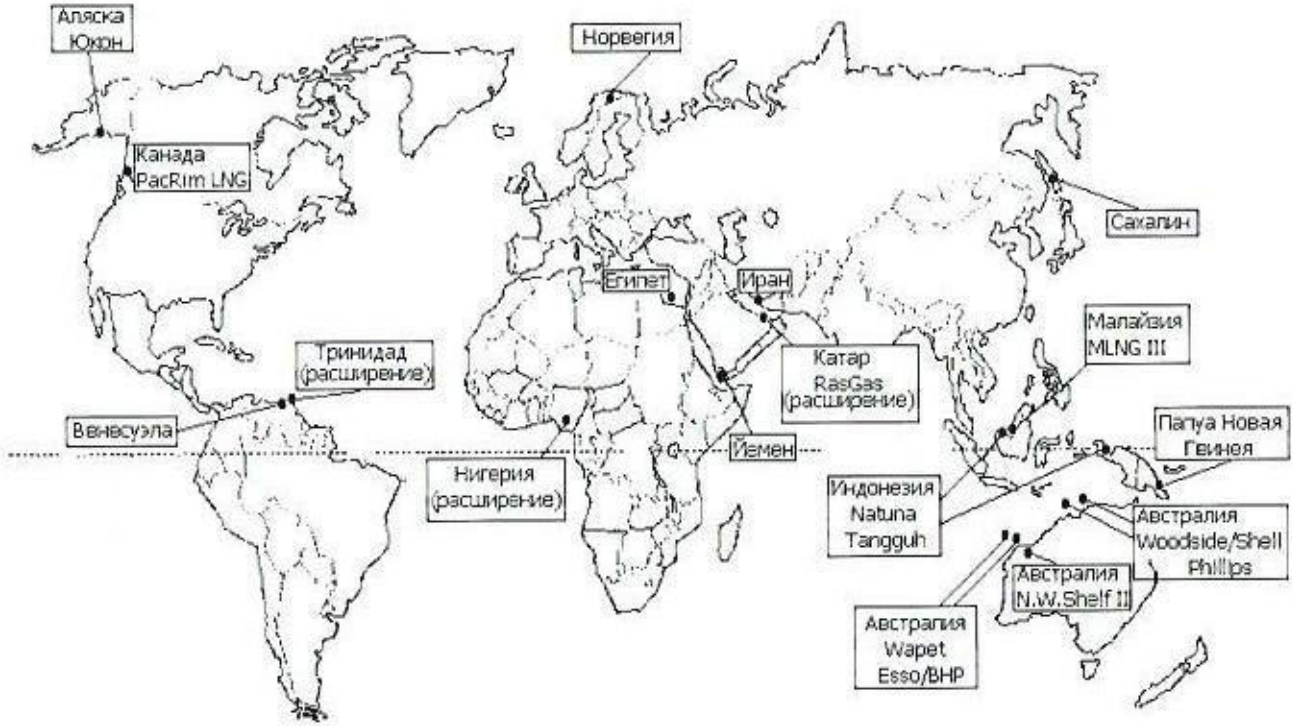


Рис. 11.11.

Капитальные затраты в элементы транспортно-технологической системы СПГ

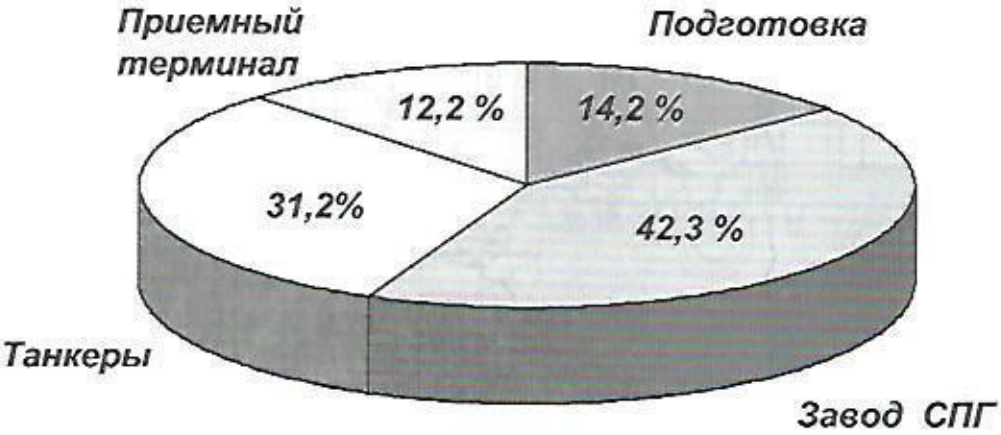


Рис. 11.12.

Капитальные вложения в завод СПГ

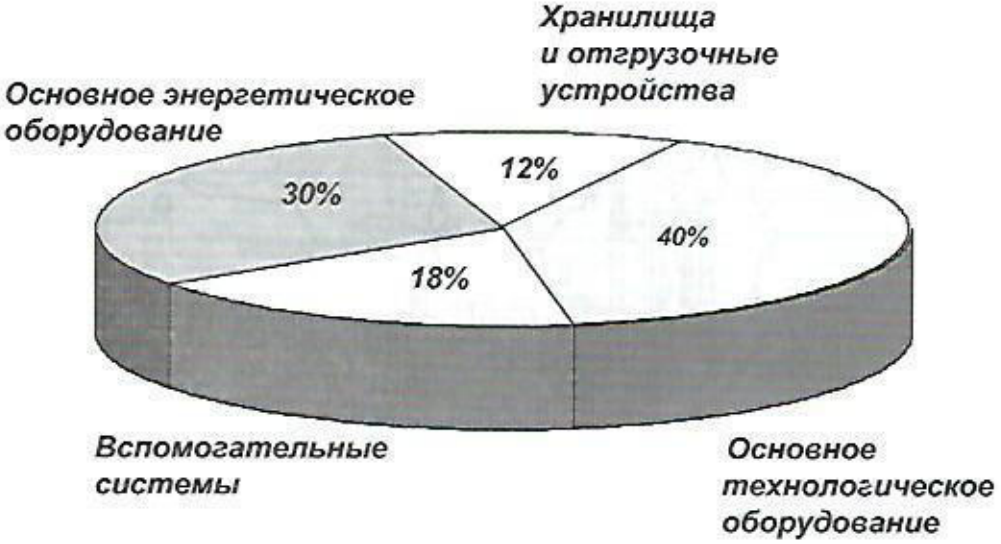


Рис. 11.13

Индикативный уровень затрат на сжиженный природный газ

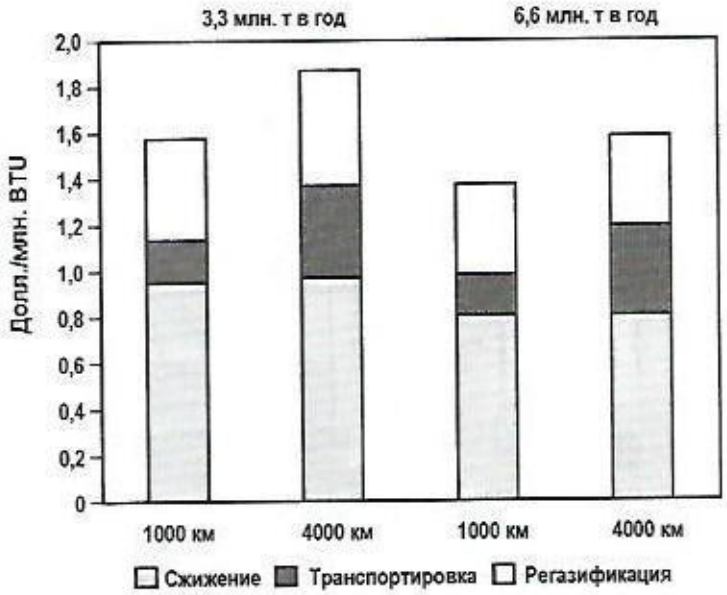


Рис. 11.14

Цена CIF на нефть и СПГ в мире

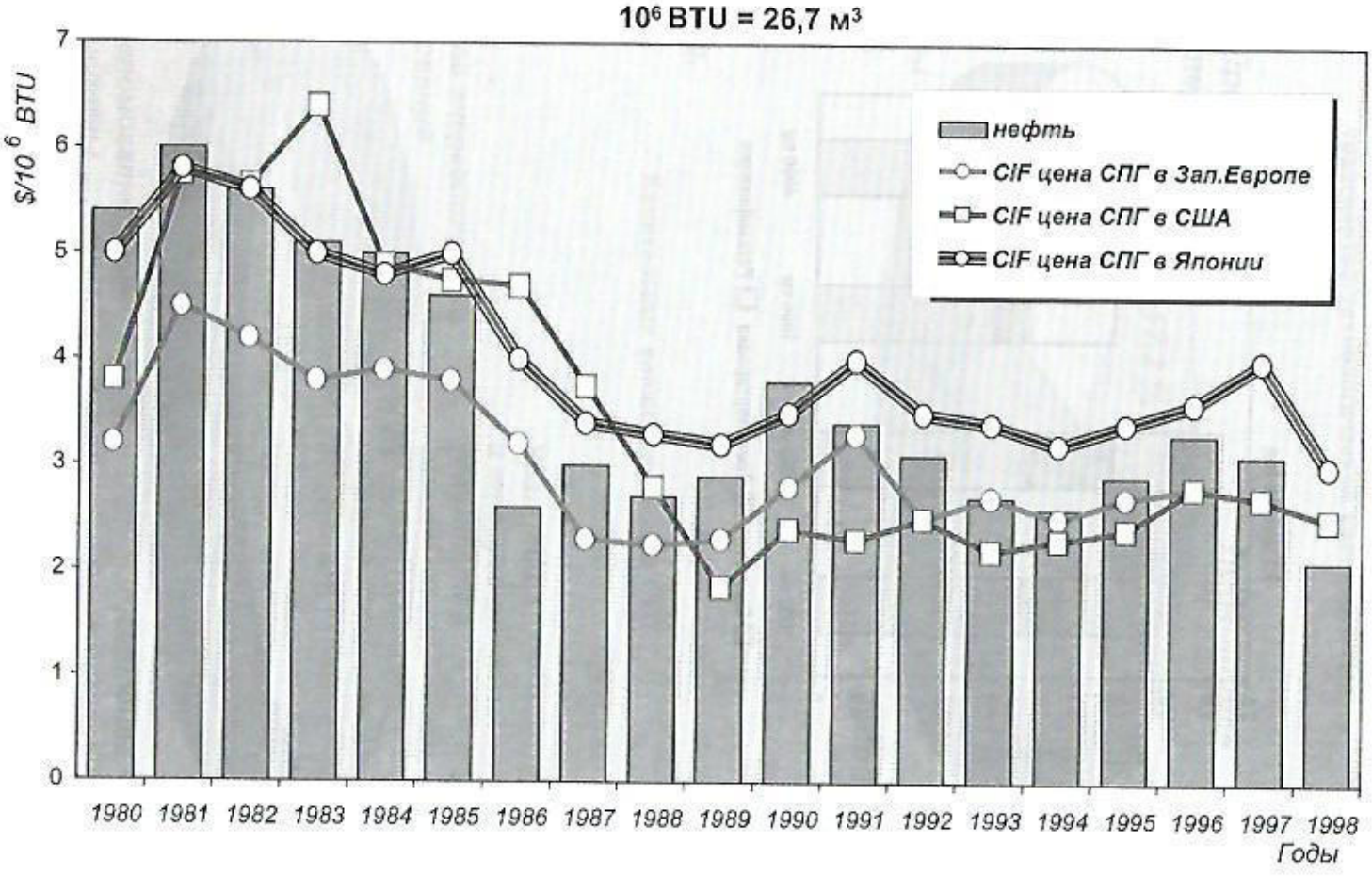


Рис. 11.15

Принципиальная схема процесса очистки газа

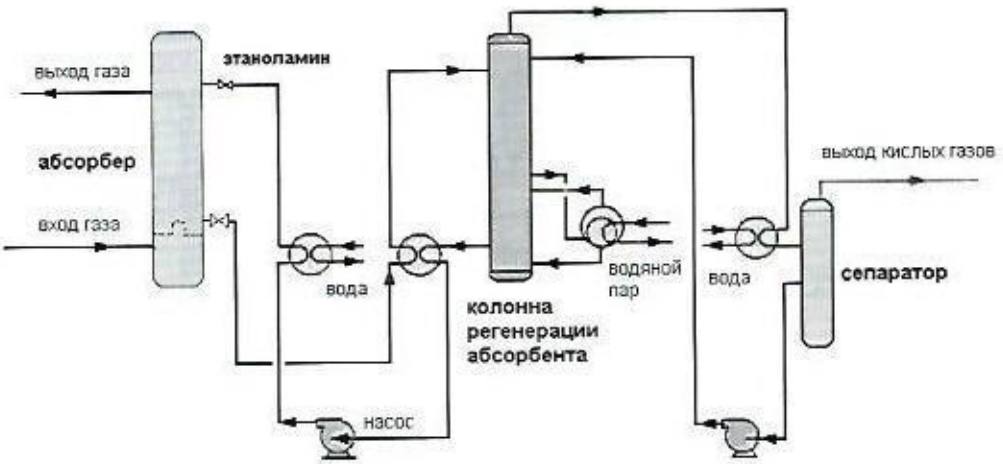


Рис. 11.16

Принципиальная схема процесса осушки газа на молекулярных ситах

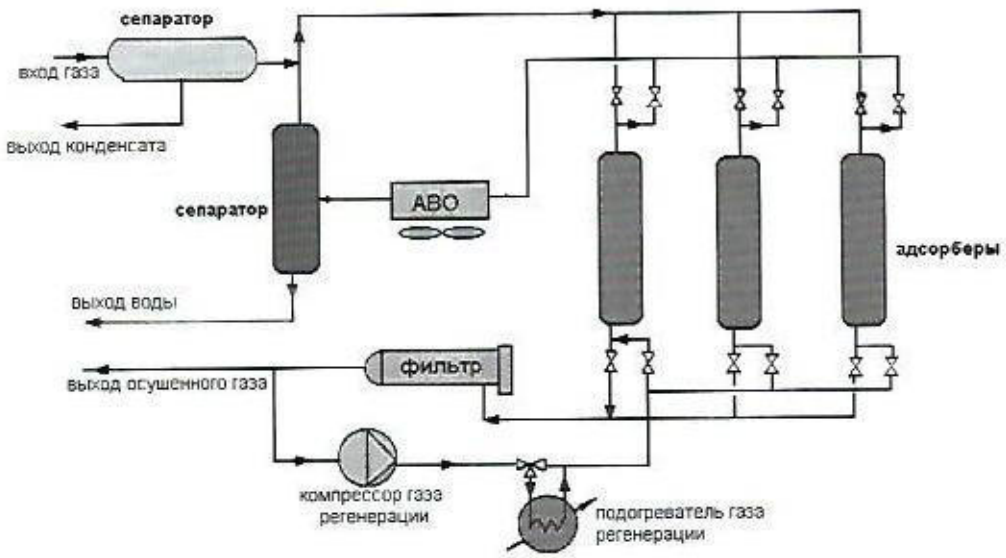


Рис. 11.17

Принципиальная схема блоков разделения тяжелой фракции

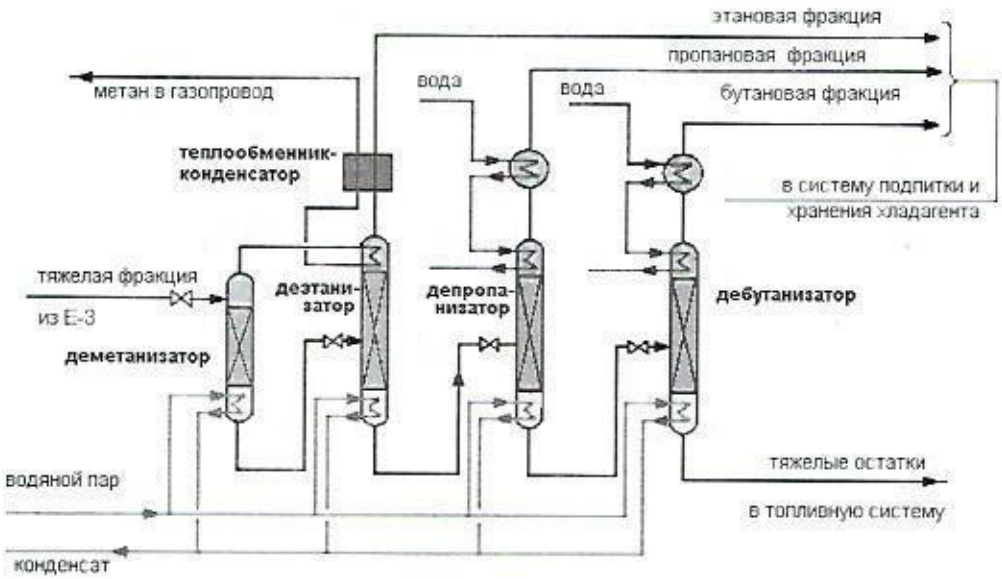


Рис. 11.18

Классический каскадный цикл

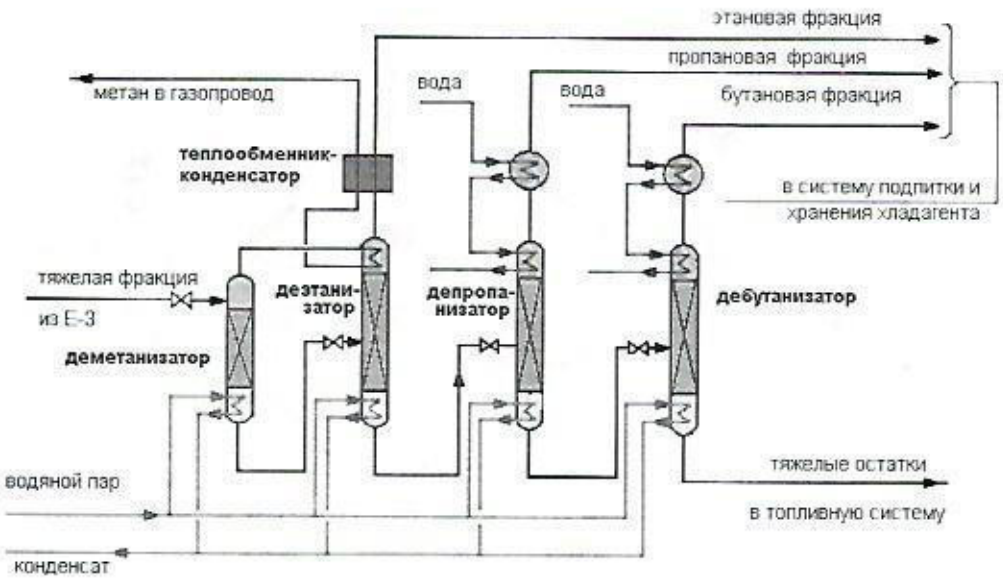


Рис. 11.19

Схема установки сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла на многокомпонентной смеси

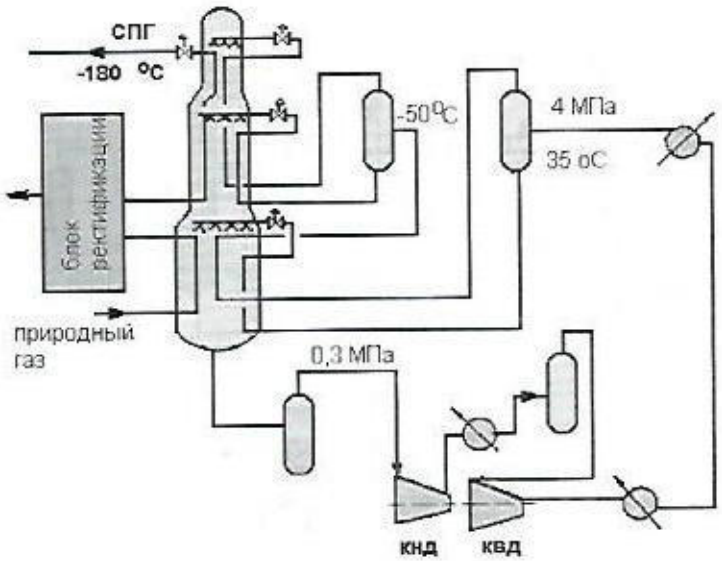
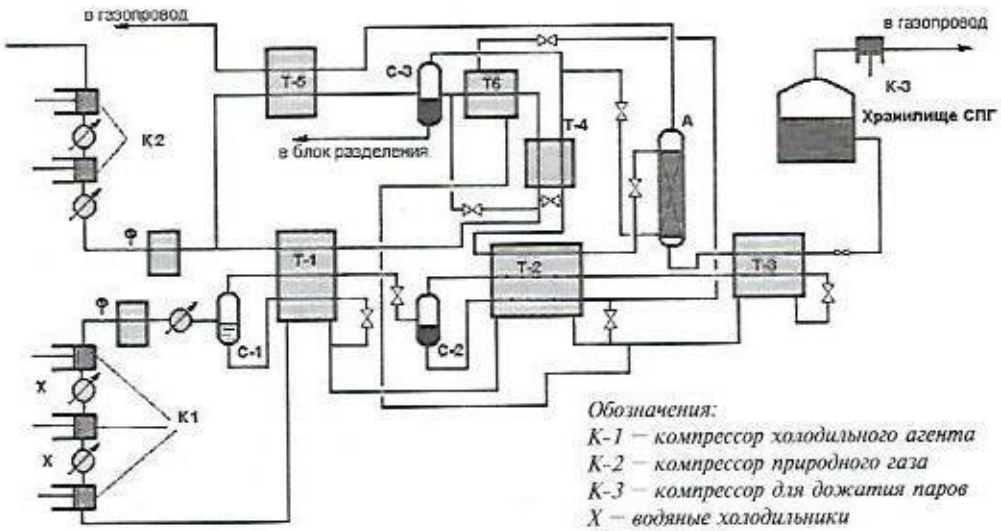


Рис. 11.20

Принципиальная схема установки сжижения природного газа



Обозначения:
К-1 – компрессор холодильного агента
К-2 – компрессор природного газа
К-3 – компрессор для дожатия паров
Х – водяные холодильники
Ф – фильтры
Т – теплообменные аппараты
С – сепараторы
Р – ресивер
А – азотная колонна

Рис. 11.21

Принципиальная схема установки сжижения газа на основе однопоточного холодильного цикла «Теалярк» с двумя степенями давления

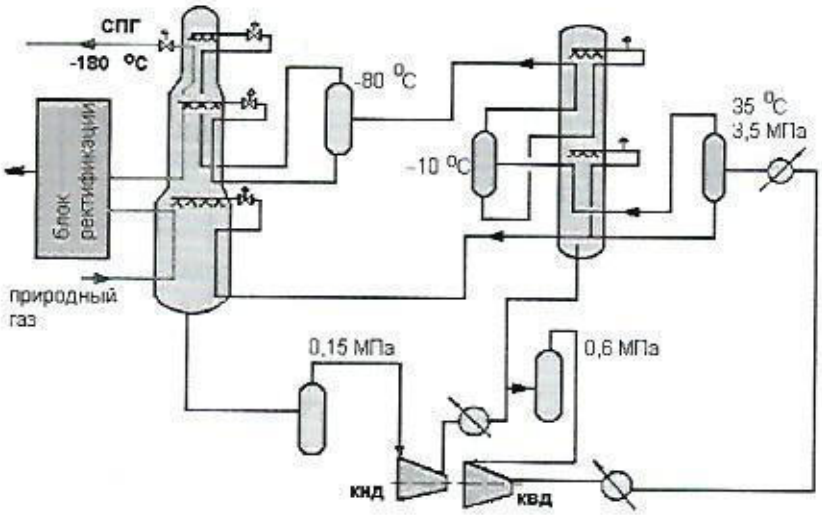


Рис. 11.22

Q – T диаграмма

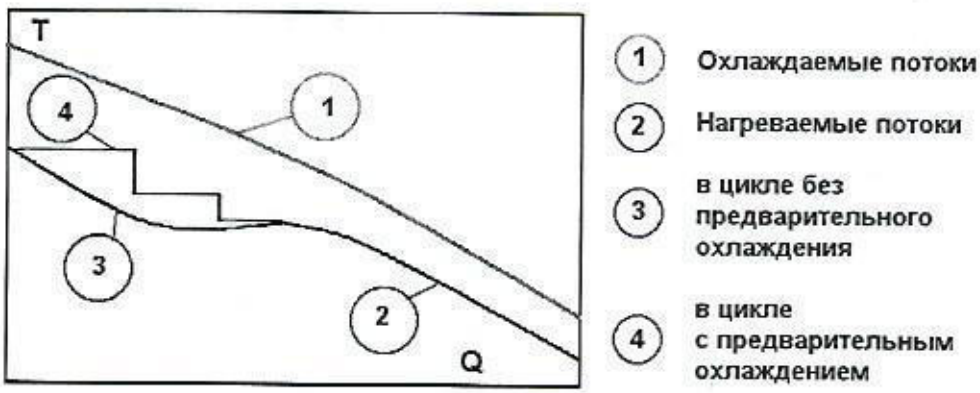


Рис. 11.23

Технологическая схема установки на основе однопоточного цикла с предварительным пропановым охлаждением

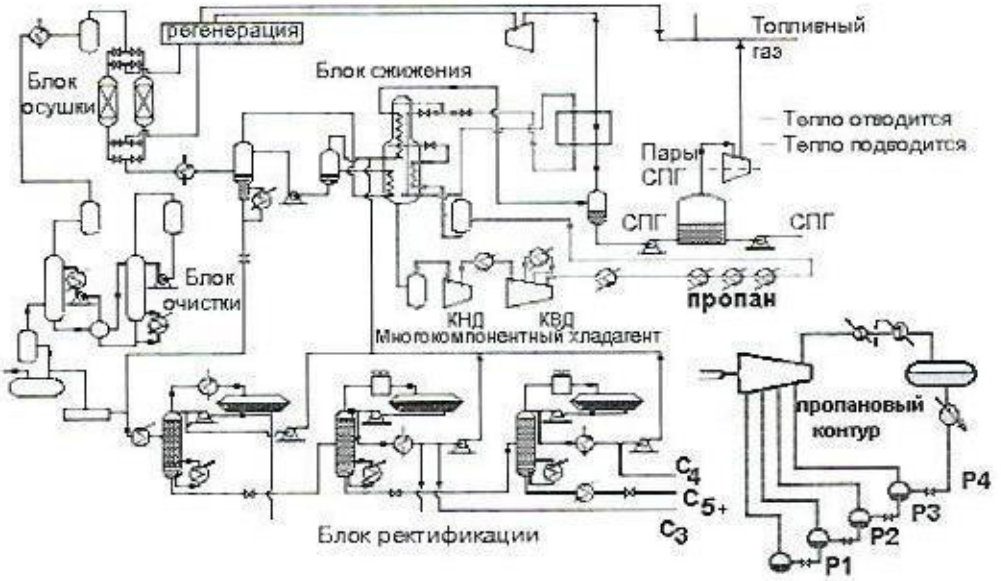


Рис. 11.24

Принципиальная технологическая схема установки сжижения газа в Армении

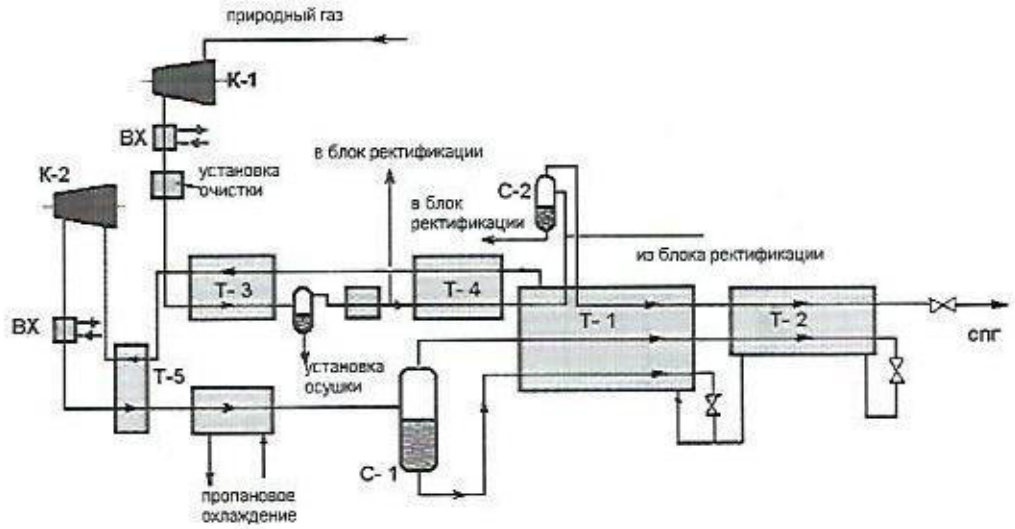


Рис. 11.25

Цикл на смешанном холодильном агенте с предварительным охлаждением газа и смешанного хладагента в дополнительном цикле

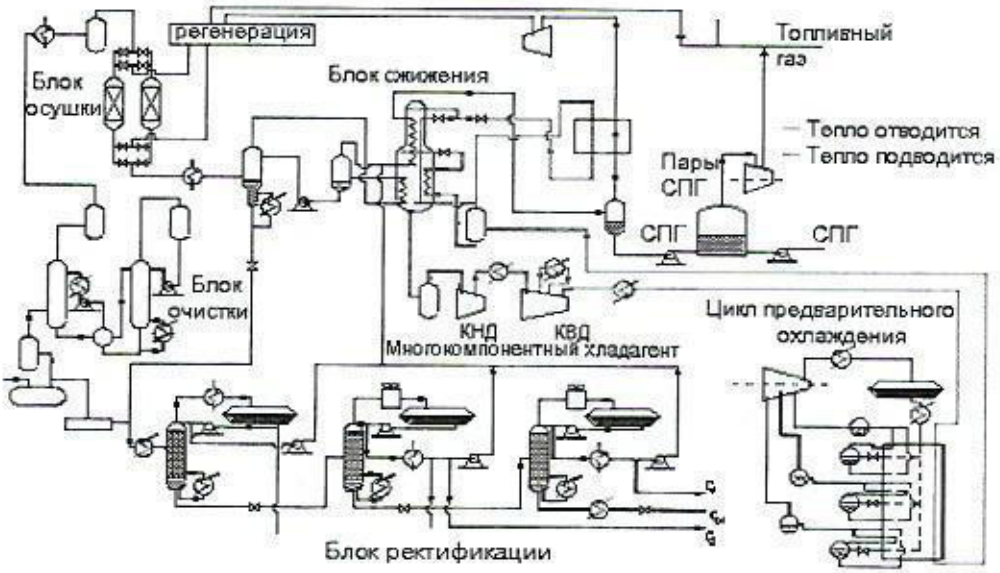


Рис. 11.26

Принципиальная схема установки сжижения по детандерному циклу с предварительным охлаждением по однопоточному циклу

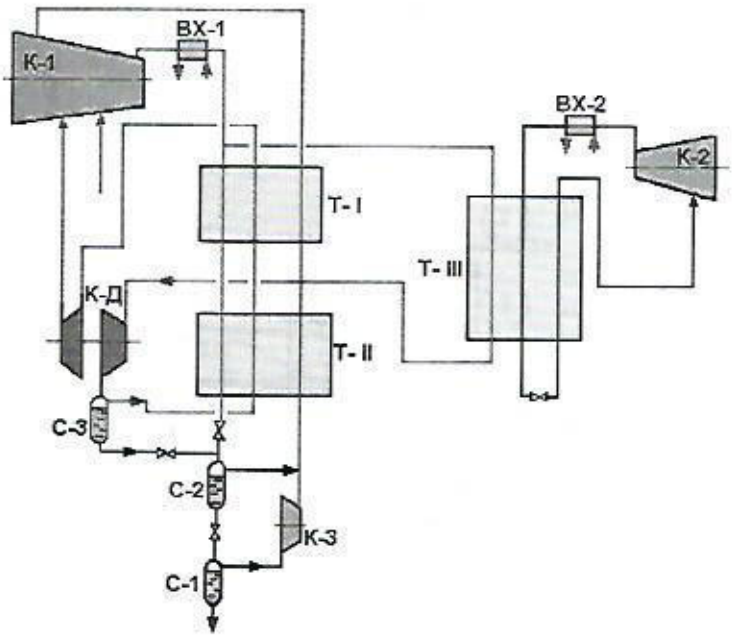


Рис. 11.27

Установки сжижения газа № 1 на острове Грейн

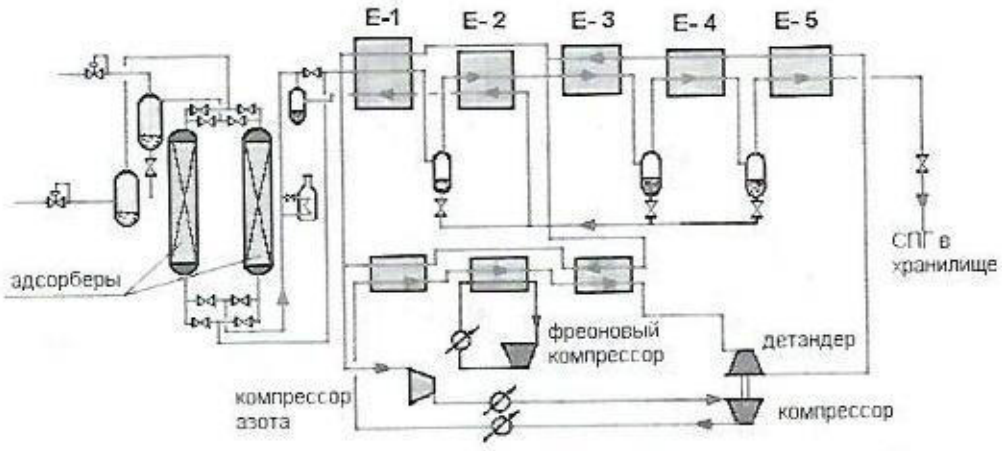


Рис. 11.28

Схема опытной установки сжижения газа по циклу Клода на ГРС

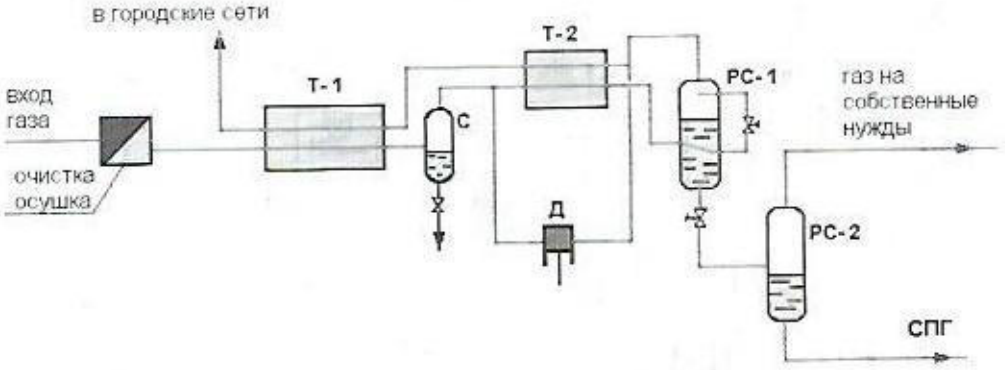


Рис. 11.29

Установка сжижения газа № 2 на острове Грейн

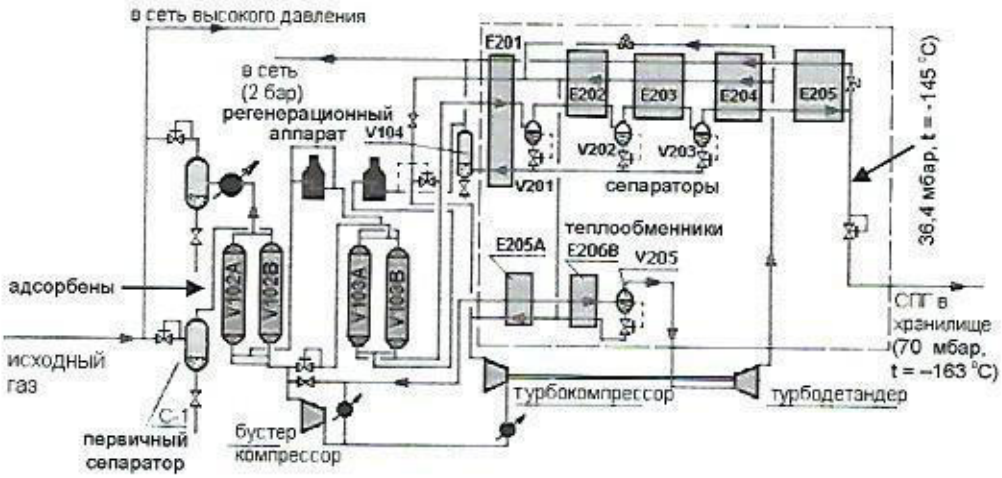


Рис. 11.30

Принципиальная схема установки сжижения природного газа с использованием перепада давления на ГРС

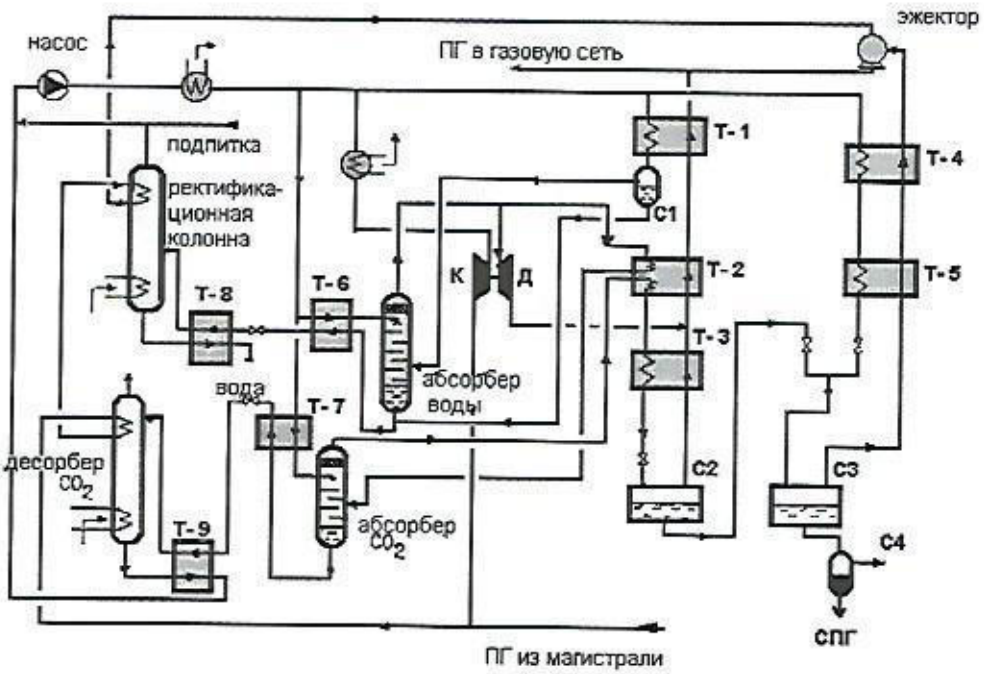


Рис. 11.31

Схема установки сжижения газа с регенераторами и компрессорами

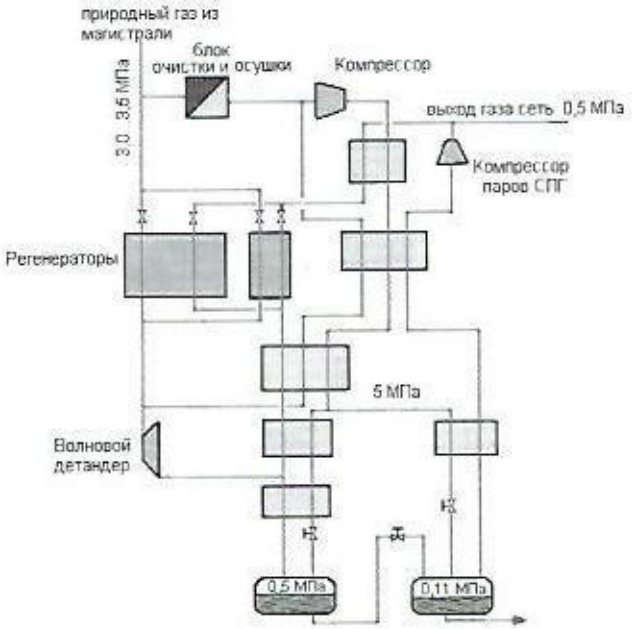


Рис. 11.32

Схема установки сжижения газа с регенераторами без дожимного компрессора

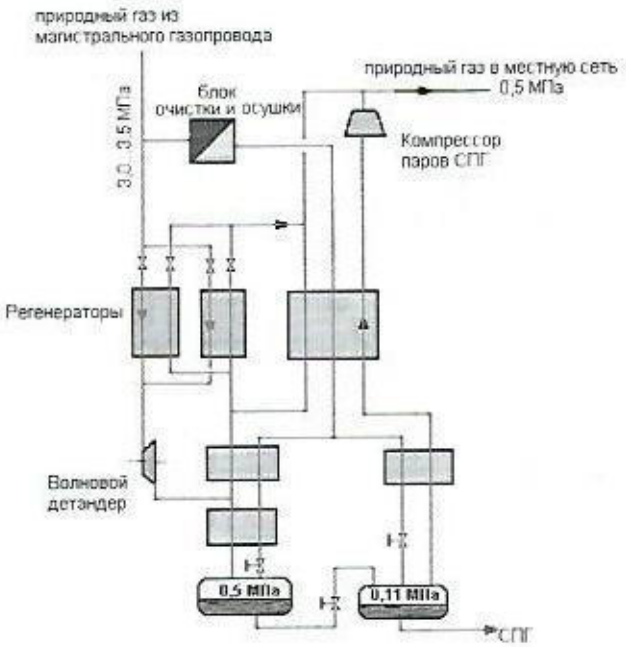


Рис. 11.33

Схема установки сжижения газа с блоком очистки на всем потоке перерабатываемого газа

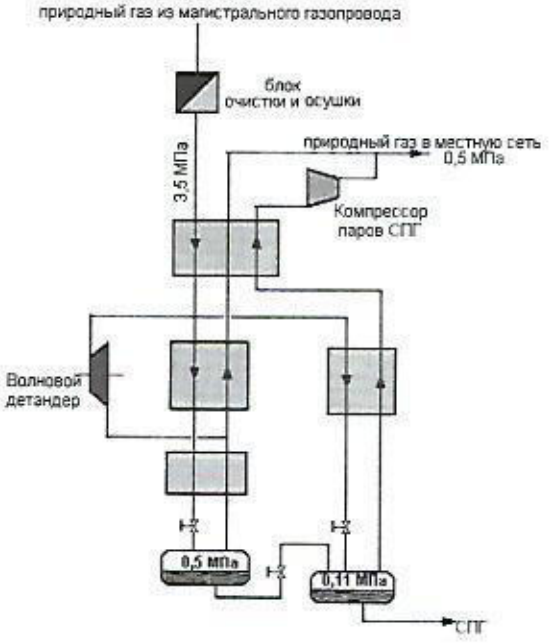


Рис. 11.34

Цикл Стирлинга

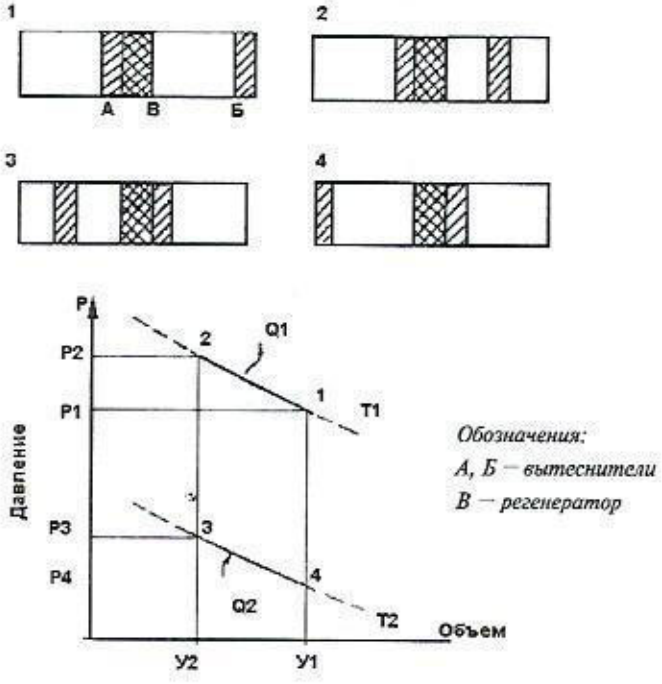
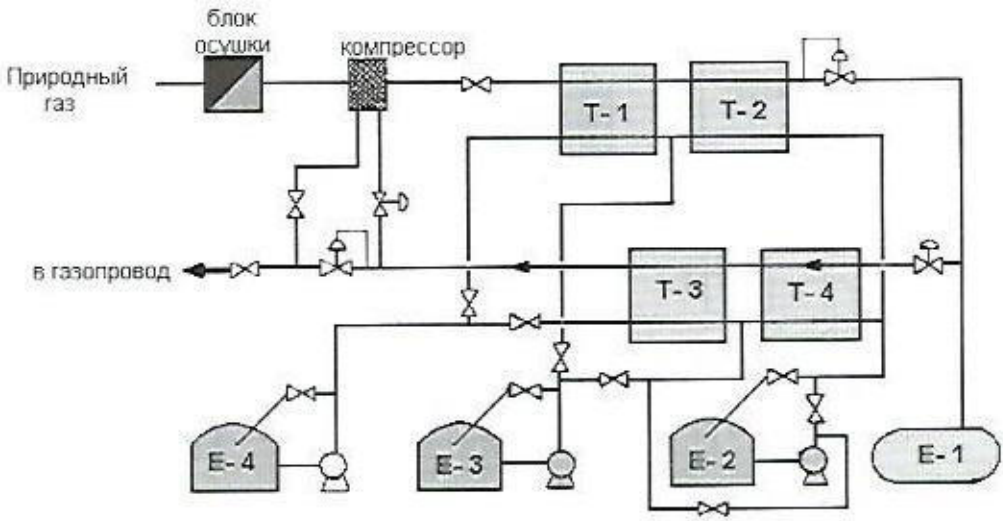


Рис. 11.35

Процесс «реверсивного» производства СПГ



Обозначения:

Т- теплообменные аппараты

Е – емкости

Рис. 11.36

Схема установки сжижения газа с процессом Райан – Холмса

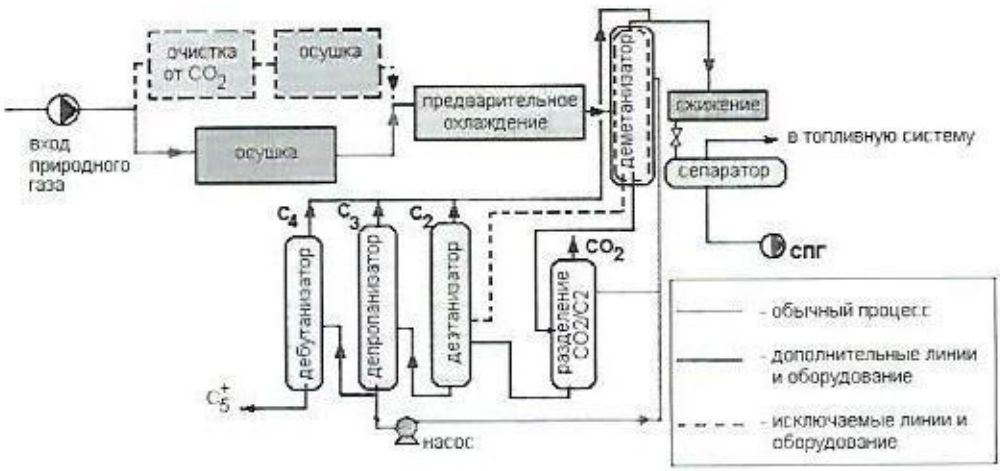


Рис. 11.37

Схема установки сжижения газа в Ньюпорте

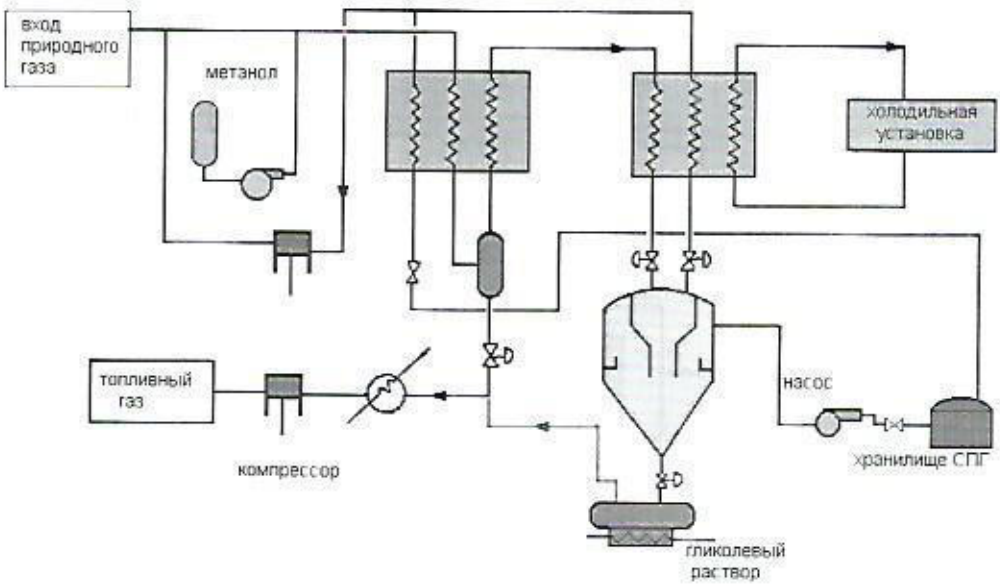


Рис. 11.38

Схема процесса сжижения газа фирмы Эр Продактс с использованием детандера

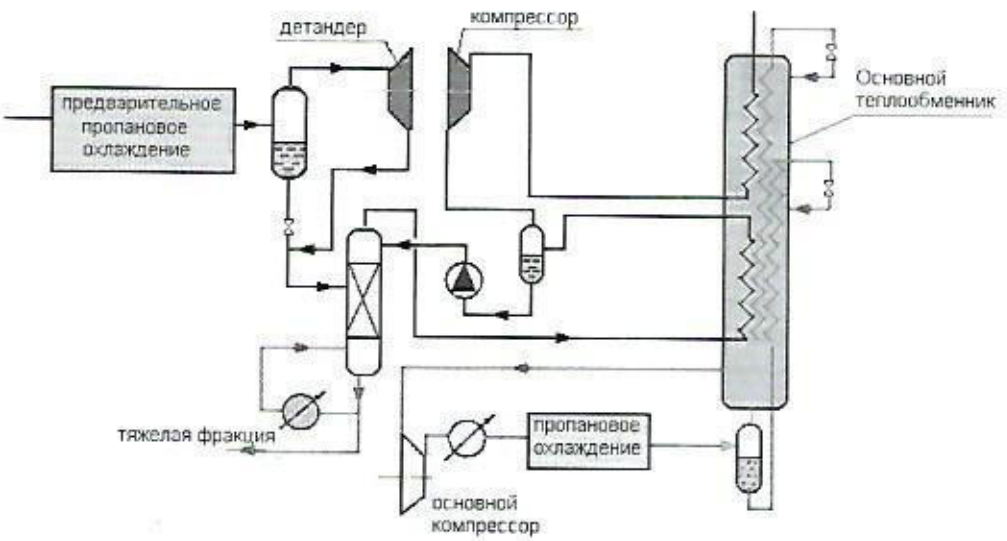


Рис. 11.39

Регазификатор с промежуточным теплоносителем

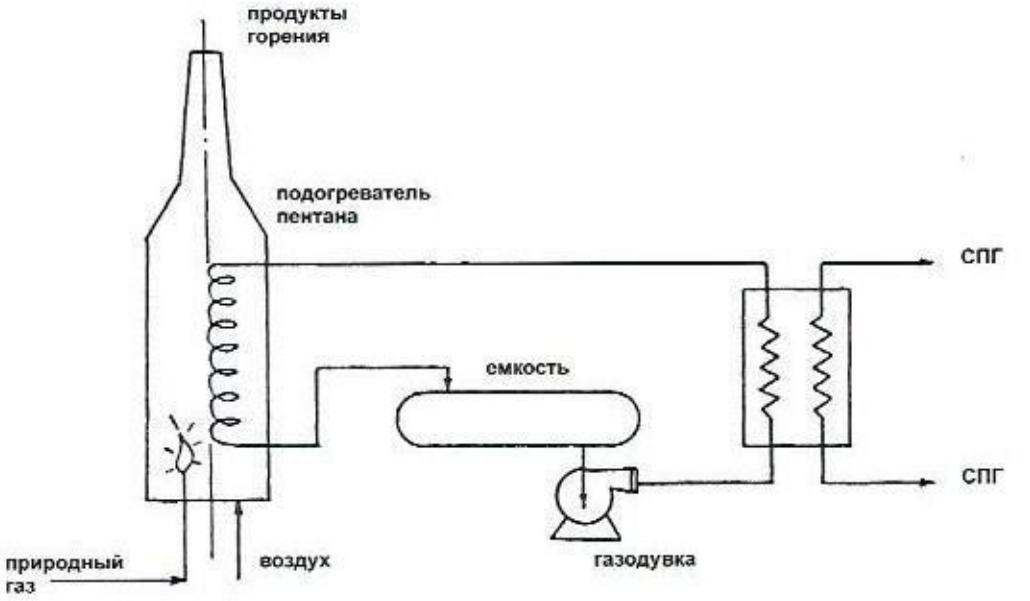


Рис. 11.40

Регазификатор с погружными горелками

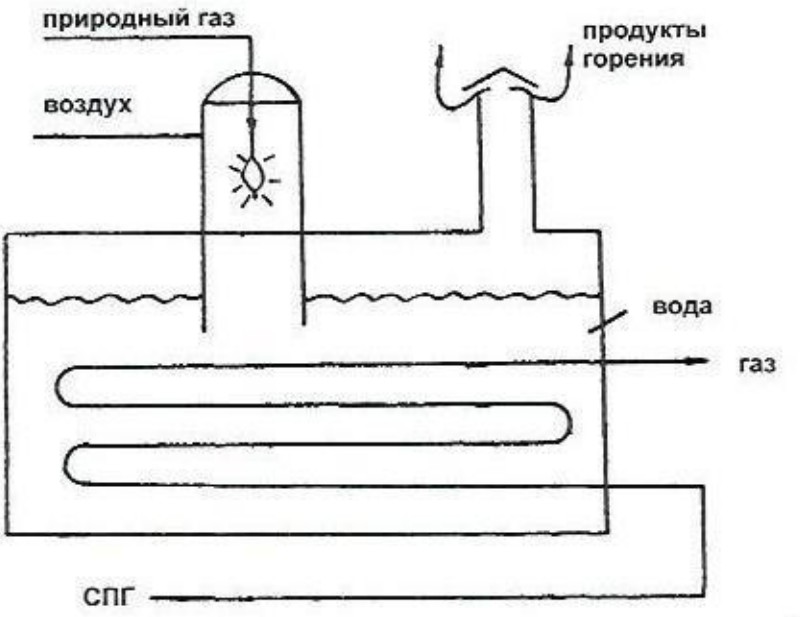


Рис. 11.41

Регазификатор с обогревом продуктами сгорания

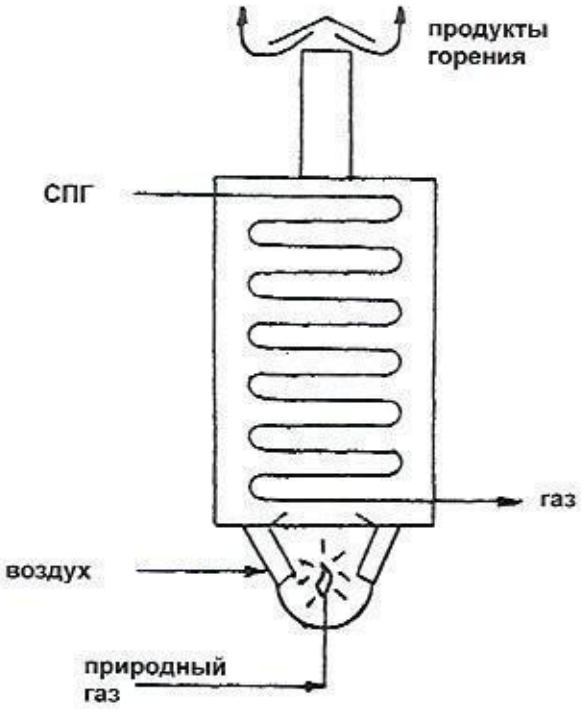


Рис. 11.42

Регазификатор с системой водяного отопления

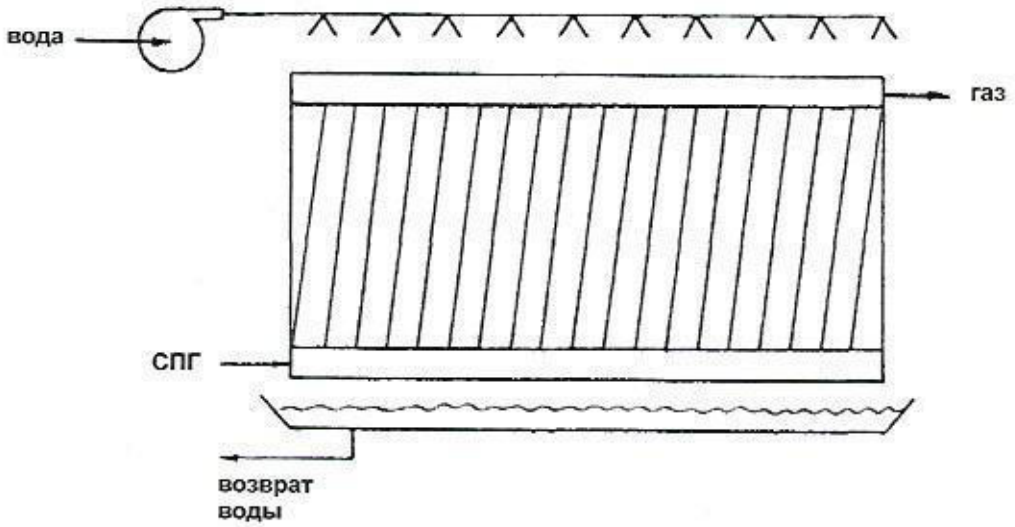


Таблица 11.1

Объемы экспорта СПГ, млрд. м³

Год	Алжир	США	Ливия	Бруней	Абу Даби (ОАЭ)	Индонезия	Малайзия	Австралия	Нигерия	Катар	Тринидад и Тобаго	Оман	Всего
1968	1,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,50
1969	1,61	0,07	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,68
1970	1,49	1,14	0,06	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,69
1971	1,48	1,29	0,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,12
1972	1,65	1,24	2,10	0,06	—	—	—	—	—	—	—	—	5,05
1973	2,59	1,25	2,85	1,53	—	—	—	—	—	—	—	—	8,22
1974	2,93	1,22	2,52	3,36	—	—	—	—	—	—	—	—	10,03
1975	3,77	1,41	3,13	4,74	—	—	—	—	—	—	—	—	13,05
1976	5,00	1,29	3,53	6,53	—	—	—	—	—	—	—	—	16,35
1977	4,21	1,34	3,62	7,28	0,52	0,66	—	—	—	—	—	—	17,63
1978	6,51	1,26	3,45	7,11	1,70	5,10	—	—	—	—	—	—	25,13
1979	11,53	1,32	3,01	7,40	1,75	8,32	—	—	—	—	—	—	33,33
1980	6,67	1,16	1,94	7,49	2,60	11,48	—	—	—	—	—	—	31,34
1981	7,13	1,45	0,75	7,05	2,65	11,75	—	—	—	—	—	—	30,78
1982	9,92	1,29	0,82	6,92	2,98	12,41	—	—	—	—	—	—	34,34
1983	15,67	1,41	0,77	7,04	2,41	12,82	1,48	—	—	—	—	—	41,60
1984	12,15	1,37	1,11	6,94	2,82	18,90	4,71	—	—	—	—	—	48,00
1985	12,64	1,37	1,04	6,86	3,11	19,94	5,92	—	—	—	—	—	50,88
1986	12,00	1,30	0,86	6,98	2,93	20,27	6,86	—	—	—	—	—	51,20
1987	14,02	1,26	0,80	7,01	2,87	20,12	8,01	—	—	—	—	—	56,09
1988	14,83	1,30	1,06	7,25	3,18	20,58	8,26	—	—	—	—	—	60,46
1989	17,02	1,33	1,43	7,09	3,11	24,87	8,74	0,90	—	—	—	—	64,49
1990	19,05	1,36	1,24	7,21	3,20	27,53	8,61	3,94	—	—	—	—	72,14
1991	19,14	1,33	1,58	7,00	3,45	29,71	9,55	5,21	—	—	—	—	76,97
1992	19,53	1,40	1,84	7,13	3,42	31,63	9,76	6,19	—	—	—	—	80,90
1993	20,25	1,41	1,60	7,47	3,35	31,80	10,47	6,69	—	—	—	—	83,04
1994	18,09	1,57	1,48	7,72	4,25	35,15	10,99	8,68	—	—	—	—	87,93
1995	17,91	1,65	1,49	8,38	7,03	33,31	13,65	9,82	—	—	—	—	93,24
1996	19,45	1,75	1,20	7,43	7,15	35,28	17,40	9,87	—	—	—	—	100,5
1997	25,42	1,73	1,03	8,53	7,73	35,71	21,00	10,09	—	2,99	—	—	114,7
1998	24,24	1,78	0,89	8,35	7,39	37,16	20,56	10,53	—	4,94	—	—	115,8
1999	26,12	1,71	0,95	8,72	7,23	40,03	20,61	10,29	0,55	8,74	2,13	—	127,3
2000	26,85	1,72	0,78	9,04	7,06	37,01	21,04	10,42	4,24	14,51	3,64	2,08	138,5

Источник: [1]

Таблица 11.2

Объемы импорта СПГ, млрд. м³

Год	Англия	Франция	Япония	Испания	США	Италия	Бельгия	Германия	Юж. Корея	Тайвань	Турция	Греция	Всего
1968	1,09	0,41	—	—	—	—	—	—	—				1,50
1969	1,14	0,47	0,07	—	—	—	—	—	—				1,68
1970	0,92	0,55	1,14	0,06	0,02	—	—	—	—				2,69
1971	0,91	0,49	1,29	0,31	0,08	0,04	—	—	—				3,12
1972	0,84	0,75	1,30	0,65	0,06	1,45	—	—	—				5,05
1973	0,81	1,67	2,78	0,85	0,11	2,00	—	—	—				8,22
1974	0,67	2,08	4,58	0,92	—	1,78	—	—	—				10,0
1975	0,92	2,57	6,15	1,03	0,14	2,24	—	—	—				13,0
1976	1,06	3,17	7,82	1,42	0,29	2,59	—	—	—				16,3
1977	0,88	2,74	9,82	1,28	0,32	2,61	—	—	—				17,6
1978	0,73	3,02	15,17	1,34	2,39	2,48	—	—	—				25,1
1979	0,65	3,07	18,79	1,58	7,15	2,09	—	—	—				33,3
1980	0,84	2,12	22,73	1,87	2,43	1,35	—	—	—				31,3
1981	0,41	4,28	22,90	2,14	1,04	0,01	—	—	—				30,7
1982	0,02	6,58	23,60	2,24	1,56	0,02	0,32	—	—				34,3
1983	—	8,76	25,16	2,39	3,71	0,03	1,55	—	—				41,6
1984	—	8,14	34,74	2,09	1,03	0,34	1,66	—	—				48,0
1985	—	7,86	37,20	2,43	0,71	0,28	2,40	—	—				50,8
1986	—	7,67	38,14	2,48	0,05	—	2,59	0,12	0,15				51,2
1987	—	9,36	39,31	2,49	—	—	2,85	0,12	1,96				56,0
1988	0,05	8,95	41,90	3,25	0,57	0,19	2,88	—	2,67				60,4
1989	0,10	9,04	43,68	3,86	1,19	0,28	3,68	—	2,66				64,4
1990	0,05	9,31	47,90	4,44	2,47	0,03	3,90	—	3,08	0,96			72,1
1991	—	9,16	50,64	5,46	1,93	0,14	4,03	—	3,63	1,98			76,9
1992	—	9,21	52,71	5,78	1,22	0,59	4,57	—	4,58	2,24			80,9
1993	—	9,0	53,03	5,98	2,32	0,29	4,30	—	5,80	2,32			83,0
1994	—	8,04	56,80	6,21	1,44	0,21	3,98	—	7,90	3,06	0,29		87,9
1995	—	8,09	58,97	7,09	0,60	0,05	4,38	—	9,53	3,32	1,21		93,2
1996	—	7,53	61,94	6,98	1,14	0	4,01	—	12,95	3,53	2,45	—	100,
1997	—	9,44	66,22	7,46	2,20	1,94	4,65	—	15,19	4,68	3,00	—	114,
1998	—	9,51	68,99	5,70	2,42	2,07	4,29	—	13,84	5,68	3,35	—	115,
1999	—	9,84	72,15	7,04	4,63	3,12	4,51	—	16,94	5,82	3,34	—	127,
2000	—	10,34	75,01	7,57	6,04	5,01	4,61	—	19,04	6,45	3,95	0,51	138,

Таблица 11.3

Терминалы СПГ (на 2000 г.)

Терминал	Страна	Объем хранилищ (тыс. м^3 СПГ)	Номинальная мощность (млн. м^3/день)	Год пуска
СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА		**441**	**28**	
Эверетт	США	155	8,1	1971
Коуве-Пойнт (закрыт)		240	32,0	1978
Эльба (закрыт)		189	13,0	1978
Лейк Чарльз		286	19,8	1982
ЗАПАДНАЯ ЕВРОПА		**1581**	**134**	
Конвей (закрыт)	Англия	55	4,5	1964
Барселона	Испания	240	29,0	1970
Хуелва		160	6,3	1988
Картахена		55	3,6	1989
Панигаджилия	Италия	100	11,0	1971
Фос Сюр мер	Франция	150	22,0	1972
Монтуар де Бретань		360	31,0	1980
Зибрюгге	Бельгия	260	17,8	1987
Мармара Ериглиси	Турция	255	13,0	1994
Ревитуса Ислет	Греция	75	5,4	2000
АЗИЯ – ОКЕАНИЯ		**14078**	**733,7**	
Негиши	Япония	1250	50,8	1969
Сенбоку I		180	8,4	1972
Содегаура		2660	116,0	1973
Сенбоку II		1405	48,8	1977
Тобата		480	25,0	1977
Чита-Киодо		300	27,0	1977
Химейи		520	31,6	1979
Чита		64	34,0	1983
Хигаши-Ниигата		720	65,0	1983
Химейи-Сейжоусно		560	14,8	1984
Хигаши-Огишима		540	56,0	1984
Футси		860	68,0	1985
Йокаичи (Шубу-Электрик)		320	27,0	1987
Янаи		480	8,5	1990
Оита		460	19,0	1990
Йокаичи (Того-газ)		160	3,0	1991
Фукуока		70	2,0	1993
Хатсукаичи		85	1,0	1996
Содеши		173	2,3	1996
Кагошима		36	0,5	1996
Шин-Минато (Сендай)		80	3,0	1997
Кавагое		480	21,0	1997
Огишима		200	10,7	1998
Рьенг Таек	Юж.Корея	1000	60,0	1986
Инчеон		1000	77,0	1996
Янг-Ан	Тайвань	300	22,0	1990
ВСЕГО		**17539**	**1021**	

Таблица 11.4

Технические характеристики автомобильных цистерн, изготавливаемых российскими предприятиями

№	Наименование параметра	"Уралкриомаш"	"Криогенмаш"	"Сибкрио-техника"
		ЦТП-30/0,7	ЦТП-25/0,6	ЦТП-16/1.6
1.	Вместимость сосуда, $м^3$	30	25,0	16,0
2.	Масса перевозимого продукта, кг	не более 11340	не более 9400	не более 5500
3.	Рабочее давление в сосуде, МПа	0,7	0,6	1,6
4.	Коэффициент заполнения	не более 0,9	не более 0,9	не более 0,9
5.	Время бездренажного хранения, сут.	не более 7	5	3
6.	Способ выдачи продукта	вытеснительный	вытеснительный	вытеснительный
7.	Управление рабочими операциями	ручное и автоматизированное	ручное и автоматизированное	ручное и автоматизированное
8.	Масса цистерны с продуктом, кг	28000	26000	22900
9	Нагрузка на дорогу через тележку полуприцепа, не более, кгс.	16510	16500	14500
10	Скорость передвижения, км/ч	не более 40	не более 40	не более 40
11	Цена цистерны без тягача, тыс. руб.	1700	2000	1200
12	Тягач	МАЗ6430	КамАЗ- 54112	КамАЗ-54112

Таблица 11.5

Технические характеристики железнодорожной цистерны 15-147У

Наименование параметра	Единица измерения	Показатели
Геометрический объём	$м^3$	65
Масса заправляемого метана	тонн	26,6
Рабочее давление в сосуде	МПа	0,5
Потери от испарения	% в сутки	0,27
Способ выдачи жидкости		вытеснительный, с самонаддувом
Масса порожней цистерны	тонн	44,6
Габарит	—	0-ВМ ГОСТ 9238-83
Длина по осям сцепления автосцепок	мм	14730
Нагрузка от оси на рельсы	тонн	17,8

Таблица 11.6

Прогноз потребностей СПГ по странам-импортерам (млрд. м³)

	Факт			2005		2010	
	1995	1998	2000	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.
США	0,5	2,4	6,0	4	5	5	10
ЮЖНАЯ АМЕРИКА	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0**	**5**	**5**	**10**
Бразилия	0,0	0,0	0,0	0	5	5	10
ЕВРОПА	**21,0**	**25,6**	**31,9**	**37**	**50**	**37**	**57**
Бельгия	4,9	4,3	4,6	4	5	4	5
Франция	8,0	9,8	10,3	10	11	10	11
Испания	6,9	5,9	7,6	10	17	10	17
Италия	0,1	2,0	5,0	5	6	5	6
Турция	1,2	3,6	3,9	5	10	5	16
Греция	0,0	0,0	0,5	0,7	1	0,7	1
Португалия	0,0	0,0	0,0	1,3	1,4	1,3	1,4
СРЕДНИЙ ВОСТОК	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0**	**3**	**0**	**3**
Иордания	0,0	0,0	0,0	03	3	0	3
АЗИЯ/ОКЕАНИЯ	**70,8**	**85,2**	**100,4**	**111**	**145**	**139**	**181**
Япония	57,9	66,2	75,0	76	82	81	94
Юж. Корея	9,5	14,3	19,0	19	27	23	34
Тайвань	3,3	4,7	6,4	11	12	12	16
Индия	0,0	0,0	0,0	5	16	16	20
Китай	0,0	0,0	0,0	07	7	7	14
Другие	0,0	0,0	0,0	0	0	0	3
ВСЕГО	**92,3**	**113,2**	**138,3**	**152**	**207**	**186**	**260**
Существующие объемы импорта				147	177	158	211
Новые объемы				5	31	28	60
АТЛАНТИЧЕСКАЯ ТОРГОВЛЯ	**21,5**	**28,0**	**37,9**	**41**	**60**	**47**	**77**
Существующие объемы импорта				41	55	42	67
Новые объемы				0	5	5	10
ТИХООКЕАНСКАЯ ТОРГОВЛЯ	**70,8**	**85,2**	**100,4**	**111**	**147**	**139**	**184**
Существующие объемы импорта				106	122	116	144
Новые объемы				5	26	23	40

Таблица 11.7

Стоимость строительства заводов СПГ

Место строительства	Производительность завода, млрд. м^3	Год	Стоимость в момент оценки, млн. долл. США	Стоимость в ценах 1981 г., млн. долл. США	Удельная стоимость, долл. США/тонну СПГ
Аляска	1,6	1965	60	272	238
Алжир	2	1962	102	598	419
Ливия	3,9	1970	285	813	292
Абу Даби	4,5	1976	530	854	266
Индонезия	5,5	1976	720	1160	295
Бруней	7,7	1970	294	839	153
Алжир	8,2	1968	867	1477	252
Алжир	16,5	1977	1270	1859	248
Алжир	10,5	1977	1518	2222	296
Индонезия	12	1977	1500	2196	256
Алжир	15,5	1979	2060	2420	219

Таблица 11.8

Стоимость новых заводов СПГ

Место строительства	Год ввода	Производительность, млн. т/год	Кап. вложения, млн. $ США	Удельные кап. вложения, $/тонну СПГ
Тринидад и Тобаго	1999	3,0	600	200
Катар	2000	6,6	3000	455
Австралия	2003	7,6	3050	401
Канада	2001	4,0	1000	250

Таблица 11.9

Обобщенные данные по капитальным вложениям в проекты СПГ производительностью 6 млн. т (млн. долл. США)

	2 000 / 2 500 миль (5 танкеров)		3 500 / 4 500 миль (7 танкеров)		6 000 миль (10 танкеров)	
	min	max	min	max	min	max
Проектные затраты	500	1,000	500	1 000	500	1 000
Завод сжижения	2 000	2 300	2 000	2 300	2 000	2 300
Танкеры (130 000 м^3)	1 100	1 150	1 540	1 610	2 200	2 300
Всего	**3 600**	**4 450**	**4 040**	**4 910**	**4 700**	**5 600**
Приемный терминал	400	900	400	900	400	900
ВСЕГО	**4 000**	**5 350**	**4 440**	**5 810**	**5 100**	**6 500**

Таблица 11.10

Основные технические характеристики криогенных резервуаров, разработанных ОАО «Криогенмаш»

Тип резервуара	Вместимость $м^3$	Рабочее давление МПа	Тип теплоизоляции	Масса хранимого продукта, кг, при коэффициенте заполнения 0,9	
				Кислород	Азот
РЦВ-3/1,6	3,2	1,6	Порошково-вакуумная	3280	2320
РЦВ-8/1,6	8	1,6	Порошково-вакуумная	8210	5790
РЦВ-25/1,6	25	1,6	Экранно-вакуумная	25600	18100
РЦВ-63/2,5	66,4	2,5	То же	68500	48500
РЦГ-100/0,5	112	0,5	То же	115000	81600
РЦГ-225/0,5	225	0,5	То же	228000	160000
РС-1400/1,0	1437	1,0	То же	1480000	1000000

Тип резервуара	Потери жидкого продукта при испарении в течение суток, %		Масса порожнего резервуара, кг	Диаметр резервуара, мм	Длина (высота) резервуара, мм
	Кислород	Азот			
РЦВ-3/1,6	0,39	0,62	3300	2000	2993
РЦВ-8/1,6	0,26	0,43	6000	2000	5600
РЦВ-25/1,6	0,12	0,2	15800(16000)	3400	6210
РЦВ-63/2,5	0,09	0,109	38500	3680	12500
РЦГ-100/0,5	0,08	0,12(0,117)	63000(49500)	3752	17040
РЦГ-225/0,5	0,08	0,12	87000(95000)	3890	33150
РС-1400/1,0	0,048	0,035	360000	16000	22000

Примечание:

РЦВ – резервуар цилиндрический вертикальный;

РЦГ - резервуар цилиндрический горизонтальный;

РС - резервуар сферический

Таблица 11.11

Техническая характеристика стационарного испарителя ИА-345

№	Наименование параметра	Единица измерения	Показатели
1.	Производительность	$Нм^3/ч$	600
2.	Рабочее давление	МПа	1,35
3.	Источник энергии для испарения СПГ	Тепло атмосферного воздуха	
4.	Температура СПГ на входе	К	106...120
5.	Температура природного газа на выходе	К	На 20 К ниже $T_{окр}$
6.	Площадь теплообмена	$м^2$	345,8
7.	Количество панелей	штук	90
8.	Габариты:		
	▪ диаметр	мм	3140
	▪ высота	мм	5400
	▪ масса	кг	4160

Глава 12

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ В РОССИИ

Комплекс научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, выполненных в предыдущие годы, показал принципиальную возможность, целесообразность, а зачастую и необходимость развертывания широкомасштабных работ по организации производства и распределения СПГ в России. Об этом же свидетельствует и мировой опыт.

Применение СПГ в перспективе дает возможность высвободить значительное количество высокосортных моторных топлив, обеспечивает оздоровление воздушного бассейна крупных городов, эффективное производство электроэнергии в момент пикового потребления (пиковые газотурбинные электростанции), экономичное хранение сельхозпродуктов, а также резервирование пикового газопотребления целых экономических районов (**рис. 12.1**).

Важной социальной задачей является газификация не только быта, но и индивидуального транспорта, существенно влияющего на экологическую обстановку в городах. В последние годы резко возросло количество индивидуальных автомобилей. В будущем количество личных автомобилей должно возрасти в 3-6 раз, поэтому актуальность газификации индивидуального транспорта будет возрастать.

Если не рассматривать задачу регулирования пикового газопотребления, то основным потребителем СПГ в обозримый период, по-видимому, станет транспорт, особенно авиация, для обеспечения потребностей которой потребуется создать целую сеть специализированных установок производства СПГ (УСПГ). Вторым (если не первым) по объему потребления, скорее всего, явится коммунально-бытовой сектор экономики.

Эти потребности будут определять структуру и дислокацию УСПГ. При наличии в регионе УСПГ, по-видимому, станет целесообразным обеспечение этим видом топлива и такого рассредоточенного потребителя, как автомобильный транспорт. В своеобразной «тени» в течение всего периода гази-

фикации транспорта останется речной флот, характеризующийся резко выраженной сезонностью потребления. Хотя не исключено, что и для обеспечения потребностей речного флота будет целесообразно создать специальную систему производства СПГ.

12.1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПГ В АВИАЦИОННОЙ И РАКЕТНО-КОСМИЧЕСКОЙ ТЕХНИКЕ

Авиация в настоящее время является наиболее подготовленной отраслью для использования сжиженного природного газа.

Толчком к разработке проектов транспортных (пассажирских и грузовых) самолетов, топливом для которых служит жидкий водород или жидкий метан (сжиженный природный газ), стал нефтяной кризис 70-х годов, возникший на почве арабо-израильского конфликта. За рубежом, главным образом в США и Германии, намечалась широкая замена керосина криогенным топливом. Однако наиболее успешными оказались практические действия в этом направлении АНТК им. А.Н. Туполева и Самарского НТК им. Н.Д. Кузнецова. Первый в мире полет самолета, использующего в качестве топлива жидкий водород, — самолета Ту-155 с двигателем НК-88В, оборудованным впервые разработанной бортовой криогенной топливной системой, был осуществлен в апреле 1988 г., а через год он совершил полет на сжиженном природном газе. Несколько полетов этого самолета в европейские страны на авиационные выставки подтвердили реальность технических решений, обеспечивающих перспективу широкого развития криогенной авиации.

В настоящее время идет разработка грузового самолета Ту-156 и двигателя НК-89, рассчитанных на использование СПГ, а также инфраструктуры, обеспечивающей эксплуатацию криогенной авиатехники. Криогенная программа АНТК им. А.Н. Туполева предусматривает создание в период до 2005 г. ряда пассажирских и грузовых самолетов, использующих сжиженный природный газ. Особенностью этой программы перехода авиации на жидкий водород, как топливо дальней перспективы, является главная ориентация на ближнюю перспективу применения природного газа [9].

Первые практические шаги по созданию самолета Ту-155 получили широкий международный отклик и позволили провести ряд совместных работ с зарубежными фирмами по созданию самолета и двигателя, работающего на жидком водороде. В настоящее время совместно с АНТК им. А.Н. Туполева разрабатывается проект фирмы DACA по модификации самолетов А-310 и Дорнье-328 для использования в качестве топлива жидкого водорода. Интерес зарубежных авиационных фирм к работам по созданию самолетов на жидком водороде, проводимым в Российской Федерации, вызван не только технической стороной данного вопроса, но и значительным ужесточением требований по экологии в странах Западной Европы, США, Японии, что вынуждает авиационные корпорации этих стран искать новые решения и подходы к созданию авиационной техники XXI века.

Рассматривая причины интереса к использованию жидкого водорода и жидкого метана в качестве авиационного топлива, в динамике по времени можно выделить три основных этапа:

— 50-е и начало 60-х годов двадцатого столетия — это военные доктрины;

— 60-е — 70-е годы и начало 80-х годов — опасение энергетического кризиса и ухудшение экологической обстановки;

— 80-е — 90-е годы — резкое ухудшение экологической обстановки и поиск реальных заменителей существующих нефтяных топлив к началу XXI века.

Приостановка работ с системой «Энергия»-»Буран» вернула разработчиков воздушно-космического самолета к идее использования для его вывода на орбиту самолета-разгонщика — на этот раз дозвукового гиганта Ан-225 «Мрия». Проект МАКС (многоцелевой авиационно-космической системы), выполняемый под руководством Г.Е. Лозино-Лозинского, предусматривает третий элемент системы — огромный криогенный топливный бак, вместе с которым ВКС отделяется от разгонщика и с помощью ЖРД набирает первую космическую скорость.

Россия в настоящее время занимает передовые позиции в мире по научно-техническим исследованиям и выполнению опытно-конструкторских работ в области криогенной авиации. Если их планомерно развивать, Россия выиграет как в экономическом, так и в военном отношении. Если же пустить это дело на самотек, оно затянется на практически необозримый период и обойдется намного дороже.

Проблема перехода авиации на криогенное топливо имеет все черты критической технологии, определяющей на многие годы серьезные изменения в перспективном облике и особенностях развития авиационной техники, в организации выполнения и даже в содержании боевых задач ВВС, в организации и масштабах авиационных перевозок, в деятельности смежных отраслей и служб. Перспектива перехода на криогенное топливо решит экологические проблемы, связанные с загрязнением окружающей среды продуктами сгорания нефтяного топлива. Изменение энергоносителя создает предпосылки для такого скачка в развитии авиации, который повлияет и на социальную сферу, на профессиональную ориентацию массы людей, на качество жизни общества.

Основанная на новых энергоносителях, гиперзвуковая авиация даст в гражданской сфере такое сокращение времени перевозок и экономию рабочего времени руководящего персонала, которое внесет коренные изменения в глобальную систему поставок определенных грузов и, соответственно, в производственную деятельность, в формы осуществления научно-технических, экономических и политических контактов. В военной сфере она обеспечит боевое освоение промежуточной области высот и скоростей между максимальными для современных самолетов и минимальными для орбитальных летательных аппаратов, и та страна, которая осуществит это первой, будет иметь решающие военные преимущества. В сфере космонавтики на порядок будет удешевлен вывод полезного груза — как на околоземные орбиты, так и на межпланетные маршруты.

Специфика теплофизических свойств криотоплив обеспечивает им эксергетические преимущества — возможность более полного превращения тепловой энергии в механическую при работе двигателя, в том числе путем

двукратного использования в двигателе получаемых из них рабочих тел: после газификации топлив до их сжигания и после сжигания. Тем самым могут окупиться затраты на сжижение газов. Использование криотоплив открывает новые, недостижимые на традиционном энергоносителе — авиакеросине, возможности повышения тактико-технических свойств летательных аппаратов (ЛА) — грузоподъемности, дальности, продолжительности и скорости полета, вплоть до выхода в пока не освоенный гиперзвуковой диапазон скоростей, промежуточный между достигнутыми сверхзвуковыми скоростями самолетов порядка 1 км/с (3600 км/ч) и орбитальными космическими — примерно 8 км/с (28000 км/ч). В этом диапазоне скоростей наряду с энергоресурсом весьма важную роль играет хладоресурс топлив. Гиперзвуковые скорости полета позволяют освоить высоту в несколько десятков километров. Дополнительный довод в пользу перехода авиации на криотоплива — экологическая чистота продуктов их сгорания, практически не содержащих токсических веществ, что может сыграть решающую роль во внедрении криогенных топлив в зонах интенсивного использования авиации.

Одна из тенденций повышения требований к боевым летательным аппаратам — обеспечение их скрытности от средств ПВО. В США главным направлением в этой части является разработка и реализация технологии «стелс» (от английского stealth — украдкой, втихомолку). Она включает не только всевозможные меры по поглощению сигналов радиолокаторов противника, но и по снижению теплового излучения для ослабления эффективности инфракрасных средств обнаружения и наведения. Известно, что для этого используются криогенные жидкости, в частности жидкий азот. Применение криогенных топлив с их огромным хладоресурсом может сыграть значительную роль в совершенствовании технологии «стелс».

Другим эффектом обеспечения скрытности боевых ЛА, связанным с применением криогенных топлив, является исключение дымления двигателей и связанного с ним демаскирующего эффекта.

Таким образом, переход авиации на криогенное топливо обеспечивает рост не только энергетической и экологической безопасности, но и национальной безопасности в целом.

Однако проблема применения криотоплив усложнена рядом их специфических свойств. Из-за низкой плотности криотоплив необходим большой объем топливных баков, что ухудшает аэродинамические характеристики ЛА или требует принципиально новых конструктивных решений в их создании. Неудобна в эксплуатации крайне низкая температура криотоплива, требующая эффективной теплозащиты или активного термостатирования, а также более высокого, чем обычно, давления в надтопливном пространстве баков, чтобы предотвратить интенсивное испарение криотоплива. Требуются специальные меры по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности (хотя имеются данные о меньшей огнеопасности криотоплив по сравнению с керосином). Разработка, испытания и освоение криогенной авиационной техники должны сопровождаться комплексом работ по созданию обеспечивающей ее инфраструктуры.

Как уже было отмечено выше, в АНТК им. А.Н. Туполева разработана «Криогенная программа» — программа внедрения СПГ в новые разработки самолетов (**рис. 12.2 – 12.6**).

Корпорацией «Компомаш» и АК «Полет» разработан проект «Воздушный старт», где в качестве топлива предполагается использовать СПГ.

Самолет носитель — АН-124-100. При начальной массе ракеты-носителя около 80 тонн, масса полезного груза, выводимого на круговую орбиту высотой 200 км, составит 2 тонны.

Предполагается разработка проектов еще 5 типов ракет-носителей (**рис. 12.7**).

Начиная с 1970 г., работы по замене традиционного топлива на другие виды проводятся и за рубежом.

Ряд ведущих фирм США и Западной Европы: «Боинг», «Локхид», «Дойче Аэроспейс», «Эрбас Индастри» — прогнозируют использование криогенных топлив — СПГ и жидкого водорода, как основных топлив будущего для авиации. Наличие на борту криогенных топлив, по их данным, позволит широко применить криоэлектронику и внедрить новейшие системы навигации, которые существенно изменят летно-технические характеристики самолетов.

Для этого они создают инфраструктуру по производству, доставке и хранению криогенных топлив. Американские специалисты начиная с 1988 г. полностью прекратили публиковать в открытой печати свои разработки. В то же время имеются сведения, что у них создается, или уже создан фирмой «Локхид» гиперзвуковой (М=5-6) разведывательный самолет «Аврора», использующий в качестве топлива СПГ, и уже заказана для него большая партия двигателей.

12.2. ПРИМЕНЕНИЕ СПГ НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ

Первая опытно-промышленная партия грузовых автомобилей, работающих на СПГ, была выпущена в 1986 г.: 45 шт. ЗИЛ-Э 138П и 45 шт. ГАЗ-53-17. Кроме того, в 1988 г. в НАМИ на СПГ был переведен автобус ЛАЗ-699Р и проведены его лабораторно-дорожные испытания.

Газотопливная система автомобилей оборудована цилиндрическим криогенным баком ФТИНТ АН УССР, имеющим экранно-вакуумную теплоизоляцию и установленным на кронштейнах с правой стороны рамы.

На автобусе ЛАЗ-699Р два криогенных бака размещены по обеим сторонам кузова в средних багажных ящиках. На заднем торце бака расположена система регулирования подачи СПГ (электромагнитные клапаны жидкой и паровой фаз СПГ), заправочная и дренажная горловины с запорной арматурой, преобразователь датчика уровня СПГ, манометр. Полезная емкость криобаков: ЗИЛ-Э138П — 160 л; ГАЗ-53-17 — 130 л; ЛАЗ-699Р — 260 л (130х2). Рабочее давление в системе 0,15 МПа, давление срабатывания предохранительного клапана 0,3 МПа. Для поддержания, в случае необходимости, давления в системе на рабочем уровне криобак оснащен контуром наддува части жидкой фазы СПГ, отобранной из бака и газифицированной в небольшом испарителе, в паровую подушку бака. Продолжительность бездренажного хранения СПГ в заправленном баке — 48 часов. Криогенный бак снабжен

предохранительной мембраной, срабатывающей при давлении 0,35 МПа в случае отказа предохранительного клапана, датчиком уровня СПГ емкостного типа; аппаратурой подачи СПГ в систему питания двигателя, унифицированной с применяемой на газобаллонных автомобилях, работающих на КПГ, за исключением испарителя СПГ (оребренной алюминиевой трубки в виде змеевика) и электронного блока, управляющего электромагнитными клапанами подачи жидкой и паровой фаз СПГ.

С целью определения эксплуатационных качеств автомобилей, работающих на СПГ, проверки правильности конструктивных решений накопления опыта эксплуатации автомобилей, организации их технического обслуживания, в 1987-88 гг. в автокомбинатах №№ 35 и 41 Главмосавтотранса были проведены эксплуатационные испытания грузовых автомобилей ЗИЛ и ГАЗ.

Заправка автомобилей СПГ осуществлялась на Очаковской кустовой базе СНГ от передвижного газозаправщика ЦТМ-8/0,25. Сжиженный природный газ производился на Опытном заводе ВНИИгаза. Результаты опытной эксплуатации подтвердили принципиальную возможность использования СПГ в качестве моторного топлива на автомобильном транспорте. Однако криогенные баки, изготовленные на опытном заводе ФТИНТ АН УССР, не обеспечивали работоспособность газовой системы питания автомобильного двигателя, что привело к пересмотру исходных технико-эксплуатационных требований к топливным криобакам, предназначенным для автомобилей на СПГ следующих поколений.

Определенный опыт использования СПГ на транспорте накоплен в странах бывшей системы СЭВ, где опытные работы проводились инициативно в рамках «Генерального соглашения о многостороннем сотрудничестве в использовании природного газа в качестве моторного топлива транспортных средств», заключенного в 1985 г.

В ГДР был создан и испытан малотоннажный автомобиль — прототип ИФА В 50 с баком СПГ объемом 165 л., в Польше — автомобиль ФИАТ-125 с баком СПГ чечевицеобразной формы объемом 60 л (пробег 400 км).

В Чехословакии в 1988 г. в инициативном порядке был изготовлен экспериментальный образец трактора «Зетор-50» с криогенным баком для СПГ, размещенным на уровне крыши в задней части трактора, и проведены его предварительные испытания на базе комплекса СПГ в г. Дусло-Шала.

В ГДР испытан трактор ЦТ-300 с баком СПГ объемом 200 л.

В СССР, кроме опытных образцов тракторов К-701, Т-25, Т-40, МТЗ-80, МТЗ-100, шасси Т-160 М, работающих на сжатом природном газа и сжиженном нефтяном газе, создан опытный образец трактора МТЗ-80, работающий на сжиженном природном газе.

К настоящему времени за рубежом накоплен значительный опыт в проектировании, изготовлении и эксплуатационных испытаниях автомобильных систем СПГ. Легковые, грузовые автомобили и автобусы, работающие на СПГ, созданы в Европе фирмами M.A.N., DAIMLER-BENZ, VOLKSWAGEN, LINDE, IETF (Германия), SAVIEM, PEUGEOT, L'AIR LIQUID (Франция), DAF (Голландия), в США — FORD, BEECH AIRCRAFT и др.

Перевод как карбюраторных, так и дизельных двигателей на питание СПГ не вызвал технических затруднений, начиная от легковых и заканчивая

внедорожными большегрузными автомобилями. В подавляющем большинстве случаев при этом предусматривается использование двухтопливной системы, т.е. переоборудованные автомобили имеют резервную систему питания двигателя традиционным нефтяным топливом.

Конвертирование автомобиля заключается в установке системы хранения и подачи СПГ, которая состоит из криогенного топливного бака с наполнительной, расходной, контрольно-предохранительной арматурой и испарителя, обогреваемого, как правило, жидкостью системами охлаждения или отработавшими газами двигателя. Аппаратура подготовки газифицированного СПГ содержит такие обычные элементы, как редуктор давления газа и газовоздушный карбюратор-смеситель, которые принципиально не отличаются от используемых на газобаллонных автомобилях, переведенных на КПГ и СПГ.

Количество криогенных баков, устанавливаемых на автомобиль, в большинстве случаев, не более двух. Однако автобус 0G-305 фирмы DAIMLER-BENZ оборудован четырьмя одинаковыми баками, соединенными параллельно. В США для различных типов автомобилей фирмой BEECH AIRCRAFT разработан нормальный ряд криогенных баков вместимостью от 68 до 265 л. На автобусе бак (баки) обычно размещают под полом пассажирского салона, на грузовом автомобиле — на месте обычного топливного бака, на легковом — в багажнике.

Серьезным препятствием на пути применения СПГ, по сравнению с другими альтернативными моторными топливами (КПГ, спирты, растительные масла, синтетические топлива из угля и горючих сланцев), долгое время были жесткие технико-эксплуатационные требования, предъявляемые к топливным криогенным бакам для автомобилей. Однако за истекшее время появились возможности совершенствования эксплуатационных качеств и снижения стоимости автомобильных систем хранения и подачи СПГ в двигатель. Это было в известной степени обусловлено прогрессом в области создания высоконадежных резервуаров вместимостью 0,1-1,0 м^3 для хранения другого криопродукта — сжиженного кислорода, используемого в системах жизнеобеспечения авиационной и космической техники, а также разработкой и внедрением систем охлаждения перевозимой автомобильным и железнодорожным транспортом продукции жидким азотом.

Цена современных криобаков вместимостью 40-400 л при сроке службы 10 лет находится в пределах 1-4 тыс. долл. (меньшее значение соответствует 40-литровому баку), что в среднем составляет 2-7% от стоимости автомобиля (меньшее значение относится к автобусу большого класса, большее — к легковому автомобилю).

Быстрорастущие объемы магистральных перевозок грузов требуют значительных капиталовложений в техническое совершенствование автопоездов, улучшение их эксплуатационных качеств. Соответствующий рост цены автотранспортных средств в итоге окупается снижением себестоимости перевозок. С учетом последнего обстоятельства, а также неуклонного повышения цен на нефтепродукты, затраты на создание технических средств и освоение технологии применения СПГ как моторного топлива на магистральном автотранспорте могут стать экономически оправданными.

С точки зрения перевода автомобилей на СПГ, в первую очередь обращают на себя внимание скоростные транспортные средства, предназначенные для междугородных и международных перевозок следующего комплектования: седельный тягач + полуприцеп или седельный тягач + полуприцеп + прицеп. Благоприятными для эксплуатации автомобильной криогенной техники являются дорожные условия, в основном автомагистрали. Немаловажен и существенно более высокий уровень профессиональной подготовки водителей, так как техника вождения автопоездов сложнее, чем одиночных автомобилей.

Целесообразность использования СПГ в качестве основного топлива для двигателей седельных тягачей очевидна, при этом сохраняются основные коммерческие достоинства автопоезда — запас хода, грузоподъемность и скорость доставки груза. Двигатели автомобилей-тягачей наиболее часто работают при длительно реализуемой мощности, близкой к 80-90% от максимальной. Смена режимов работы двигателей происходит значительно реже, чем у двигателей автомобилей других типов. Во избежание торможения транспортных потоков энерговооруженность магистральных автопоездов выше, чем у автотранспортных средств, эксплуатируемых на дорогах общей сети.

Отмеченные особенности применения магистральных грузовиков и седельных тягачей определяет абсолютно преобладающее оснащение их рядными шестицилиндровыми и У-образными восьмицилиндровыми дизелями с турбонаддувом, имеющими мощность 130-265 кВт. Как уже было отмечено, автомобиль-тягач, использующий СПГ, по запасу хода практически не отличается от базового дизельного. Поэтому схемы организации движения автопоездов не претерпят каких-либо существенных изменений.

Совершенствование междугородных перевозок грузов предполагает широкое внедрение участкового движения, когда маршрут делится на тяговые участки (плечи), на границах которых расположены площадки для перецепки полуприцепов и прицепов. Следовательно, тягачи работают на том или ином тяговом плече, а полуприцеп (или прицеп), перецепляемый в промежуточных пунктах, проходит весь маршрут. В зависимости от протяженности тягового участка, на нем может быть организована одна из форм сквозного движения автопоездов.

Для обеспечения нормальной эксплуатации подвижного состава при сквозном движении на маршруте необходимы станции обслуживания автомобилей, на которых производят техническое обслуживание, текущий ремонт и заправку автомобилей. К функциям такой станции могла бы быть присовокуплена и заправка автомобилей СПГ. Безусловно, развитие инфраструктуры снабжения потребителей (в данном случае пунктов заправки магистральных автомобилей СПГ) неразрывно связано с дислокацией и очередностью ввода в эксплуатацию комплексов по сжижению природного газа.

При выборе типа автопоездов с целью конвертирования их в газодизельные нельзя не остановиться на седельных тягачах, выпускаемых объединением БелавтоМАЗ и находящихся по технико-эксплуатационным показателям на уровне современных зарубежных аналогов. Двухосными МАЗ-5432 и трехосными МАЗ-5422 тягачами комплектуют автопоезда полной массой, соответственно, 40 и 50 т, для дальних перевозок грузов.

Наряду с использованием СПГ как моторного топлива для автомобилей-тягачей, благодаря высокому хладоресурсу СПГ, с его помощью можно охладить груз в рефрижераторном полуприцепе. Автомобили различных организаций совершают регулярные рейсы в Болгарию, Венгрию, Финляндию, Францию, Англию, Данию, Италию, Иран и другие страны. В ряде стран Европы уже построены и успешно эксплуатируются установки сжижения природного газа и портовые перевалочные базы СПГ. При соответствующей координации работ заинтересованных государств представляется реальным создание сети заправочных пунктов и обеспечение необходимых запасов СПГ, используемого в качестве моторного топлива для международных автоперевозок.

Сеть европейских автострад, по которым можно организовать движение газодизельных автопоездов, и соответствующих магистралей России позволила бы выполнять международные перевозки грузов транзитом, например, из Японии в страны Западной Европы с доставкой груза в крупнотоннажных контейнерах железнодорожным и автомобильным транспортом, из Европы в Иран — автомобильным транспортом.

Из других категорий транспортных средств следует особо выделить внедорожные карьерные автомобили грузоподъемностью от 75 т и выше. Использование СПГ в качестве основного моторного топлива для автосамосвалов типа БелАЗ, перевозящих 80% всей горной массы в стране, могло бы дать весомый вклад в замещение дизельного топлива. Так, автомобиль марки БелАЗ-549 грузоподъемностью 75 т ежегодно расходует 150-155 т дизтоплива. Конвертирование в газодизели пятидесяти тысяч подобных машин позволило бы экономить около 6 млн. т топлива в год, что в два раза выше возможного в 2010 г. уровня высвобождения дизтоплива парком газодизельных седельных тягачей.

Автомобили БелАЗ эксплуатируются в условиях плохо вентилируемых карьеров, и поэтому не последнюю роль здесь играют мероприятия по снижению дымности и токсичности отработавших газов. При работе в карьерах часто требуется кондиционирование воздуха в кабине. Решить эти вопросы можно при комплексном использовании СПГ как моторного топлива, так и хладагента. Применение криогенной технологии по выполненным оценкам позволяет создать запас природного газа на борту рудовоза-большегруза, обеспечивающий бесперебойную работу машин в течение 8-14 ч.

Основной проблемой в условиях расширения географии горных работ видится организация доставки СПГ на рудники. Очевидно, потребуется применение передвижных автогазозаправщиков. В условиях бездорожья и значительных удалений (1000-1500 км) от пунктов — источников СПГ целесообразным будет применение транспортабельных контейнерного типа установок сжижения газа, подключаемых, например, непосредственно к ближайшей газовой скважине. В обозримой перспективе эти вопросы могут быть решены.

Следующим возможным направлением является замещение СПГ дизтоплива при междугородных пассажирских перевозках. Вместе с тем, использование СПГ в качестве топлива для дизелей междугородных автобусов дальнего следования нельзя рассматривать как средство замещения значительных количеств нефтяного моторного топлива. В России, например, автобусные перевозки на маршрутах, имеющих протяженность свыше 300 км, составляют всего около 4%. Гораздо рациональнее применять автобусы, рабо-

тающие на СПГ, для пассажирских перевозок, в том числе городских, при суточных пробегах до 200 км, составляющих более 80%. В последнем случае автобус может курсировать без дозаправки в пути между пунктами назначения и базирования, в одном из которых имеется установка сжижения или хранилище СПГ. При постоянной эксплуатации, характерной для автобусов, возможно использование криобаков упрощенной конструкции.

Маловероятно, что даже в условиях жесткого дефицита нефтяных топлив СПГ найдет широкое применение как топливо для малотоннажных грузовиков и легковых автомобилей-такси, эксплуатируемых главным образом в пределах городской черты. Это можно объяснить высокой конкурентоспособностью компримированного природного газа.

Массовый перевод на СПГ автомобилей и сельскохозяйственных самоходных машин, эксплуатируемых в условиях бездорожья, также вызывает серьезные сомнения, главным образом из-за того, что в ближайшем будущем сложно организовать снабжение сжиженным природным газом многочисленных и рассредоточенных на больших пространствах потенциальных потребителей СПГ. Как свидетельствует зарубежный опыт (Германия, Китай), на животноводческих предприятиях агропромышленного комплекса могут получить некоторое распространение установки по переработке биогаза для получения на его основе моторного топлива.

12.3. ПРИМЕНЕНИЕ СПГ НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОМ ТРАНСПОРТЕ

Бесспорные экологические и ресурсные преимущества природного газа как альтернативного моторного топлива вызывают повышенный интерес к поиску наиболее выгодных решений перевода на газ и железнодорожного транспорта. Соответствующие научные поиски и конструкторские работы по использованию сжиженного, сжатого природного и нефтяного газов (СПГ, СНГ, КПГ), генераторного газа из угля, сланцев, торфа, древесины проводятся в нашей стране и за рубежом с 30-х годов. Первый мировой опыт датируется 1892 годом, когда был разработан самоходный вагон с газовым двигателем, топливом для которого служил сжатый светильный газ. В 30-50-х годах (с перерывами) проводилась опытная эксплуатация тепловозов и мотовозов на КПГ, СНГ, генераторном газе по газодизельному циклу. В годы Великой Отечественной войны и четвертой пятилетки (1946-1950 гг.) на ряде участков сети эксплуатировались тепловозы Э-Эл-1, ТЭ1, ТЭ2 на СНГ (в Татарии, Азербайджане). Позднее в магистральных перевозках эксплуатировались также тепловозы ТЭ2-ТЭ3 на КПГ и СНГ.

В 1957-1958 годах по решению Совета Министров СССР, Министерства путей сообщения и Минтрансмаша рассматривались вопросы использования СНГ на тепловозах по регионам сети железных дорог. В 1958 г. были утверждены технические условия на проектирование газовых двигателей тепловозов, газобаллонных тендеров и газонаполнительных станций. Однако из-за больших капиталовложений в газоснабжение и систему материально-тех-

нического обеспечения железнодорожного транспорта это направление было признано неэффективным. Одновременно отмечалась экономическая целесообразность применения СНГ на тепловозах в районах нефтепереработки (Азербайджан, Туркмения, Татария и др.).

За рубежом (страны Западной Европы, США, Канада, Австралия, ЮАР) работы по использованию альтернативных топлив на железных дорогах охватывают различные виды этих топлив (газовые, смеси биогаза, метанола и этанола с дизтопливом, водотопливные эмульсии и т.п.), но концентрируются, в основном в сфере маломощных двигателей (200-500 л.с.). Следует отметить, что за рубежом прорабатываются разные направления использования альтернативных топлив, но ни одно из них не является «преобладающим» в НИОКР, не имеет характер «генерального» по экономии моторных топлив.

В 1976-77 гг. в США были проведены исследования по переводу на жидкий водород двигателей тепловозов, которые показали, что это мероприятие оправдано как с технологической, так и с экономической точек зрения.

Исследования, в частности, выявили целесообразность использования только жидкого водорода. Применение гидридов железо-литиевых сплавов в качестве адсорбентов водорода или стальных баллонов высокого давления нерентабельно из-за чрезмерно большой массы.

С целью изучения перспективности широкого применения жидкого водорода на железнодорожном транспорте в США предполагалось (1978 г.) построить опытный образец тепловоза и эксплуатировать его не менее года. Однако это намерение не было реализовано.

В США были созданы и сейчас проходят испытания маневровые тепловозы на сжатом (компримированном) природном газе — КПГ. Опытные образцы маневровых тепловозов типа ЧМ-ЭЗ на КПГ разработаны ЧССР. В 1990-91 гг. предполагалась поставка в СССР 5 шт.

С 1989 г. в США компании AIR PRODUCTS AND CHEMICALS INC и BURLINGTON NORTHERN RAILROAD CO выполняют программу работ по определению пригодности СПГ как моторного топлива для железнодорожных локомотивов, т.к. освоенная технология КПГ считается неприемлемой для магистральных тепловозов из-за чрезмерной массы баллонов и проблем безопасности. Программа по СПГ включает в себя три основных этапа: разработку технологии переоборудования двигателя, изготовление криогенного вагона-тендера и коммерческие испытания в течение года.

В принципе, газотепловозы в газодизельном варианте могут заменить за счет природного газа до 50-70% дизтоплива, а при дальнейшем их конструкционном совершенствовании — до 80%. Однако эта экономия в условиях современной России сводится на нет при существующих ценах на дизельное и газовое топливо, а также необходимое криогенное оборудование с учетом затрат по созданию инфраструктуры газообеспечения железнодорожного транспорта. В то же время, учитывая развитие электрификации и наличие малодеятельных участков сети, полигон возможного внедрения магистральных газотепловозов потенциально оценивается в 33,7 тыс. км. При этом по предварительным оценкам можно ожидать замещения дизельного топлива на СПГ в объеме до 3 млн. т.

При использовании в магистральном движении СПГ и КПГ увеличиваются эксплуатационные расходы по содержанию локомотивных бригад,

ремонту и содержанию локомотивов, их экипировке, соответственно увеличиваются данные статьи расходов в расходных ставках и сами ставки (используемые при проведении расчетов по сравнительной эффективности использования СПГ, КПГ или обычного магистрального тепловоза на участках тепловозного полигона). Рост капиталовложений происходит вследствие увеличения затрат по переоборудованию локомотивов, переоснащению депо и экипировочных пунктов, необходимости использования криогенных тендеров (цистерн), хранилищ для СПГ и т.п. Обустройство отчуждаемых стационарных территорий для газообеспечения тепловозов и прокладка газопроводов также сопряжены с дополнительными капитальными затратами.

Проработки ВНИИЖТа, РИИЖТа, ИКТП показывают в нынешних условиях экономическую убыточность использования СПГ на магистральных тепловозах. Окончательная технико-экономическая оценка может быть дана только в процессе всесторонних исследований всего комплекса вопросов по созданию, доводочным и эксплуатационным испытаниям опытных образцов газотепловозов и криогенной техники, на основе анализа и баланса энергоресурсов с учетом изменения цен на топливо в перспективе.

Таким образом, в целом ситуация с возможностью использования СПГ на железнодорожном транспорте России пока еще неясна. Кроме экономики, дискутируемой проблемой является безопасность, особенно в случае крупных аварий, которые на железных дорогах исключать нельзя. Опытные образцы тепловозов, имеющихся в стране, могли бы быть сделаны более безопасными в случае применения для подачи СПГ в газификатор центробежных насосов и снижения давления в цистерне до 0,15-0,25 МПа. Это нововведение реально можно ожидать через 5-8 лет, так как требуется коренная реконструкция всей криогенной системы.

По-видимому, можно ожидать несколько периодов внедрения СПГ на железнодорожном транспорте: до 2010 г. — опытная эксплуатация магистральных тепловозов и опытно-промышленная эксплуатация маневровых тепловозов. Определенное время потребуется на принятие решения о создании инфраструктуры СПГ и опытной эксплуатации парка тепловозов из 10-15 шт. На уровне 2010 г. потребность в СПГ при этом не превысит 50 тыс. т.

В период 2011-2020 гг. возможна разработка новых проектов и нарастающее производство тепловозов на СПГ в количестве 10-50 шт. в год. При этом общее количество к 2010 г. не превысит 300-500 шт. (10-15% парка), а соответствующая потребность в топливе — 300-500 тыс. т СПГ.

За пределами 2020 г. возможно дальнейшее наращивание парка тепловозов на СПГ с полным вытеснением дизельных модификаций в течение 10-20 лет.

12.4. ПРИМЕНЕНИЕ СПГ НА РЕЧНОМ ТРАНСПОРТЕ

Задачу перевода судов на газовые виды топлива можно рассматривать как подсистему общегосударственной задачи замещения газом традиционных легких и тяжелых моторных топлив.

Системный подход к решению задачи позволяет выявить взаимосвязь отдельных видов потребителей газового моторного топлива и предложить, по-видимому, оптимальное решение, при котором газоснабжение водного транспорта преимущественно может осуществляться путем доставки на пункты заправки судов газового топлива от установок по его производству, создаваемых с целью замены традиционных видов топлива в промышленном, коммунально-бытовом и аграрном секторах экономики.

Исследования, выполненные в системе Речфлота (бывш. Минречфлот РСФСР), показали, что по экономическим показателям предпочтительно использование СПГ.

В системе речного флота для заправки (бункеровки) судов потребуется оборудование специальных площадок, на которые газовое топливо будет доставляться транспортными средствами, непосредственно осуществляющими заправку судов.

Заправка СПГ может быть осуществлена непосредственно от автомобильных цистерн ЦТМ (цистерна транспортная метановая) и железнодорожных цистерн типа 15-147У, о которых уже было сказано в предыдущей главе, от береговых или плавучих установок производства и хранения СПГ, а также от плавучих бункеровщиков (плавучих хранилищ СПГ).

Несмотря на потенциальные возможности перевода значительного парка судов на использование газа, практические работы по переводу могут осуществляться лишь после проведения необходимых опытных и доводочных работ, как по судовым газовым системам, так и по береговым системам газоснабжения.

Речной флот является потребителем топлива с резко выраженной неравномерностью запросов на заправку, а именно только в период положительных температур.

Это обстоятельство, на первый взгляд кажущееся негативным, с учетом особенностей газопотребления других отраслей хозяйства в течение года может явиться положительным, т.к. дает возможность эффективно использовать мощности системы газоснабжения, высвобождающиеся в весенне-летне-осенние месяцы в связи с сезонным падением спроса на газ.

Поэтому обеспечение речного флота газовыми видами моторного топлива целесообразно рассматривать совместно с обеспечением потребностей коммунально-бытового и промышленного секторов экономики на базе ««привозного» газа, в первую очередь СПГ, используемого для целей отопления и резервирования.

Сезонность потребления топлива речным флотом делает маловероятной целесообразность сооружения установок сжижения природного газа (УСПГ) или АГНКС (сжатый газ) специально для целей обеспечения речного флота. Вместе с тем, учет потребностей речного флота при создании общесоюзной инфраструктуры обеспечения нетрадиционных на современный момент потребителей СПГ создает предпосылки для существенного повышения экономических показателей системы.

В частности, заправка речных судов может обеспечить загрузку в летние месяцы парка газовозов (ЦГМ и ПАГЗ) для доставки потребителям СПГ и КПГ. Особый интерес в этом плане представляют универсальные ПАГЗ (кри-

огенная емкость с насосами СПГ низкого — 0,5 МПа и высокого — 25 МПа давления), способные обеспечивать заправку — как КПГ, так и СПГ.

Потенциальные возможности заправки газом судов речного флота имеются в районах действия всех пароходств Росречфлота. По мере развития газовой промышленности и реализации новых проектов эти возможности будут расширяться. За пределами 2010 г. потенциально возможна заправка судов практически на всей территории РФ. При этом количество замещаемого газом дизтоплива при перевозках речным флотом грузов может в 2010-2020 гг. составить около 1 млн. т. в год.

Организациями Росречфлота предполагается в первую очередь реализовать газоснабжение судов, перевозящих сухие грузы, среди которых основной объем в Московском, Волжском, Камском и Иртышском пароходствах составляют строительные материалы со средней дальностью перевозок менее 200 км (за исключением Волжского, где средняя дальность 330 км), а в Ленском и Беломоро-Онежском пароходствах — каменный уголь и лесные грузы.

При достаточной для обеспечения перевозок основной массы строительных грузов автономности плавания на уровне 250-270 км суда — представители (с мощностью двигателя 450 л.с.) должны быть оборудованы емкостью СПГ объемом 3 м^3 либо баллонами для КПГ, общим объемом 10 м^3.

Объем емкостей СПГ может быть увеличен до 10-15 м^3, что обеспечит автономность плавания соответственно на уровне 800-850 км. Размещение на судах емкостей такого объема представляется вполне реальным.

Указанный объем сосудов СПГ обеспечит перевозку основной массы (более 50%) сухих грузов при условии не более одной заправки за круговой рейс; подавляющего количества грузов при условии не более 2-х заправок за рейс (до 1700 км) и практически любых сухих грузов при условий не более 3-х заправок за рейс (до 2500 км). Следует отметить, что подавляющее количество сухих грузов перевозится на расстояния менее 2000 км, при этом средняя дальность перевозок превышает 400 км только по Ленскому (700 км) и Беломоро-Онежскому (1100 км) пароходствам.

Тем самым выбранные объемы хранилищ на судах-представителях могут рассматриваться как удовлетворяющие все практические потребности при перевозке сухих грузов и при этом обеспечивающие рентабельность замещения традиционного топлива газом в системе Речфлота.

На других судах (грузоподъемность 100...5000 т) объемы хранилищ газа будут соответственно варьироваться при сохранении принципиальных соображений по их заправке.

12.5. ПРИМЕНЕНИЕ СПГ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПИКОВЫХ НАГРУЗОК ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Постановка вопроса об использовании комплексов СПГ в системе регулирования и резервирования газоснабжения страны напрямую связана с проблемой повышения энергетической безопасности страны.

Как уже отмечалось, в России основным средством регулирования и резервирования газоснабжения являются подземные хранилища газа (ПХГ).

Подземные хранилища газа обеспечивают покрытие сезонной неравномерности газопотребления, но в то же время они недостаточно эффективны для регулирования так называемых «пиковых нагрузок» газопотребления, вызванных резкими похолоданиями или авариями в газотранспортной системе.

В отличие от сезонной неравномерности газопотребления пиковые нагрузки характеризуются малой продолжительностью периода (200-300 часов в год), но повышенной амплитудой потребления газа. Покрытие таких нагрузок с помощью ПХГ представляет значительную сложность из-за технологических ограничений по объему отбираемого газа из хранилищ. В тех случаях, когда коллекторские свойства пласта позволяют эксплуатировать ПХГ в «рывковом» режиме, для реализации этой возможности требуется существенное (в 2-3 раза) увеличение числа эксплуатационных скважин и расширение сети отводящих газопроводов для подачи дополнительного количества газа потребителю.

Комплексы СПГ практически не имеют ограничений по объему выдачи газа в распределительную сеть и могут быть построены в любом районе в непосредственной близости от потребителя. Это позволяет путем сочетания возможностей ПХГ и комплексов СПГ получить оптимальную систему регулирования и резервирования газоснабжения. При этом комплексы СПГ создают благоприятные условия для эксплуатации ПХГ на оптимальных режимах отбора газа, исходя из условия покрытия сезонных колебаний газопотребления при минимальных затратах. Таким образом, комплексы СПГ не противопоставляются ПХГ, а рассматриваются как технологически необходимое звено общей системы регулирования и резервирования газоснабжения страны.

Наибольший эффект от применения СПГ может быть достигнут в районах с развитой химической промышленностью, черной и цветной металлургией, промышленностью строительных материалов, предприятиями стекольного производства и машиностроения, т.е. при преимущественном использовании газа на технологические нужды.

Комплексы СПГ являются составной частью общей системы регулирования и резервирования газоснабжения страны, поэтому основой для выбора мест их установки служат данные о:

— сезонной и суточной неравномерности газопотребления рассматриваемого объекта;

— наличии геологических структур для создания ПХГ;

— системе магистральных и распределительных газопроводов и возможности использования их для подачи дополнительного количества газа из ПХГ.

На основании этих данных и соответствующих технико-экономических показателей альтернативных систем регулирования и резервирования газоснабжения выбираются оптимальные технические решения.

Основной прирост добычи газа в период до 2020 г. в России будет обеспечен за счет освоения газовых ресурсов в Западной Сибири.

В этот период будет усиливаться диспропорция между территориальным размещением добычи и потребления газа. Наиболее крупные потребители

газа будут по-прежнему находиться в Центральном, Поволжском, Уральском экономических районах.

В *табл. 12.1* приведены районы, потребность которых в природном газе для покрытия пиковых нагрузок газопотребления по уровню 2001 г. не может быть обеспечена за счет ПХГ. Там же приведены данные о суточной неравномерности газопотребления и объемах сжиженных газов, необходимых для удовлетворения спроса на газ в пиковый период.

Период пикового газопотребления колеблется от 10 до 20 суток в зависимости от продолжительности резких похолодании по территории России. Для условий Сибири и северных районов продолжительность пикового периода принята равной 20 суткам, центральных районов и Северного Кавказа 10-15 суток.

Для каждого конкретного района сооружения комплекса СПГ были рассмотрены все варианты установок сжижения разной мощности и выбраны те из них, которые могут обеспечить производство необходимого количества СПГ в течение 4-9 месяцев в году, т.е. в наименее напряженный период газопотребления.

Характерной особенностью комплексов СПГ, используемых в системах регулирования и резервирования газоснабжения, является неравномерность загрузки оборудования в годовом разрезе. В частности, установки сжижения, входящие в состав комплексов СПГ, обычно работают только в период минимального потребления топлива, т.е. в весенне-осенний период года. Остальное время установки простаивают.

Сезонный характер работы установок сжижения не только ухудшает технико-экономические показатели комплексов СПГ в целом, но и создает значительные трудности по использованию эксплуатационного персонала в зимний период.

Учитывая это обстоятельство, а также возможность производства СПГ для замены им обычных видов моторных топлив, представляется целесообразным совмещение указанных функций установок сжижения газа. Это позволит перевести установки СПГ на круглогодичный режим работы.

Аналогичным образом может быть решена проблема энергоснабжения Приморского края, Сахалина, Камчатки, Чукотки и, тем самым, избежать повторения топливного кризиса 1999-2000 года. Особенно эффективным такое решение будет при реализации проекта Сахалин-2, в составе которого, как уже отмечалось в предыдущей главе, предусматривается сооружение крупного завода СПГ.

12.6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПГ ДЛЯ ГАЗИФИКАЦИИ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

В некоторых случаях СПГ может успешно применяться для газификации небольших населенных пунктов и отдельных потребителей (котельные, предприятия).

Конкурентоспособность СПГ обеспечивается в том случае, когда на территории какого-то района не имеется газопроводов-отводов и их сооруже-

ние технически или экономически нецелесообразно, а основными энергоносителями являются электроэнергия, уголь, мазут, сжиженный нефтяной газ, торф. На местах потребления СПГ, при его регазификации, могут сооружаться мощные морозильники и холодильники, что компенсирует часть затрат на сжижение газа.

12.7. ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТЬ СПГ КАК ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ АРГУМЕНТ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

Вопросы пожаровзрывобезопасности и экологические аспекты использования СПГ являются основополагающими факторами при внедрении этого топлива в различные отрасли хозяйства страны.

Особенности обеспечения пожаровзрывобезопасной эксплуатации объектов, работающих на природном газе, в том числе на заводах, производящих сжиженный природный газ, и объектах, его использующих, обусловлены физическими свойствами как ПГ, так и СПГ.

В *табл. 12.2* приводятся некоторые данные по сравнительной опасности СПГ, пропана, бензина и дизтоплива. Из нее видно, что взрывоопасная смесь газовых топлив с воздухом образуется при концентрации в 4,5 раза (нижний предел) и в 1,9 раза (верхний предел) больших, чем с бензином и дизтопливом, что снижает опасность образования гремучей смеси. У СПГ более высокая температура воспламенения, а минимальная энергия воспламенения (наименьшая величина энергии искры электрического разряда, которой достаточно для воспламенения смеси) у метано-воздушных смесей выше, т.е. воспламеняются они хуже. Максимальное давление взрыва (наибольшее давление, возникающее при взрыве газо-воздушной смеси в замкнутом объеме при начальном давлении 0,1 МПа) ниже, чем у других топлив, но достаточно, чтобы разрушить оборудование или сооружение, в котором произошел взрыв.

СПГ не токсичен, что положительно сказывается на его безопасности.

Кроме указанного, следует иметь в виду, что углеводородные газы способны растворять в себе влагу, вследствие чего образование льда и кристаллогидратов на органах регуляторов давления, запорной арматуре, трубопроводах может привести к уменьшению площади проходного сечения, увеличению дроссель-эффекта, дальнейшему охлаждению с последующим уменьшением сечения и, в конечном счете, нарушению целостности газопроводов.

При утечках жидкости пары должны нагреться до минус 108°С, прежде чем их плотность станет ниже плотности воздуха (соответственно, 1,26 кг/м^3 у метана при минус 108°С и 1,293 кг/м^3 у воздуха) и они начнут подниматься.

ПГ является хорошим диэлектриком. Объемное сопротивление достигает значения 109 Ом.

Низкие температуры существования СПГ предъявляют повышенные требования к технике безопасности. Однако с понижением температуры

область воспламенения сужается и при температуре минус 130°С составляет 6–13%. Смесь метана с воздухом в открытом пространстве не детонирует.

Образовавшаяся в замкнутом пространстве горючая метано-воздушная смесь может быть сделана негорючей путем введения дополнительно 25–30% CO_2 или 40–50% N_2. Это важно для предотвращения опасных ситуаций в начале их развития. Большие и чрезвычайно важные, в том числе экспериментальные, работы были проведены в НИИЦ «Криотрансэнерго» (г. Ростов-на Дону) по сравнению пожаровзрывобезопасности тепловозов, работающих на компримированном природном газе (КПГ) и сжиженном природном газе (СПГ). Эти материалы являются показательными и могут быть распространены на другие отрасли техники.

В *табл. 12.3* представлена вероятность аварийной утечки и выброса природного газа для СПГ и КПГ на магистральных и маневровых газотепловозах.

В отчетах НИИЦ «Криотрансэнерго» приводятся результаты расчетов размеров зон поражения (RM), создаваемых огненным шаром при разрушении резервуара с КПГ и СПГ (*табл. 12.4*).

При инициации аварии на газотепловозе по худшему взрывному сценарию проведенные расчеты показывают, что для КПГ, по сравнению с СПГ:

1) при взрыве емкости
— максимальное избыточное давление больше в 10 раз;
— максимальный импульс больше в 50 раз;
— размеры зон поражения больше в 4 раза;
2) при детонации газопаровоздушной смеси
— максимальное избыточное давление одинаково;
— максимальный импульс больше в 2 раза;
— размеры зон поражения больше в 2 раза;
3) при образовании огненного шара
— мощность теплового излучения одинакова;
— энергия излучения больше в 2 раза;
— размеры зон поражения больше в 2 раза.

По критериям обеспечения безопасности СПГ превосходит КПГ уже по физическим первопричинам возникновения аварийных ситуаций. Действительно, рабочее давление в резервуарах СПГ может находиться на уровне, незначительно превышающем атмосферное, в то время как у КПГ оно определяет большой запас дополнительной, легко высвобождаемой потенциальной энергии.

Криогенные температуры хранения СПГ препятствуют процессам реакции горения. Конструктивное решение криогенной техники — теплоизоляция резервуаров — является защитой высокой степени в аварийных ситуациях, сопровождающихся возгоранием. Это преимущество СПГ перед КПГ и нефтяными топливами.

В результате этих исследований можно сделать вывод, что с точки зрения пожаробезопасности преимущества СПГ перед КПГ неоспоримы.

Об объективных преимуществах СПГ свидетельствует опыт многолетних безаварийных перевозок танкерным флотом, эксплуатация на СПГ карьерных самосвалов и автомобильные перевозки в США, эксплуатация магистральных и маневровых тепловозов в США и Германии и др.

Из приведенного выше материала следует, что СПГ имеет ряд преимуществ в части пожаровзрывобезопасности как перед традиционными нефтяными топливами, так и перед КПГ.

Таким образом, бытующее мнение о повышенной (по сравнению с нефтяными топливами) пожаровзрывобезопасности СПГ лишено оснований.

Для решения вопросов обеспечения пожаровзрывобезопасности при проектировании оборудования СПГ, из всей совокупности аспектов следует выделить:

комплекс средств, включающий конструктивные мероприятия по предотвращению и локализации возможных аварийных ситуаций;

системы обнаружения и ликвидации аварийных ситуаций;

алгоритмы взаимодействия всех систем обеспечения пожаровзрывобезопасности.

С позиции системного анализа и сформировавшихся в последнее время подходов к решению проблемы безопасности человека от воздействия техносферы за основу должен быть принят подход с позиции приемлемого риска, а не принципа абсолютной безопасности. Поскольку СПГ является для нас нетрадиционным топливом и его физические, физико-химические и эксплуатационные свойства существенно отличаются от свойств традиционных топлив, необходимо обобщить имеющийся опыт работ с криогенными топливами, в том числе небольшой опыт работ с СПГ, разработать нормы по пожаровзрывозащищенности, взяв за основу существующую нормативную документацию.

С целью дальнейшего повышения пожаровзрывобезопасности объектов с СПГ проработан комплекс инженерно-технических мероприятий с учетом опыта, полученного при внедрении жидкого водорода в ракетно-космическую технику. Кратко они сводятся к следующему:

Оборудование (резервуары, арматура, трубопроводы) для СПГ изготавливается из конструкционных материалов, работающих при криогенных температурах: нержавеющая сталь, сталь с содержанием никеля 9 %, алюминиевые сплавы, композитные материалы. Это оборудование имеет теплоизоляцию, трубопроводы, – узлы компенсаций температурных деформаций. Обеспечение герметичности оборудования достигается за счет применения сварных соединений. Количество разъемных соединений сведено к минимуму.

В резервуарах, заполненных СПГ, поддерживается избыточное давление до 1,0 МПа, что исключает проникновение воздуха в резервуары и образование пожароопасных смесей. Для предотвращения образования таких смесей при первоначальном заполнении оборудования рекомендуется проводить продувку его газообразным азотом для снижения концентрации кислорода до уровня 10% об. Подобная операция проводится также при освобождении оборудования от природного газа.

Для снижения давления в аварийных ситуациях на оборудовании устанавливаются предохранительные клапаны. Дренируемый из оборудования природный газ утилизируется или дожигается.

В технологических системах объекта предусматривается возможность перекрытия подачи природного газа и СПГ в аварийные участки оборудования. Для ограничения площади пролива СПГ при авариях резервуаров устанавли-

ваются защитные ограждения, вмещающие весь объем продукта, находящегося в резервуаре. Для предотвращения распространения пламени по дренажным трубопроводам в них устанавливаются пламепреградители.

Управление крупными объектами, как правило, ведется дистанционно; контроль технологических параметров ведется по датчикам, расположенным на технологическом оборудовании и выполненным во взрывозащищенном исполнении. Текущая информация, а также информация об отклонениях параметров от нормы выводится на пульт оператора для принятия оперативных решений. Основное оборудование объектов размещается, как правило, на открытых площадках и эстакадах. Такое решение позволяет отказаться от обязательных для закрытых сооружений систем специальной вентиляции и газового контроля до взрывоопасных концентраций.

Вокруг оборудования устанавливаются пожаровзрывоопасные зоны. Электрооборудование, размещаемое в этих зонах, должно быть во взрывозащищенном исполнении. Объекты, работающие на природном газе, должны обеспечиваться освещением, связью, средствами молниезащиты и защиты от статического электричества.

Не относятся к взрывоопасным объектам трубопроводы с природным газом и СПГ и заправочные эстакады.

Необходимое внимание должно быть обращено к приборам (и их созданию), они во многом защищают объекты от возникновения аварийных ситуаций. Контроль качества подготовки систем к безопасному приему СПГ должен осуществляться с помощью хорошо зарекомендовавших себя в работе с жидким водородом автоматизированных газоанализаторов Берилл-2 для замера объемной доли кислорода в азоте (диапазон замеров объемной доли кислорода в азоте от 0,3 до 25%) и Вант-1 для замера объемной доли природного газа в азоте, а контроль качества СПГ осуществляется путем отбора проб жидкости из резервуаров систем и его контроля хроматографическим методом. Конкретные требования пожаровзрывобезопасности к технологическим процессам должны быть установлены нормативно-технической документацией.

Для контроля воздушной среды в сооружениях и помещениях с целью безопасности работ и мониторинга выбросов метана должна быть разработана система газового контроля. Система такого контроля (метан в воздухе) должна быть оснащена автоматической информационно-измерительной системой и сигнализировать о появлении в контролируемых помещениях довзрывоопасных концентраций метана.

Пожарная защита объектов, работающих на природном газе, имеет свои особенности, обусловленные пожаровзрывоопасными свойствами газа. Пожары на таких объектах развиваются, как правило, по следующей схеме: авария, утечка газа, образование взрывоопасной смеси, воспламенение ее от какого-то источника, горение газа, прогревание и разрушение технологического оборудования под воздействием пламени, увеличение масштабов аварии.

Из литературных источников, посвященных пожарной защите объектов газопереработки, известно, что во избежание образования загазованности территории тушение горящего природного газа нужно проводить только в случаях крайней необходимости и после прекращения выброса продукта.

Главной задачей при борьбе с пожарами, связанными с природным газом, является локализация пожара в самом его начале. Локализация может осуществляться следующими путями:

— ограничением времени истечения и объема истекающего газа;

— ингибированием инертными газами (N_2) газо-воздушных смесей природного газа;

— организацией тепловой защиты технологического оборудования созданием водяных завес.

Для создания водяных завес и тушения пожаров оборудования на объекте предусматривается противопожарный водопровод, резервуары с достаточным запасом воды, штатные первичные средства пожаротушения, а также пожарная сигнализация.

Проведенные исследовательские работы по пожаротушению оборудования с жидким водородом показали, что наиболее целесообразно осуществлять защиту от пожара рядом стоящего оборудования, орошая его водой. Установки орошения следует выполнять с автоматическим, дистанционным и ручным управлением. Тип, конструкция и особенности расстановки оросителей, а также режим их работы (давление, расход воды) должны определяться из условия равномерного орошения всех защищаемых поверхностей как в случае разлива и горения СПГ в пределах собственной буферной зоны, так и при радиационном тепловом воздействии его горящих утечек.

По данным ВНИИПО в настоящее время отсутствуют универсальные огнетушащие средства для тушения пожаров и предупреждения взрывов при горении СПГ на открытых площадках и в замкнутых помещениях.

Для тушения пожаров на открытых площадках рекомендуются:

— воздушно-механическая пена средней кратности;

— порошковые составы типа «Пирант», ПСБ-3 и ПХК;

— установки по распылению мелкодисперсной воды;

— установки по распылению мелкодисперсной воды с инертными газами.

Для тушения пожаров в помещениях, где возможно нахождение людей, рекомендованы составы на основе инертных газов и безопасные хладоны.

Для предупреждения взрывов могут быть рекомендованы инертные газы и составы на их основе, озононеразрушающие хладоны, ультрадисперсные порошки, аэрозольные составы. Нормативные расходы вышеуказанных огнетушащих средств должны быть определены на моделях техники, производящей и использующей СПГ.

Гостехнадзор и МЧС в 1996 г. подготовили документ «Порядок разработки декларации безопасности промышленного объекта РФ», требующей от разработчика проведения анализа опасностей и риска эксплуатации объекта. Для оценки степени техногенной угрозы наиболее приемлемы методы, позволяющие оценить не только последствия возможных аварий, но и вероятность их возникновения. Сочетание этих категорий (последствий и вероятности) образует понятие риска — нового количественного критерия оценки безопасности.

В последние годы ВНИИгаз совместно с МГУ им. Ломоносова интенсивно работает над разработкой научно-методических основ количественного анализа риска и внедрения его в отечественную практику проектирования

и эксплуатации технических объектов газовой промышленности. На базе этих работ появляется возможность более полно решать задачи обеспечения безопасности на вновь создаваемых объектах СПГ.

На основании теоретических и экспериментальных исследований имеется возможность разработать методики и комплекс программ для ЭВМ, позволяющие проводить расчеты и оптимизацию различных технологических процессов производства СПГ, его хранения и выдачи, моделировать режимы работ установок по получению СПГ, а также прогнозировать воздействие объектов СПГ на окружающую среду в чрезвычайных ситуациях.

12.8. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ

Наиболее важными из внутренних хозяйственно-экономических угроз для населения Российской Федерации является высокий уровень экологической опасности, связанный с работой транспортно-промышленного комплекса, и постоянный рост ущерба от растущего числа техногенных аварий и катастроф. Это приводит в итоге к резкому ухудшению состояния здоровья людей, уменьшению численности населения.

Поэтому аспекты внедрения СПГ в хозяйство страны следует рассматривать комплексно, в том числе с позиций национальной безопасности страны и, в первую очередь, экологической безопасности. Экологическая опасность транспортно-энергетического и промышленного комплекса РФ характеризуется следующими данными:

В 2000 году предприятиями промышленности было выброшено 15,2 млн. тонн загрязняющих веществ, из которых 38% приходится на металлургию, 25,4% — на долю электроэнергетики, 10,6% — нефтедобывающей промышленности. В 2000 году впервые за последние 5 лет отмечен рост объемов промышленных выбросов (3,5% к уровню 1999 г.) [9]. В последние годы положение практически не улучшилось. Произошло некоторое перераспределение — уменьшилась доля металлургии за счет сокращения выпуска металла, увеличилась доля транспорта за счет увеличения числа автомобилей.

Более 40% территории России находится в чрезвычайной экологической ситуации, причем во многом это связано с добычей и переработкой нефти и использованием нефтепродуктов.

Известно, что зоны территорий вблизи крупных хранилищ нефтяных топлив с течением времени превращаются в экологически неблагоприятные территории в связи с постоянной утечкой в почву этих топлив при их эксплуатации. Это имеет место в районах аэродромов, заправочных станций, заправочных эстакад и др. В ряде мест образовываются огромные линзы, наполненные горючим. Имеются сведения, что горючее, проникая в водоносные горизонты, попадает в реки, озера, колодцы, нанося огромный экологический и экономический ущерб.

Значительная доля загрязнений атмосферного воздуха приходится на автомобильный транспорт: суммарные выбросы загрязняющих веществ автомобильным транспортом в 2000 году составили 13,48 млн. тонн.

Величина ежегодного экологического ущерба от функционирования автотранспортного комплекса Российской Федерации достигает 110 млрд. рублей. Наибольшая доля этого ущерба (до 60%) связана с перевозкой пассажиров легковыми автомобилями. На перевозки грузов автотранспортом приходится 26,5% экологического ущерба, а на автобусные перевозки — 13,5% [9].

В г. Москве выбросы от автотранспорта составляют до 85% от всего промышленного загрязнения столицы и почти в 10 раз превышают ПДК. Ущерб от загрязнений оценен в 150 млн. долл. США в год. Естественно, что в стране постоянно проводятся работы по улучшению экологической обстановки, хотя и очень медленно.

Исследования, проведенные на двигателях внутреннего сгорания, показали, что при использовании в качестве горючего природного газа в выхлопных газах снижается в 2 раза количество твердых частиц, в три раза концентрация углеводородов, в 1,5 раза окислов азота, в 5 раз сернистых веществ. Не случайно на заседании Комиссии по газомоторному топливу при Правительстве РФ и Европейской газомоторной ассоциации 2 — 3 июля 1998 г. в г. Санкт-Петербурге в выступлениях ее участников (особенно иностранных) указывалось, что перевод транспорта на природный газ вызван, прежде всего, экологическими соображениями.

При использовании криогенных топлив полностью исключаются попадания этого топлива в окружающую среду (как это имеет место при использовании нефтяных топлив). При возможных аварийных проливах криогенное горючее испаряется. Любое воспламенение испаряющегося криогенного топлива приводит лишь к дефлаграционному сгоранию. По данным ВНИИПО и ИХФ РАН возникновение детонации горючей газовой смеси в свободном неограниченном объеме исключено. Немаловажным фактором является то обстоятельство, что при проливе СПГ на землю угроза аварийная ситуации в этой зоне будет значительно меньше, чем при проливе нефтяных топлив.

При использовании того или иного вида топлива необходимо учитывать, что его вредное воздействие на окружающую среду возникает на стадиях его производства, хранения, транспортирования, распределения, использования. При создании установки получения СПГ, хранилищ этого топлива, создания средств выдачи его потребителям необходимо обеспечить безотходность производства и реализации продукта, высокую степень герметичности технологического оборудования (резервуаров, трубопроводов, арматуры и др.). Должна быть разработана эффективная система очистки и осушки газа, экономичный холодильный цикл, система оборотного водоснабжения для сокращения потребления пресной воды, проведены многие другие мероприятия.

В целях снижения загазованности территории комплекса СПГ, приземного слоя атмосферы и охраны воздушного бассейна от загрязнений углеводородными газами в технологической части должна предусматриваться возможно полная утилизация газов. Необходимо предусматривать возможно меньшее число переливов СПГ во всей цепочке, от его получения до выдачи потребителю, отдавая преимущество трубопроводной связи.

При оценке эффективности топлива наиболее правильным является анализ не только его народнохозяйственной эффективности, но и экологической составляющей. Такая оценка чрезвычайно сложна, но она позволяет

получить достаточно объективную характеристику, т.к. стоимость топлива включает в себя не только рыночную составляющую, но и «внешнюю» стоимость, эквивалентную стоимости компенсации ущерба здоровью населения и окружающей среде.

Эффективная (социальная) стоимость топлива — это те затраты, которые фактически несет общество при использовании топлива, и они существенно превышают рыночную цену топлива — остальное покрывается обществом за счет налогоплательщиков (общественные расходы на медицину, реновацию объектов, потери рабочего времени и т.д.). Статистических данных по России в этой части обнаружить не удалось. По результатам исследований, проведенных в США по программам, координируемым Департаментом энергетики, приведены усредненные данные о «внешней» стоимости ряда энергоносителей, учитывающие ущерб здоровью населения, флоре и фауне, городскому хозяйству (*табл. 12.5*).

С учетом этой составляющей существенно изменяется соотношение народнохозяйственной и социальной стоимости при использовании различных топлив в различных отраслях хозяйства страны.

В качестве примера в *табл. 12.6* и *12.7* приводятся данные об обычной и эффективной стоимости топлив в условиях США для автотранспорта с двигателями внутреннего сгорания при пробеге 300 миль и мощности двигателя 75 кВт (100 л.с.), а также для автомобилей с топливными элементами.

Как следует из таблиц, при учете экологии приоритеты топлив существенно меняются. Наиболее дешевым топливом оказывается природный газ, и при замене керосина на природный газ общество экономит около 3 долл. США/ГДж, т.е. 120-150 долл. США/т, что близко к прогнозируемой стоимости СПГ. Таким образом, социальный народохозяйственный и экологический эффект от замены нефтяных топлив на газовые настолько велик, что при учете социальной стоимости топлив срок окупаемости при их замене газовыми топливами существенно сокращается.

Учесть социальную стоимость топлив можно с помощью налоговой политики на федеральном и региональном уровнях, это начинает осуществляться в США и некоторых других странах. Социальную стоимость необходимо учитывать в законодательстве об использовании природных ресурсов и в налоговой политике России. Сегодня эта составляющая не учитывается. Ясно, что в этом случае необходимость использования газового топлива взамен нефтяного окажется более очевидной.

Имеется еще один экологический аспект, связанный с применением СПГ как топлива. Это сокращение выбросов парниковых газов.

Протоколом Конференции Сторон РКИК (рамочной конвенции ООН об изменении климата), принятым в Киото в декабре 1997 г., установлены количественные обязательства Сторон по ограничению и сокращению выбросов парниковых газов на период 2008-2012 гг.: диоксида углерода, метана, закиси азота, гидрофтор-углеродов, перфторуглеродов и гексафторида серы. По Протоколу в 2008-2012 гг. Россия обязана сохранить выбросы указанных газов на уровне 1990 г. Современное и прогнозируемое на указанный период состояние народного хозяйства России позволяет осуществлять торговлю квотами на выбросы. В этой связи любые мероприятия, не направлен-

ные на сокращение производства, но приводящие к сокращению выбросов указанных газов, могут рассматриваться как дающие дополнительные экономические выгоды, связанные с возможностью увеличения объемов продаваемых квот на выбросы. Их стоимость по различным оценкам (главным образом, в зависимости от соотношения спроса и предложения на рынке квот) может варьироваться от 5 до 100 долл. США за тонну CO-2 эквивалента (*табл. 12.8*) [9].

При замене керосина на СПГ выбросы CO_2 могут сократиться более чем на 25%, и стоимость сэкономленных квот составит заметную долю стоимости криотоплива.

Приведенные оценки показывают необходимость и чрезвычайную важность разработки соответствующих законодательных актов и совершенствования налоговой политики в нашей стране, как на федеральном, так и на местном и региональном уровнях. Разработка предложений к налоговому законодательству должна основываться на детальном анализе каждого из различных путей преобразования первичных энергоресурсов при производстве и использовании криотоплив.

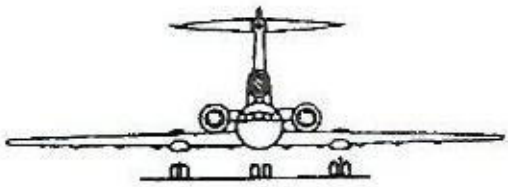
Рис. 12.1

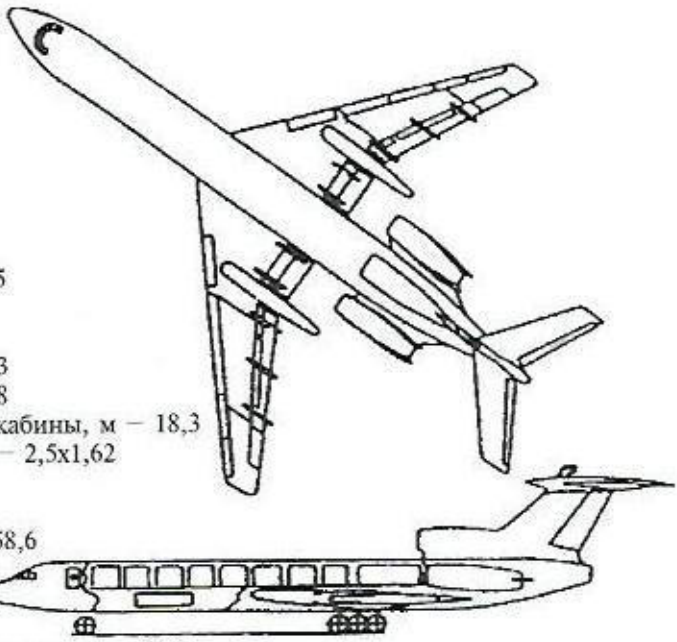
Основные направления применения сжиженного природного газа (СПГ)



Рис. 12.2

Грузопассажирский самолет Ту-156 с двигателями НК-89

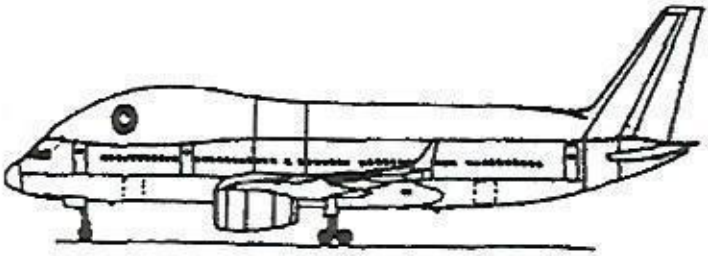


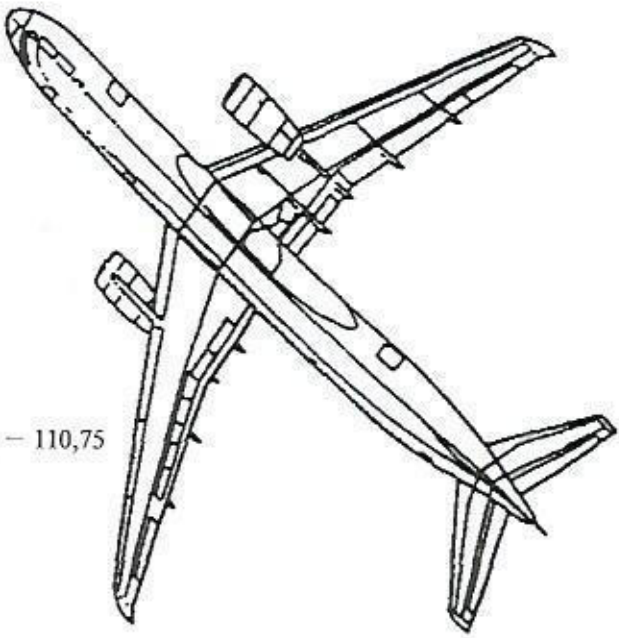


Основные размеры
Длина самолета, м – 47,925
Размах крыла, м – 37,55
Высота самолета, м – 11,4
Длина фюзеляжа, м – 42,33
Диаметр фюзеляжа, м – 3,8
Длина грузопассажирской кабины, м – 18,3
Размер грузовой двери, м² – 2,5x1,62
Вес
Взлетный вес, т – 100,00
Масса снаряженного, т – 58,6
Вес топлива, т
– СПГ – 16,8
– керосин – 10,2
Максимальная полезная нагрузка, т – 14,0
Летные данные
Скорость полета, км/ч – 850,00
Эксплуатационная дальность с максимальной нагрузкой, км – 2600,00
Необходимая длина ВПП, м – 2500,00
Двигатели
Количество и тип – 3хНК-89
Стартовая тяга, кгс – 10500-00
Удельный расход топлива при Н=11 км, М=0,8 (СПГ), кг/кгс.час – 0,74
Расход топлива, т/т.км
– СПГ – 400,00
– керосин – 438,8

Рис. 12.3

Среднемагистральный пассажирский самолет Ту-204К с двигателями ПС-92



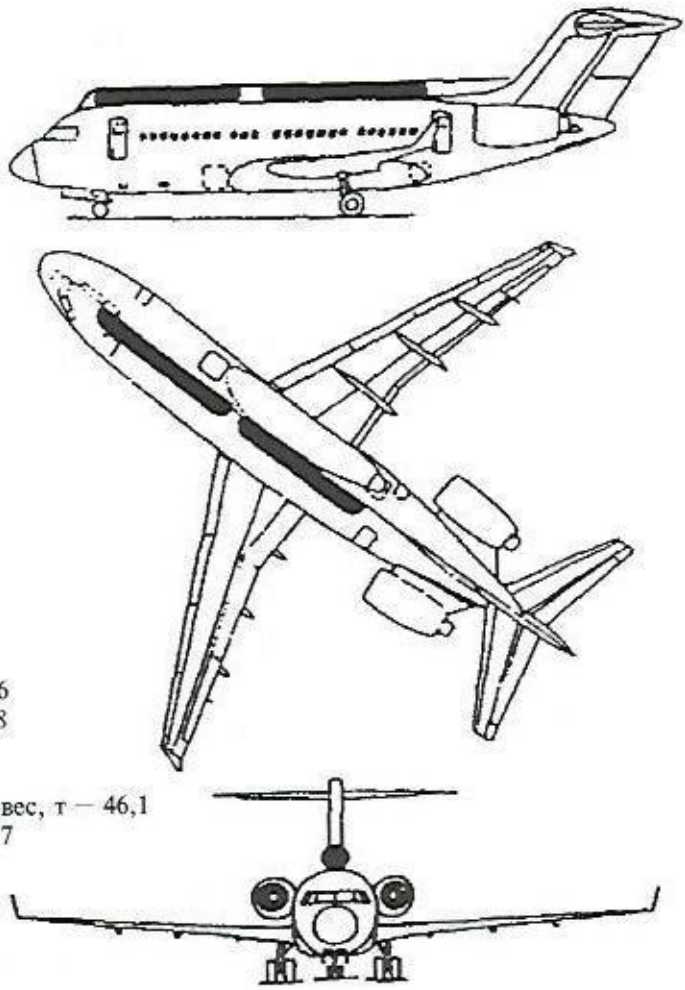


Основные размеры
Длина самолета, м – 46,00
Высота самолета, м – 13,9
Размах крыла, м – 42,00
Вес
Максимальный взлетный вес, т – 110,75
Полезная нагрузка, т
— максимальная – 25,2
— пассажирская – 19,2
Вес топлива, т
— СПГ – 22,5
— керосин – 5,5
Число пассажиров — 210
Летные данные
Дальность полета, км
— при максимальной полезной нагрузке – 3600,00
— при пассажирской полезной нагрузке – 5300-00
Крейсерская скорость, км/ч – 800-150
Крейсерская высота, км – 10,6 – 11,6
Длина ВПП, м – 2500,00
Категория посадки по ЈСАО – III
Двигатели
Количество и тип – 2хПС-92
Взлетная тяга, кгс – 16400



Рис. 12.4

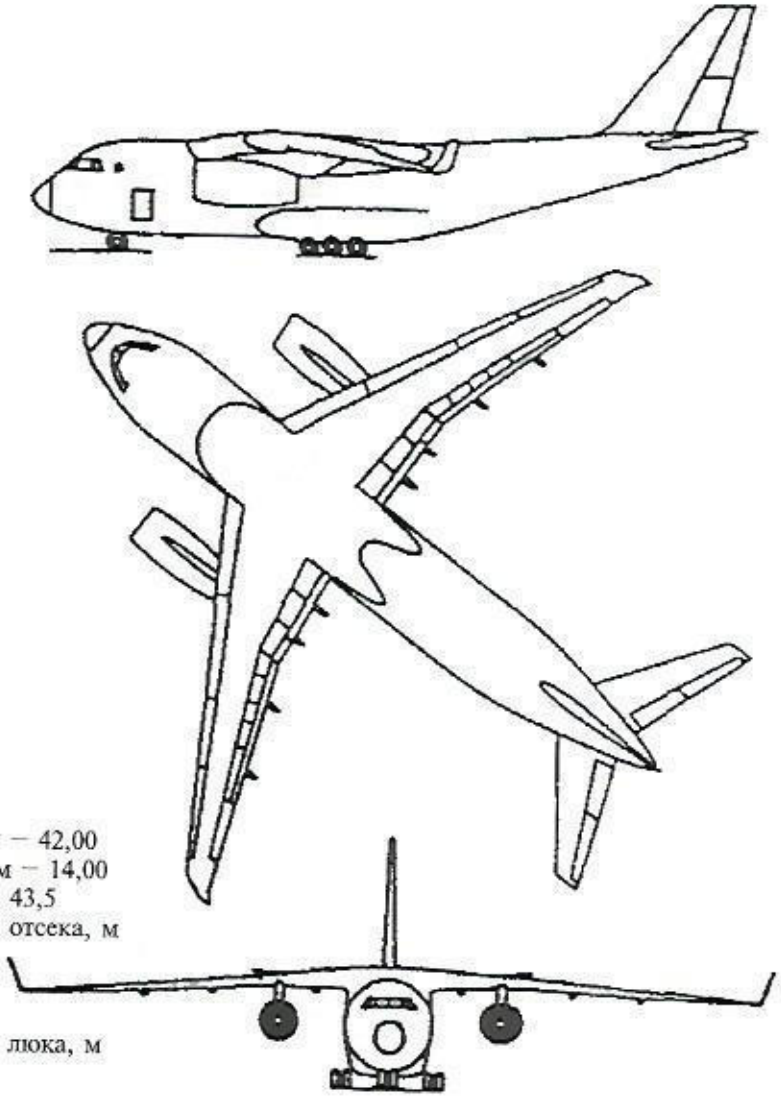
Ближнемагистральный пассажирский самолет Ту-336 с двигателями ВК-710С



Основные размеры
Длина самолета, м — 31,26
Высота самолета, м — 9,38
Размах крыла, м — 29,77
Вес
Максимальный взлетный вес, т — 46,1
Полезная нагрузка, т — 9,7
Вес топлива, т
— СПГ — 7,00
— керосин — 2,00
Число пассажиров — 102
Летные данные
Дальность полета, км
— при максимальной полезной нагрузке — 1800,00
Крейсерская скорость, км/ч — 800-00
Крейсерская высота, км — 10,6
Категория посадки по ЈСАО — IIIA
Двигатели
Количество и тип — 2хВК-710С
Взлетная тяга, кгс — 6950

Рис. 12.5

Грузовой самолет Ту-330С с двигателями ПС-92



Основные размеры
Длина самолета, м – 42,00
Высота самолета, м – 14,00
Размах крыла, м – 43,5
Размеры грузового отсека, м
— длина – 19,5
— ширина – 4,0
— высота – 3,55
Размеры грузового люка, м
— высота – 4,0
— ширина – 4,0

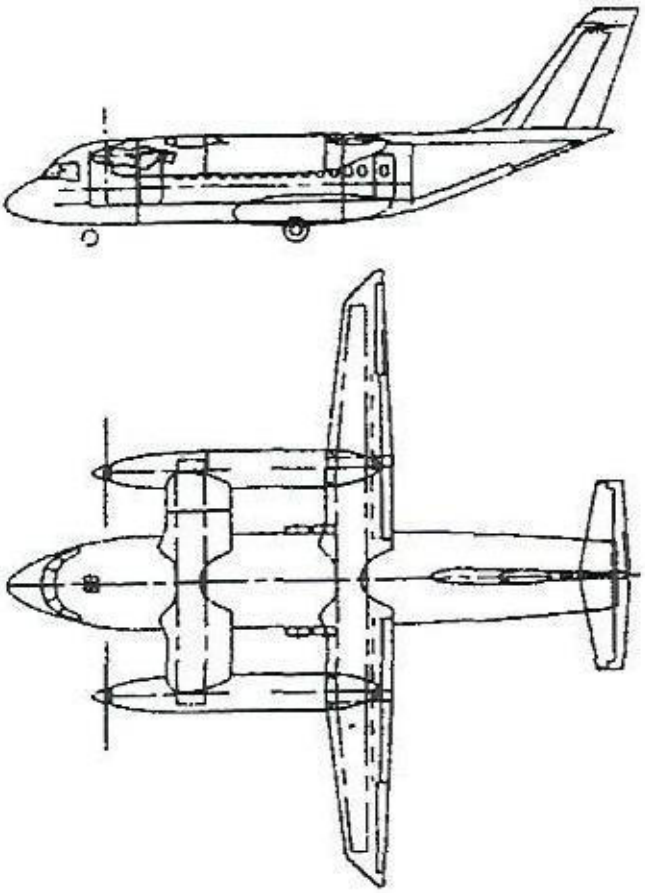
Вес
Взлетный вес, т – 103,5
Максимальная полезная нагрузка, т – 35,0

Летные данные
Дальность при коммерческом грузе 30 т, км – 3000,0
Дальность при коммерческом грузе 20 т, км – 5600,0
Крейсерская скорость, км/ч – 800-850
Высота полета, м – 11000,0

Двигатели
Количество и тип – 2хПС-92

Рис. 12.6

Пассажирский самолет Ту-136 с двигателями ТВ7-117СФ

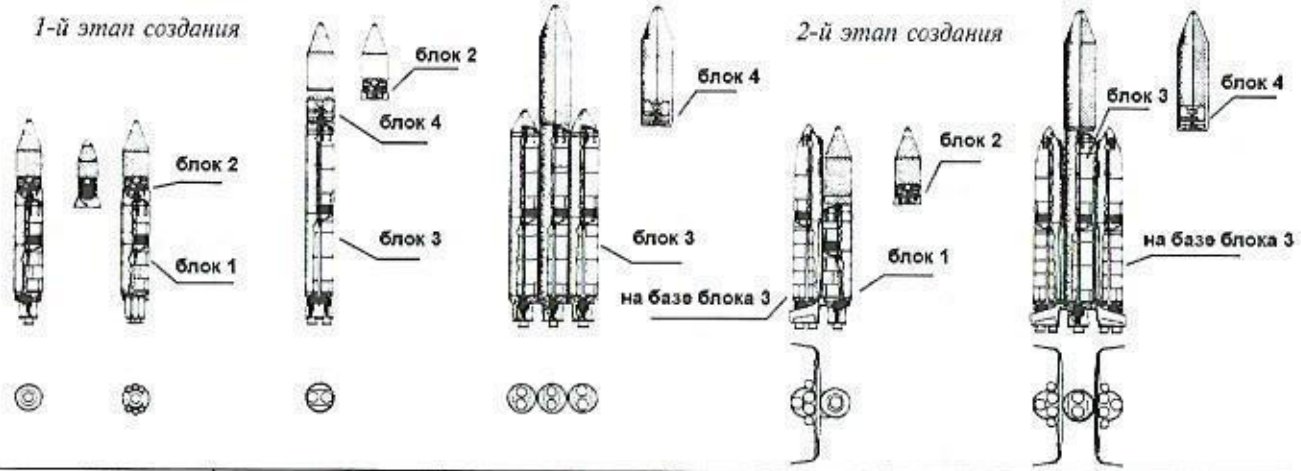


Основные размеры
Длина самолета, м – 22,63
Высота самолета, м – 8,13
Размах крыла, м – 21,77
Вес
Взлетный вес, т – 20,0
Максимальная полезная нагрузка, т – 5,0
Вес топлива, т
– СПГ – 3,68
– керосин – 4,32
Летные данные
Дальность при полезной нагрузке 5 т, км – 2000,0
Дальность без полезной нагрузки, км – 6000,0
Крейсерская скорость, км/ч – 550,0
Высота крейсерского полета, м – 7200,0
Длина ВПП, м – 1800,0
Двигатели
Количество и тип – 2хТВ7-117СФ
Расход топлива, г/пасс. км – 21,6

Рис. 12.7

Российский средства выведения нового поколения

Общий вид ракеты-носителя



Ракета-носитель	*«М - 1»*	*«М - 2»*	*«М - 3»*	*«М - 2В»*	*«М - 3В»*	Концепция средств выведения нового поколения предусматривает сохранение и развитие потенциала, созданного по программам «Зенит» и «Энергия», и возможность создания сверхтяжелых РН
Стартовая масса, т	156- 182*	300	850	490	995	
Грузоподъемность, т						
- на низкую ОИСЗ (Н=200км, i=90°)	3,2–4,4*	10	24	10,5	23	
- на ГСО		1,3–1,5	3,5–5,5**	1,5	3,5–5,5**	
Компоненты топлива	жидкий кислород + сжиженный природный газ (С П Г)					
Тип двигателей						
-I ступени	РД-192 (РД-0120м)х1	РД-192 (РД-0120м)х2	РД-192 (РД-0120м)х4	РД-192 (РД-0120м)х3	РД-192 (РД-0120м)х6	
- II ступени	РД185х1	РД185х1	РД-192 (РД-0120м)х2	РД-192 (РД-0120м)х1	РД-192(РД-0120м)х2	
- разгонный блок	—	РД 185х1	РД185х1	РД 185х1	РД185х1	
Космодром запуска	«Плесецк» «Свободный» «Байконур»	«Плесецк» «Байконур»	«Плесецк» «Свободный»	«Плесецк» «Свободный» «Капустин Яр»	«Плесецк» «Свободный» «Капустин Яр»	
Прогнозируемая надежность	0,997	0,996	0,995	0,995	0,995	

* — *с использованием стартовых РДТТ.*

** — *с использованием КВРБ.*

Таблица 12.1

Объемы суточной неравномерности газопотребления и продолжительности пикового периода газопотребления по экономическим районам страны

№/№	Экономический район	Потребитель (область, республика)	Суточная неравномерность газопотребления, млн. м^3			Период пикового потребления, сут.
			всего	покрываемая за счет МГ и ПХГ	дефицит	
1.	Северный	Карелия	2,6	1,4	1,2	20
2.	Северо-Западный	Ленинградская обл.	52	29	23	15
3.	Центрально-Черноземный	Липецкая, Воронежская обл.	11 15,5	6,3 9,4	4,7 6,1	15 15
4.	Северный Кавказ	Дагестан	6,2	2,7	3,5	15
5.	Волго-Вятский и Поволжский	Горьковская обл. Татарстан	29,6 24,9	17,7 15,3	11,9 9,6	10 10
6.	Уральский	Свердловская обл.	38,8	23,7	15,1	20
7.	Западно-Сибирский	Омск Томск Кемерово Новосибирск	10,4 6,2 15,5 6	3,4 2,3 4,8 2	7 3,9 10,7 4	20 20 20 20
	ИТОГО				100,7	

Таблица 12.2

Опасность СПГ в сравнении с другими видами топлив

№	Наименование параметра ед. изм.	Значение параметра			
		СПГ	Пропан	Бензин	Дизтопливо
1.	Концентрационные пределы воспламенения, % об.	5,5-15,0	2,2-9,5	1,4-7,4	1,1-8
2.	Температура самовоспламенения, ^{0}С	537	466	440	240
3.	Минимальная энергия воспламенения, мДж	0,30	0,26	0,15	0,1
4.	Максимальное давление взрыва газо-воздушной смеси, МПа	0,7	0,78	0,9	0,89
5.	ПДК в рабочей зоне, мг/м^3	не токсичен	300	300	300
6.	Минусовые температуры кипения при атмосферном давлении, ^{0}С	минус161÷ минус164	-42,1	—	—

Таблица 12.3

Опасность аварийной утечки и выброса СПГ и КПГ

Вид выброса	Вероятность выброса			
	Магистральный газотепловоз		Маневровый газотепловоз	
	СПГ	КПГ	СПГ	КПГ
Утечка через отверстия Ø 2,5 мм	$4,5\times10^{-5}$	$4,95\times10^{-6}$	$6,75\times10^{-4}$	$7,5\times10^{-5}$
Мгновенный выброс всего содержимого газа	$4,95\times10^{-6}$	$4,5\times10^{-5}$	$7,5\times10^{-5}$	$6,75\times10^{-4}$

Таблица 12.4

Расчет размеров зон поражения от КПГ и СПГ

№	Степень поражения	Уровень поражения, м									
		КПГ					СПГ				
		масса газа, кг					масса газа, кг				
		1000	5000	10000	15000	20000	1000	5000	10000	15000	20000
1	Ожег I степени	49,9	109,2	153,1	186,4	214,5	16,2	35,6	49,9	60,7	69,9
2	Ожег II степени	36,5	79,9	112,2	136,6	157,2	11,8	26,0	36,5	44,5	51,2
3	Ожег III степени	30,1	66,2	92,9	113,2	130,3	9,8	21,4	30,1	36,7	42,3

Таблица 12.5

Усредненный ущерб окружающей среде от использования различных топлив (внешняя стоимость) в расчете на низшую теплоту сгорания

Энергоноситель	Долл./ГДж	Долл./кВт·ч
Природный газ	7,83	0,028
Бензин, керосин	11,1	0,040
Уголь	13,5	0,049
Жидкие попутные газы	10,67	0,038
Метанол	10,92	0,039
Этанол	11,0	0,040

Таблица 12.6

Обычная и эффективная стоимость топлив для автотранспорта США с двигателем внутреннего сгорания (долл./км пробега)

Топливо	Обычная стоимость, долл./км	Эффективная стоимость, долл./км
Водород электролизный (ГЭС)	0,062	0,068
Водород из природного газа (конверсия)	0,042	0,067
Природный газ	0,017	0,039
Метанол	0,029	0,052
Этанол	0,047	0,069
Бензин	0,030	0,059
Сжиженные попутные газы	0,022	0,047

Таблица 12.7

Обычная и эффективная стоимость топлив в условиях США для автомобилей с топливными элементами (долл./км пробега)

Топливо	Обычная стоимость, долл./км	Эффективная стоимость, долл./км
Водород электролизный (ГЭС)	0,029	0,029
Водород из природного газа (конверсия)	0,019	0,028
Природный газ	0,012	0,025
Метанол	0,024	0,043

Таблица 12.8

Содержание углерода в топливе

Топливо	α_i, тонн С / тнэ	α_i, тонн CO_2 / тнэ
Уголь	1,0	3,66
Нефть	0,825	3,020
Газ	0,5756	2,1065

ЛИТЕРАТУРА К РАЗДЕЛУ IV

1. Natural gas information 2001. IEA statistics, IEA/OECD, 2001.

2. *Талызин Н.Н.* Зарождение самостоятельной отрасли газовой промышленности. / Сб. Газовая промышленность России. Исторические очерки. — М.: Газойл пресс, 2000.

3. *Иванцов О.М.* Сооружение трубопроводных газовых магистралей. / Сб. Газовая промышленность России. Исторические очерки. — М.: Газойл пресс, 2000.

4. World Energy Outlook. 2001 Insights. IEA/OECD, 2001.

5. Энергетика в глобальной системе «природа — общество — человек». Прогноз мировых энергетических рынков (2002 г.) Основные положения. — М.: Папирус Про, 2002.

6. *A. Mastepanov.*The Perspective of Russisa's Partici pation in the World LNG Trade. — LNG, 12. Perth, Australia, 4-7 May 1998, Conference Proceeding.

7. *Мастепанов А.М.* Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. — М.: ВНИИОЭНГ, 1997.

8. *Горбунцов Д.Г.* Нам отводится ключевая роль в осуществлении Энергетической стратегии России (интервью с Ю.В. Нееловым). — «Газовая промышленность», январь 2002.

9. Государственный доклад «О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 200 году». — МПР Российской Федерации, М., 2001.

Раздел V

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ПЕРЕД ЛИЦОМ НОВЫХ ВЫЗОВОВ

Глава 13

ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ РЫНКОВ ГАЗА И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

13.1. ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ РЫНКОВ ГАЗА — ИСТОРИЯ ВОПРОСА

В главе III уже было отмечено, что либерализация является закономерным процессом для зрелых, конкурентных рынков газа, хотя зачастую она начинается уже на предыдущем этапе развития этих рынков.

Пионером в либерализации газового рынка явились США. В Великобритании либерализация газового рынка произошла позднее, ее началом можно считать приватизацию газовой монополии «British Gas» в 1985 г. и принятие «Газового закона» 1986 г., разрешившего крупным потребителям покупать газ по договорной цене. Директива по либерализации газового рынка ЕС (ЕС/98/30) была принята Европейским парламентом и Советом Европы 22 июня 1998 г.

13.1.1. Либерализация газового рынка США

Как известно, первоначально в США независимые производители (обычно нефтяные компании) добывали газ и продавали его транспортным компаниям, а те в свою очередь перепродавали газ газораспределительным компаниям. Благодаря такой структуре производители не обладали значительной властью на рынке, т.к. их возможности в выборе покупателя (а значит, и в установлении цены) были существенно ограничены возможностями транспортной инфраструктуры. Конечная цена газа для потребителя складывалась из цены производителя плюс издержки транспортной и распределительной компаний. Деятельность двух последних контролировалась регулирующими органами на федеральном уровне либо на уровне штата. Соответственно цена на их услуги устанавливалась по затратному принципу, и компании не имели стимулов для снижения издержек.

Либерализация газового рынка в Америке начиналась с введения строгого государственного контроля над деятельностью многочисленных газодобывающих и транспортных компаний. В конце 40-х — начале 50-х годов прошлого века газовая отрасль в США испытала бурный рост, который отличался крайней неравномерностью развития различных ее секторов. Добыча стала обгонять возможности трубопроводов, что вызвало дефицит в ряде регионов и хаотические скачки цен.

Созданная ещё в 1938 году Федеральная энергетическая комиссия (Federal Power Commission, или FPC) следила за тарифами для трубопроводных сетей, но не за ценами производителей, и отвечала отказами на требования многих компаний, в том числе и газодобывающих, установить предельные показатели цены отпускаемого с промыслов газа. Потребовалось вмешательство Верховного суда США, и в 1954 г. функции FPC уже включали не только регулирование деятельности газопроводов, но и установление цен на газ у устья скважины. Данный вердикт, получивший известность как «Решение Филипса», гласил, что первоочередной задачей комиссии является «защита потребителей от эксплуатации со стороны газовых компаний».

В результате в Соединенных Штатах возникла система централизованного контроля над отраслью, которая просуществовала в неизменном виде почти четверть века. FPC регулировала цены на газ, который добывающие компании продавали транспортным компаниям, а те в свою очередь продавали газ (также по регулируемым ценам) местным распределительным сетям. Тарифы для таких дистрибьюторов тоже регулировались в административном порядке, но уже на уровне отдельных штатов или даже графств. Такая структура избавила рынок от бурных перепадов цен и позволила потребителям покупать газ по приемлемым ценам, однако с течением времени она породила новые противоречия. В частности, у добывающих компаний не было никакого стимула вкладывать средства в разведку и наращивать запасы на перспективу.

Многие специалисты (см., напр., [1-3]) причиной либерализации газового рынка в США называют энергетический кризис 1970-х годов. Рост цен на нефть и действия арабских стран вызвали опасения за энергетическую безопасность страны и эффективность использования топливных ресурсов. В

целях ограничения роста цен в тот период для производителей был установлен их предельный уровень, но в связи с растущим спросом на топливо цены на федеральном уровне быстро достигли потолка, вскоре после этого начали происходить перебои в снабжении. На уровне штатов условия были не такими жесткими, поэтому на местных рынках устанавливалась равновесная цена, позволявшая соблюсти баланс спроса и предложения. Местные рынки, таким образом, становились для производителей более привлекательными, чем федеральный, и на эти рынки устремлялось все большее количество продавцов.

Жесткая ситуация на федеральном газовом рынке США, помимо установленного потолка цен, была вызвана также наличием долгосрочных контрактов (длительность которых могла достигать 30 лет) между транспортными компаниями и производителями. В рамках данных контрактов оптовая цена газа устанавливалась как средняя от цен всех производителей, с которыми работал поставщик. Так как со временем доля более дорогого газа в контрактах возрастала, соответственно росли и цены. Перебои в поставках газа на федеральном уровне привели к тому, что регулирующие органы увеличили потолок цен для производителей и стали поощрять сокращение использования газа при производстве электрической и тепловой энергии. В результате принятых в этом направлении мер предложение газа на рынке увеличилось, но в связи с наличием уже заключенных контрактов поставщики не смогли отреагировать на эту ситуацию снижением цен. В свою очередь крупные потребители стали искать возможности обойти услуги поставщиков. В частности, они заключали краткосрочные сделки непосредственно с производителями, а некоторые даже стали строить собственные трубопроводы для транспортировки газа. Как следствие, начал развиваться спотовый рынок газа, а поставщики были вынуждены ограничиться предоставлением услуг исключительно по транспортировке газа.

Изменение ситуации в газовой отрасли и рынке газа потребовало соответствующих изменений и в законодательстве США.

В 1978 г. вместо FPC была учреждена Федеральная комиссия по регулированию энергетики (Federal Energy Regulatory Commission, или FERC), которой в числе прочих обязанностей было поручено провести реформу ценообразования на природный газ.

В 1985 г. законодательно было закреплено обязательное предоставление услуг по транспортировке газа, а к 1993 г. были сняты все ограничения на цены производителей.

Таким образом, за 20 лет реформ рынок газа в США претерпел существенные изменения как в институциональном, так и в технологическом направлениях. Необходимость быстрого реагирования на изменение спроса привела к развитию сети трубопроводов и хранилищ газа, а с появлением спотового рынка цены на газ стали крайне неустойчивыми, что в свою очередь дало толчок развитию финансовых инструментов, позволявших осуществлять хеджирование сделок как продавцам, так и потребителям. Так, в 1996 г. на фьючерсном рынке газовых контрактов количество открытых позиций ежедневно составляло в среднем около 150 тыс. В это время появилось множество независимых продавцов газа, проводивших весьма агрессивную по-

литику по привлечению клиентов. В выигрыше оказались потребители, так как в период между 1983-1998 гг. цены на газ в реальном выражении снизились примерно в 2 раза [2, 4].

13.1.2. Либерализация газового рынка Великобритании

Либерализация газового рынка Великобритании стала составной частью широкомасштабной приватизации, реализованной правительством Маргарет Тетчер в 80-х годах [5, 6]. Принятый в 1982 г. Акт о нефтегазовом предпринимательстве дал возможность британскому правительству распоряжаться имуществом «Бритиш Газ» (BG). Процесс реформирования BG был закончен в 1986 г. (Газовый Акт), и уже в декабре 1986 г. акции BG были размещены на главных биржах мира [3].

В том же 1986 г. в соответствии с Законом о газе (Газовым Актом) был создан специальный регулирующий орган газовой отрасли (OFGAS). С 1988 г. в соответствии с решениями Комиссии по монополиям и слияниям (MMC) и Управления по контролю за правилами торговли (OFT) «Бритиш Газ» была обязана публиковать тарифы на транспорт газа. Этими же решениями определялась задача обеспечить выход 10% нового законтрактованного газа из-под контроля «Бритиш Газ» [6].

Для ускорения процесса либерализации в 1989 г. в соответствии с постановлением государственного регулирующего органа OFGAS были ограничены объемы закупок газа компанией «Бритиш Газ» от производителей газа, что заставляло последних поставлять его независимым поставщикам и стимулировало оптовую торговлю на входных терминалах газотранспортной системы «Бритиш Газ» [4].

С 1990 г. промышленные потребители получают право покупать газ непосредственно у производителей газа (право выбора поставщика). В начале под действие такого решения попали только крупные промышленные потребители (с объемом потребления свыше 25 000 терм газа в год*), а в 1992 г. — и средние потребители (с объемом потребления от 2500 терм газа в год) [6].

В 1994-1996 гг. была подготовлена и принята британским парламентом новая редакция Закона о газе (Газового Акта), которая заложила законодательные основы и создала условия для дальнейшего развития конкуренции на национальном рынке газа. На основе этого Закона о газе в том же 1996 г. был разработан и принят Закон по транспортировке газа (или Сетевой кодекс — Network Code) — общий набор правил, управляющий всеми участниками газового рынка. Введенная в действие в апреле 1996 г. пилотная схема функционирования рынка позволила 500 тыс. потребителей в трёх регионах страны (в Девоне, Корнуэлле и части Соммерсета) самостоятельно выбирать поставщика газа. В 1996 г. «Бритиш Газ» приняла решение о разделении своих основных фондов на две отдельные компании: «Сентрика» (Centrica), занимающуюся добычей, продажей и поставкой газа, и «BG plc», отвечаю-

* 1 терма газа примерно равна 100 тыс. БТУ (British thermal units) или $1{,}055 \times 10^8$ джоулей.

щую за транспортировку и хранение газа (включая компанию «Транско» (Transco), которая несет ответственность за развитие газовой инфраструктуры). Данная реорганизация была завершена в феврале 1997 г. после ее одобрения акционерами. В результате мер, предпринятых правительством и бывшей монополией «Бритиш Газ» (BG), к концу 1998 г. все британские потребители в количестве 19,5 млн. получили право и возможность самостоятельного выбора поставщика газа.

Параллельно с либерализацией рынка газа в Великобритании шел и процесс либерализации рынка электроэнергии. В том же 1986 г. был создан специальный регулирующий орган для электроэнергии — OFFER, позднее вышел Закон об электроэнергии, создан энергетический пул. Директива ЕС по электроэнергии подстегнула процесс реформирования отрасли и либерализации рынка электроэнергии, и к концу 90-х годов потребители электроэнергии также получили возможность самостоятельного выбора её поставщика.

С полным открытием рынков газа и электроэнергии в Великобритании на повестку дня встал вопрос и об их слиянии. В целях лучшего регулирования этого процесса на базе отраслевых регулирующих органов OFGAS и OFFER в 2000 г. создается единый орган — OFGEM, главной целью которого провозглашается защита потребителя (содействие эффективности и энергосбережению, защита населения от непредвиденных факторов, обеспечение диверсификации и долгосрочной стабильности в энергоснабжении, внимание вопросам экологии) [5].

Признавая успешность реформирования и либерализации рынков газа и электроэнергии в Великобритании, специалисты, тем не менее, указывают и на существование значительного количества нерешённых проблем (см., например, [5-7]), многие из которых напрямую связаны с проблемой энергетической безопасности. К ним в частности относятся надежность газоснабжения и роль долгосрочных контрактов, инвестиции в газовую инфраструктуру.

13.2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ

13.2.1. Принятие Газовой директивы

Директива по либерализации газового рынка ЕС (EC/98/30) была принята Европейским парламентом и Советом Европы 22 июня 1998 г. Задачи, поставленные данной директивой, представляли собой составную часть общей схемы ЕС по созданию единого европейского рынка. Директива по либерализации газового рынка отвечает трем целям энергетической политики ЕС:

— углублению конкуренции при предоставлении потребителям энергетических услуг более высокого качества;

— обеспечению надежности поставок;

— защите окружающей среды (выполнение требований Киотского протокола).

Несмотря на то, что Газовая директива была принята только для стран ЕС, ее основные положения распространились на всю Европу. Страны Центральной и Восточной Европы, стремящиеся стать членами ЕС, намерены выполнять основные положения Газовой директивы. Норвегия, Исландия, Швейцария и Лихтенштейн также принимают участие в ее реализации. Основными причинами создания единого рынка природного газа в Европе специалисты называют следующие [1, 5-7]:

• Традиционно цены на газ в Европе выше, чем в Северной Америке, что ставит их в невыгодное положение по сравнению с США.

• Существование различных цен на газ в странах-членах ЕС создает помехи для справедливой конкуренции на рынке ЕС.

• Интеграция рынков и кооперация внутри них без учета национальных границ обеспечивают наиболее высокую степень надежности поставок в регион.

• Формирование конкурентного газового рынка выявляет препятствия для торговли без учета национальных границ и помогает определить действия, которые должны быть предприняты для устранения таких препятствий.

• Конкуренция внутри газового сектора послужит дополнением к уже существующей конкуренции между различными видами топлива. Конкуренция должна служить гарантом того, что поставщики станут предоставлять услуги наиболее высокого качества по наименьшей цене.

На принятие национальных законов, нормативных актов и административных положений, необходимых для выполнения Директивы по газу, государствам-членам ЕС было дано два года. Однако четыре страны не уложились в этот установленный срок (август 2000 г). Люксембург и Португалия закончили введение норм, требуемых Директивой, в национальное законодательство только в начале 2001 г. Германия сделала это не в полном объеме, а Франция не выполнила требований Директивы вообще. В связи с этими нарушениями законодательства Сообщества, Европейская Комиссия (КЕС) была вынуждена начать соответствующие процедуры против Германии (неполное выполнение Директивы по газу) и Франции (невыполнение Директивы).

Директива по газу установила достаточно гибкие целевые показатели открытия газового рынка для конкуренции и организации самого рынка. В большинстве стран выполнение минимальных требований по открытию рынка идет с опережением. Две страны формально полностью либерализовали свои рынки газа (Великобритания и Германия). Финляндия формально открыла 90% своего рынка. Австрия полностью открыла свой рынок природного газа в 2002 г., Испания и Италия — в 2003 г., Нидерланды планируют открыть рынок в 2004 г., Швеция — в 2007 г., Бельгия — в 2010 г. Дания и Франция не планируют полностью открывать свои рынки. Они заявили, что в 2008 г. либерализуют, соответственно, 43% и 33% (минимум). Конечной целью (без уточнения даты) для Ирландии является открытие газового рынка на 81%, Люксембурга — на 75%, а для Греции и Португалии, получивших возможность временно не выполнять требования Директивы по причине того, что их газовый рынок находится в стадии становления — 33% [8]. По официаль-

ным оценкам, в настоящее время 79% газового рынка ЕС формально открыто для конкуренции.

Опыт выполнения Директив 98/30/ЕС (общие правила внутреннего рынка природного газа) и 91/296/ЕЕС (транзит природного газа по трубопроводным сетям), а также «родственных» директив по электроэнергии подвел Европейскую Комиссию к необходимости предложить изменения в сложившуюся комплексную систему норм по организации и функционированию газовой отрасли в Европейском союзе. В марте 2001 г. Комиссия выступила с предложением о внесении изменений в Директиву по электроэнергии (96/92/ЕС) и Директиву по газу (98/30/ЕС) [9]. Предложения Комиссии о внесении поправок в текст Директивы 98/30/ЕС следует рассматривать в более широком контексте эволюции ЕС в целом и попыток не только фактически, но и юридически поднять энергетическую политику на уровень Сообщества. Подтверждая фундаментальные принципы субсидиарности и пропорциональности, Комиссия в своем проекте делает попытку распространить **компетенцию Сообщества на энергетические вопросы**, чему упорно сопротивляются некоторые государства — члены ЕС. В частности, Комиссия доказывает, что меры, которые она предлагает в проекте новой директивы, являются минимальными и не идут дальше того, что необходимо для достижения заявленной цели — создания полностью функционирующего конкурентного внутреннего рынка газа (и электроэнергии) [10].

В этом же направлении выстраивается аргументация в других областях. Так, Комиссия пришла к выводу, что на данном этапе основные препятствия при создании внутреннего рынка газа ЕС связаны с доступом к сетевым системам и с различиями в уровнях открытия газового рынка в государствах — членах. Для того чтобы преодолеть эти препятствия, необходимо, прежде всего, обеспечить бóльшую независимость операторов транспортных и распределительных сетей, одинаковый режим доступа к газовым системам, бóльшую независимость национальных регулирующих органов, а также облегчить доступ к газохранилищам и расширить круг субъектов, имеющих право на доступ к газовым системам. Политической целью выдвинутой в этой связи в декабре 2001 г. инициативы Комиссии в области энергетической инфраструктуры прямо признается «повышение заинтересованности в этих вопросах на всех уровнях, особенно с учетом того факта, что недостаточная инфраструктура в энергетическом рынке больше не может рассматриваться как национальный или двусторонний вопрос» [11]. В своих конкретных Предложениях КЕС придерживается двух подходов. Предложения «количественного» характера предусматривают постепенное предоставление всем покупателям природного газа права выбирать своих поставщиков, для того чтобы они получили выгоды от открытия рынка для конкуренции и находились бы в равных стартовых условиях. Предлагалось установить крайний срок открытия рынка для не бытовых потребителей — 1 января 2004 г. Полностью рынок должен быть открыт не позднее января 2005 г. [10].

«Качественный» подход направлен на совершенствование структурных характеристик рынка газа и обеспечение равного доступа на рынки Европейского союза. Среди главных его направлений — разделение деятельности газовых компаний в области транспортировки (передачи) и распределения.

Предлагается, чтобы транспортировка (передача) осуществлялась дочерними компаниями, юридически и функционально отделенными от других видов деятельности, связанной с управлением транспортных (передаточных) сетей. Аналогичный подход предлагается и для операторов газовых (и электроэнергетических) распределительных сетей. Другой комплекс вопросов в русле «качественного» подхода включает, прежде всего, доступ третьих сторон к сетям. Исходя из важности недискриминационного доступа к сетям и недискриминационного установления тарифов для обеспечения конкуренции, Комиссия предлагает вводить публикуемые и регулируемые тарифы. Государства — члены должны учредить независимые регулирующие органы, уполномоченные на установление и/или утверждение тарифов и условий доступа к газовым и электроэнергетическим транспортным (передаточным) и распределительным сетям. Предлагается также заявки на доступ рассматривать быстро — как правило, в течение двух недель [10].

13.2.2. Обязательства по услугам общественного характера

Истоки современной западноевропейской концепции услуг общественного характера восходят к первичному законодательству ЕС. О службах общего экономического значения говорится в Договоре об учреждении Европейского экономического сообщества и в Договоре об учреждении Европейского Сообщества. В ЕС уделяют большое внимание этим вопросам. Совет Европейского союза на своем заседании в Ницце 7 и 8 декабря 2000 г. подчеркнул приоритетное значение достижения целей в области услуг общественного характера. Обязательства по услугам общественного характера (ОУОХ) определяются, исходя из общих экономических интересов. Вопрос об их введении встает, когда есть основания полагать, что нерегулируемый рынок газа сам по себе не в состоянии обеспечить выполнение значимых с точки зрения всего общества функций (например, защиту потребителя, особенно социально уязвимого), сохранить целостность или техническую безопасность газовой системы, надежность поставок. Соответствующие государственные органы стран ЕС могут возлагать обязательства по выполнению таких функций на газовые компании. Обязательства по услугам общественного характера могут вводиться как на национальном, так и на региональном уровне. В контексте газовой отрасли понятие «услуги общественного характера» охватывает широкий круг вопросов, связанных с обеспечением непрерывного и надежного снабжения газом по конкурентным ценам. Еще в недалеком прошлом эта задача почти во всех нынешних государствах — членах ЕС решалась с помощью государственной собственности (практически всегда — монопольной) и управления деятельностью по транспортировке и снабжению газом. Сейчас взят курс на выполнение обязательств по услугам общественного характера в процессе либерализации газового рынка.

В области **добычи** газа (хотя это больше характерно для производства электроэнергии) цели и стандарты услуг общественного характера устанавливаются в основном для охраны окружающей среды. По многим показателям само функционирование **газотранспортных и газораспределительных сетей**

может рассматриваться как услуга общественного значения. Эта система носит монопольный характер и предоставляет исключительно важную услугу населению и промышленности. Ее роль еще более возрастает в процессе либерализации газового рынка, так как именно газотранспортная и газораспределительная инфраструктура являются материальной основой конкуренции. Естественно, что все государства — члены ЕС предъявляют операторам сетей минимальные операционные требования и требования по предоставлению услуг общественного значения. Примером этого может быть обязательство газотранспортных и распределительных компаний гарантировать подключение к газовой сети населения на разумных условиях. Другим примером может служить требование к газотранспортным и газораспределительным компаниям выполнять конкретные минимальные условия — такие, как продолжительность времени, в течение которого следует провести техническое обслуживание или осуществить подключение потребителей.

На компании, желающие **продавать** газ на национальном рынке, соответствующие государства — члены налагают конкретные обязательства с помощью лицензий. Такие минимальные обязательства могут включать в себя одинаковые тарифы для покупателей, находящихся в одинаковых условиях, специальные тарифы для потребителей с низкими доходами, гарантии для уязвимых потребителей против отключения. В некоторых странах оговариваются определенные стандарты услуг — например, условия контрактов, прозрачность предоставляемой информации и механизмов рассмотрения жалоб. Директива по газу 98/30/ЕС содержит меры и процедуры, обеспечивающие предоставление услуг общественного характера в условиях открытого конкурентного рынка. По замыслу, теперь уже регулируемая конкуренция должна обеспечить предоставление услуг общественного значения, что раньше обеспечивали регулируемые монополии, — безопасность и непрерывность газоснабжения; обязательство предоставлять услуги, даже если они не приносят прибыли; гарантированное снабжение газом больных и инвалидов; ограничение возможности газовых компаний по отключению покупателей за неплатежи и долги.

Государство — член ЕС имеет право возлагать такие обязательства на всех газовых операторов на своей территории. Единственное требование в этой связи — обязательства должны быть объективными, прозрачными и должны вводиться на недискриминационной основе. Фоном для положений о введении обязательств по услугам общественного характера является режим **конкуренции** ЕС. Со ссылкой на Договор об учреждении Европейского Сообщества в Преамбуле говорится о том, что при введении ОУОХ для государственных предприятий и предприятий, которым были предоставлены особые или исключительные права (а выполнение ОУОХ в значительной мере возлагается на предприятия, ответственные за услуги, связанные с общеэкономическими интересами), необходимо соблюдать правила конкуренции. В Преамбуле признается, что возможны ситуации, когда рыночных механизмов самих по себе может оказаться недостаточно для обеспечения безопасности поставок газа, а также для защиты потребителей и окружающей среды. В этих случаях государства — члены ЕС могут устанавливать **обязательства по услугам общественного характера.** Это предполагает также возможность госу-

дарствам — членам решать, какие другие положения Директивы по газу можно не выполнять в той степени, в какой это необходимо для выполнения обязательств по услугам общественного характера.

В Преамбуле и в тексте Директивы также говорится о том, что при выполнении этих ОУОХ государства — члены могут осуществлять **долгосрочное планирование.** Долгосрочное планирование определяется как «планирование на долгосрочной основе поставок и передаточных (транспортных) мощностей газовых предприятий с целью удовлетворения спроса на природный газ со стороны системы, диверсификации источников и обеспечения бесперебойных поставок газа покупателям». Это положение толкуется таким образом, что долгосрочное планирование относится только к обеспечению безопасности поставок и снабжения, что включает в себя техническую безопасность. Более того, при долгосрочном планировании государства — члены должны учитывать возможность того, что «третьи стороны могут стремиться получить доступ к системе». Таким образом, долгосрочное планирование должно быть направлено на обеспечение как безопасности снабжения газом, так и доступа к сети. При этом уточняется, что государства — члены ЕС могут возлагать ОУОХ на газовые компании для обеспечения безопасности, включая безопасность поставок газа, регулярность снабжения, приемлемый уровень цен на поставляемый газ, а также для охраны окружающей среды [10].

После получения уведомления о введении обязательства по услугам общественного характера, Комиссия проверяет его на соответствие Директиве по газу и Договору об учреждении Сообщества и определяет, действительно ли эта мера по достижению конкретной цели менее возможных других искажает ход либерализации газового рынка. Такой же подход существует и в отношении исключительных прав. При этом государствам — членам дается право не выполнять требование по предоставлению разрешения на строительство или эксплуатацию сооружений для распределения газа в тех случаях, когда выдача такого разрешения могла бы помешать предприятиям выполнять, в частности, обязательства, возложенные на них по общеэкономическим соображениям. Директива по газу дает государствам — членам возможность обязывать предприятия, занимающиеся продажей и распределением газа, поставлять газ в конкретный район страны и/или определенным категориям покупателей. Тарифы на такие поставки могут регулироваться государством. К категории обязательств по услугам общественного характера можно отнести и право государств-членов принимать защитные меры в случае внезапного кризиса на энергетическом рынке или возникновения угрозы для физической безопасности людей, техники или целостности газовой системы [10].

Как уже отмечалось, большинство государств — членов ЕС в той или иной форме предусматривает возможность обязательств по услугам общественного характера. Например, в Великобритании такие обязательства формулируются в лицензиях. Большая часть ОУОХ, предусматриваемых в национальном законодательстве, была представлена в общих формулировках. В Нидерландах, например, эти обязательства имеют отношение к подключению клиентов и их снабжению газом, к стандартам услуг для покупателей, качеству газа, технической безопасности, надежности, регулярности и

диверсификации газоснабжения, соединительным перемычкам и новой газовой инфраструктуре, развитию и эксплуатации подземных газохранилищ, уравниванию цен, устойчивости, энергосбережению, исследованиям и разработкам в газовом секторе и «политике малых месторождений» [12]. В марте 2001 г. Комиссия констатировала, что принятые государствами — членами меры в этой области не вызвали серьезных сомнений в их соответствии Директиве по газу. Более того, ни одно государство — член не обратилось с заявкой на временное изъятие из какого-либо положения Директивы для того, чтобы достичь своих целей в области услуг общественного характера. Можно сказать, что в отношении обязательств по предоставлению услуг общественного значения в Директиве по газу заложен большой «запас прочности», задействовать который до сих пор не было необходимости, так как существующие механизмы успешно с этим справляются.

Несмотря на успешное в целом выполнение положений газовой директивы 1998 г. по услугам общественного характера, не прекращаются дискуссии о том, совместимы ли цели полного открытия энергетического рынка и защиты услуг общественного характера. Как подчеркивает Л. де Паласио — член Комиссии, отвечающая за энергетику и транспорт, «открытие рынка и защита услуг общественного характера являются взаимодополняющими целями». Однако при этом она признала, что «для достижения целей по предоставлению услуг общественного характера остается необходимой определенная степень эффективного регулирования. Соответствующие меры в этом отношении могут включать, например, защиту против отключений или обязательство предлагать специальные тарифы для малопотребляющих категорий пользователей» [11]. Комиссия предлагает усилить соответствующие положения нынешней Директивы. По ее мнению, необходимо обязать государства — члены принять дополнительные меры в области обязательного предоставления услуг общественного характера [13, 14].

В области защиты «основных» прав конечных потребителей государства — члены должны будут обеспечить выполнение минимального числа условий контрактов, прозрачность информации, доступность не требующих больших расходов и прозрачных механизмов решения споров. В целях социального и экономического сплочения, в дополнение к существующим обязательствам, государства — члены должны будут принять меры по обеспечению поставок газа и подключение покупателей отдаленных районов по разумным ценам. Для охраны окружающей среды предусматриваются обязательства и меры по стимулированию источников возобновляемых видов энергии и совместного производства электроэнергии и тепла (газ используется как топливо). Для безопасности снабжения Комиссия предлагает ввести обязательства по осуществлению соответствующего уровня технического обслуживания и развития инфраструктуры, в частности перемычек. Чтобы гарантировать техническое обслуживание и развитие газовой сети, в Директиву по газу предлагается включить новое положение, согласно которому государства — члены имеют право требовать, чтобы операторы газотранспортных сетей осуществляли определенный минимальный уровень инвестиций в их техническое обслуживание и развитие (включая соединительные мощности).

В целях большей прозрачности предлагается, чтобы государства — члены уведомляли Комиссию не только о мерах по предоставлению услуг общественного характера, требующих изъятия из положений Директивы, но обо всех принимаемых в этом отношении мерах. На основе этой информации Комиссия каждые два года публиковала бы аналитический доклад и давала бы рекомендации по обеспечению высоких стандартов в этой области на национальном уровне. Евросовет на своем заседании в Барселоне 15-16 марта 2002 г. подчеркнул, что «либерализация рынков должна обеспечить реальную конкуренцию и соблюдение обязательств услуг, представляющих общий интерес (равноправие при доступе, продолжение услуг, безопасность для пользователей). Эти обязательства можно вводить, но ни в каком случае они не должны вести к рыночным искажениям. Уважая нормы [Римского] договора, государства — члены сохраняют свободу определения услуг, представляющих общий интерес, и способа их организации» [10].

13.2.3. Контракты типа «бери или плати»

В настоящее время, как уже отмечалось в разделе I, подавляющая часть поставок газа в страны ЕС осуществляется на основе долгосрочных (до 30 лет) контрактов типа «бери или плати». До недавнего времени поставки газа безоговорочно считались долгосрочным бизнесом, в котором риски делились между производителями и покупателями. Именно подобные контракты обеспечили, по мнению многих специалистов, бесперебойность поставок газа в Западную Европу и её энергетическую безопасность [см., например, 15, 16]. В силу долгосрочного характера планирования, связанного, в частности, со значительной инерционностью освоения месторождений и развития газотранспортной инфраструктуры, большая часть ожидаемого прироста спроса на газ контрактуется заранее и покрывается существующими контрактами типа «бери или плати». Поэтому в большинстве государств — членов ЕС действующие контракты типа «бери или плати» будут удовлетворять растущий спрос на газ в ближайшие 5-10 лет. Учитывая важную роль долгосрочных контрактов типа «бери или плати», Директива 98/30/ЕС признает за государствами — членами ЕС право осуществлять мониторинг выполнения таких заключенных контрактов с целью оперативного отслеживания ситуации с поставками газа.

Открытие для конкуренции рынков газа западноевропейских стран означает переход от рынков национальных монополий к единому внутреннему газовому рынку ЕС. Это коренным образом меняет ситуацию для участников газового бизнеса, ставит под угрозу рыночную долю традиционных поставщиков, работающих по условиям контрактов типа «бери или плати». Разумеется, темпы открытия рынка сдерживает его инерция, «встроенные» ограничения вроде обязательств по действующим контрактам, в том числе и со стороны спроса (например, компенсационным контрактом, который ранее заключил потенциальный квалифицированный покупатель). Кроме того, позиции традиционных крупных поставщиков газа подкрепляются их солидными маркетинговыми возможностями и ограниченными объемами «нового» газа. По оптимистическому сценарию динамичный характер газо-

вого рынка ЕС, новая политика в области энергетики и охраны окружающей среды, соединение газовых сетей и завершение создания внутреннего конкурентного рынка газа могут привести к такому росту спроса на газ, который более чем компенсирует «старым» поставщикам сокращение их доли на рынке. Крупные компании, располагающие многими контрактами и развитой газовой инфраструктурой, включая подземные хранилища, более приспособлены к тому, чтобы с помощью координированного использования этих инструментов в сочетании с агрессивным маркетингом повлиять на спрос, пережить возможные финансовые потери и сбалансировать спрос и предложение [10].

Однако, как отмечается в [10], исключено, что понижательное давление конкуренции на цену газа, появление новых динамичных компаний, новых форм торговли газом и управления рисками заставят «старые» компании потесниться. Эти традиционные поставщики, связанные условиями долгосрочных контрактов типа «бери или плати», могут оказываться в ситуации, когда они будут вынуждены продавать газ по ценам, выше цен новых конкурентов. Фактически в условиях либерализации газового рынка у поставщиков, выполняющих контракт типа «бери или плати», есть четыре основные линии защиты. Первая (хотя эти контракты никогда не составлялись с расчетом на либерализацию рынка) — максимально использовать инструменты гибкости, заложенные в самих таких контрактах. Как правило, в контрактах типа «бери или плати» предусматривается возможность варьировать объемом поставок, для того чтобы застраховаться от неопределенности развития рынка, сезонных и погодных колебаний спроса. Кроме того, контракты этого типа содержат положения, по которым можно осуществлять поставки оплаченного (но не взятого) газа годом позже. Второе направление защиты традиционных поставщиков — попытки решить ценовую проблему наименее ограничительными для конкуренции способами. Например, они могут искать альтернативные рынки газа в других географических районах внутреннего газового рынка ЕС.

В процессе приспособления традиционных поставщиков к новым условиям возможен пересмотр уже существующих контрактов типа «бери или плати». Речь идет о вводе более гибких ценовых условий, более короткого срока действия контракта, гибкого подхода к объемам поставляемого газа (вплоть до возможности новых переговоров), и в целом — о приведении условий контракта типа «бери или плати» в большее соответствие положениям Директивы, особенно нормам конкуренции. Видимо, подобные механизмы будут встраиваться и во вновь заключаемые контракты типа «бери или плати». Наконец, если все эти меры оказались безрезультатными, такие поставщики могут прибегнуть к использованию возможностей «переходного режима», предусмотренного Директивой 98/30/ЕС, где содержатся подробные правила и процедуры на этот счет. Если газовое предприятие при соблюдении требований Директивы 9 8/30/ЕС сталкивается (или полагает, что может столкнуться) с серьезными экономическими трудностями при выполнении обязательств по таким контрактам, оно может обратиться с заявкой о временном освобождении от необходимости соблюдать требование Директивы о предоставлении третьим сторонам доступа к газовой системе.

Серьезные экономические и финансовые трудности определяются в каждом отдельном случае. Считается, что к таковым относятся трудности, ставящие под угрозу хозяйственную деятельность данного газового предприятия в такой степени, что для ее продолжения необходимо освободить предприятие от соответствующих обязательств по Директиве. В Директиве по газу положения, связанные с «серьезными экономическими и финансовыми трудностями», прописаны не вполне последовательно. В частности, газовое предприятие может направить заявку на получение временного освобождения от обязательств по предоставлению доступа. Директива 98/30/ЕС предписывает газовым предприятиям заключать или продлевать долгосрочные контракты типа «бери или плати» после вступления в силу Директивы с осторожностью, чтобы не помешать существенному открытию газового рынка.

Следует особо отметить, что среди причин возможных изъятий из Статьи 15 Директивы (доступ третьей стороны на договорных условиях) и Статьи 16 (регулируемый доступ) на первом месте стоит необходимость обеспечения безопасности поставок. Сама же необходимость изъятия оценивается экспертами по специальной системе критериев [17].

В течение пяти лет после вступления Директивы 98/30/ЕС в силу (до 2003 г.) Комиссия должна опубликовать доклад, в котором рассматривается ее (совместный с государствами — членами ЕС) опыт временного освобождения газовых компаний от обязательства по Директиве предоставлять третьим сторонам доступ к газовым системам.

В проекте Европейской Комиссии по внесению изменений в Директиву 9 8/30/ЕС нет никаких новых предложений в отношении положений, затрагивающих долгосрочные контракты типа «бери или плати». В то же время следует отметить, что Комиссия несколько отошла в последнее время от безоговорочной критики долгосрочных контрактов на поставку газа как таковых. Показательным в этом смысле является недавнее признание г-жи де Паласио, члена КЕС по вопросам транспорта и энергетики: «До сих пор безопасность снабжения газом обеспечивалась, главным образом, с помощью долгосрочных контрактов между производителями и поставщиками газа. Я убеждена, что такие контракты должны и будут продолжать оставаться важной частью газового рынка после открытия рынка. Однако эти долгосрочные контракты должны стать более гибкими и совместимыми с правилами конкуренции, позволяя, например, перепродавать газ в другой стране. В дополнение к долгосрочным контрактам, появляющиеся сейчас гибкие краткосрочные газовые контракты и спотовые рынки будут также важны для лучшего управления рисками после того, как рынки снабжения будут полностью открыты» [11]*.

---

* Г-н Б. Бергман, Председатель Исполнительного Совета компании «Ругаз АГ», с удовлетворением заявил: «Нам приятно отметить, что Комиссия ЕС более не заявляет о своей оппозиции в отношении долгосрочных контрактов, однако она нападает на отдельные их положения. Вмешательство Комиссии в газовый бизнес неограниченно и точно не останавливается на вмешательстве в использование инфраструктуры» [18].

Эти мысли подробнее развиваются в докладе Комиссии Совету и Европейскому парламенту о европейской энергетической инфраструктуре [19]. В нем подчеркивается в частности, что, несмотря на важность долгосрочных контрактов, необходимо обеспечить, чтобы сбыт газа в ЕС соответствовал Директиве по газу и нормам конкуренции в Сообществе. Комиссия будет осуществлять меры для того, чтобы искусственные ограничения в контрактах на поставки газа не создавали барьеры для свободного движения газа и для конкуренции. В число таких препятствий КЕС включила договоренности производителей газа о совместных продажах, сокращающих выбор для потребителей; территориальные оговорки, запрещающие перепродажу газа; ограничения на использование, запрещающие покупателю газа использовать газ для других целей помимо своего собственного потребления.

13.2.4. Доступ к газовым системам

Сфера действия Директивы 98/30ЕС включает в себя правила доступа третьих сторон на рынок, как часть организации и функционирования газовой отрасли в целом. В соответствии с Директивой доступ к **газовой системе** в целом должен быть открытым и должен обеспечивать достаточный и, в соответствующих случаях, сопоставимый уровень открытия рынков в различных государствах — членах ЕС. В контексте Директивы «система» означает любую сеть для транспортировки и/или распределения, и/или сооружения для СПГ, принадлежащие газовому предприятию и/или эксплуатируемые им, включая его сооружения, предоставляющие вспомогательные услуги, а также сооружения смежных предприятий, необходимые для обеспечения доступа к транспортировке и распределению. Право на доступ к системе внутри территории, охватываемой объединенной системой, и за ее пределами имеют, согласно Директиве, газовые предприятия и квалифицированные покупатели газа. В Преамбуле Директивы признается, что по причине разнообразия структур и особенностей газовых систем в отдельных странах ЕС, процедуры доступа к ним должны быть различными и соответствовать критериям объективности, прозрачности и недискриминационности. Однако опыт показал, что необходимо добиваться режима однородного и недискриминационного доступа для транспортировки газа, включая транспортировку через границы между государствами — членами ЕС. Для того чтобы избежать различий в режимах доступа, требованиях по опубликованию информации, процедур разрешения споров и т.п., было предложено в 2003 г. отменить Директиву 91/296/ЕЕС о транзите природного газа по трубопроводным сетям (а также «родственную» директиву по транзиту электроэнергии). Фактически речь идет о том, чтобы все перемещение газа в пределах Сообщества рассматривалось как внутренняя транспортировка.

Директива предусматривает две формы организации доступа к газовым системам (или их комбинацию): на основе переговоров и регулируемый доступ. В своих предложениях Комиссия специально подчеркивает, что эти две процедуры действуют также в отношении доступа к газохранилищам и другим инструментам гибкости. Девять государств — членов ЕС (Австрия, Вели-

кобритания, Греция, Ирландия, Италия, Испания, Люксембург, Финляндия и Швеция) имеют регулируемую систему доступа, еще три (Бельгия, Германия и Португалия) — переговорный режим, остальные (Дания, Нидерланды и Франция) — комбинированную, гибридную систему. Государства — члены ЕС принимают необходимые меры к тому, чтобы газовые предприятия и квалифицированные покупатели имели все возможности вести *переговоры о* доступе к системе, с тем чтобы добровольно заключить между собой коммерческие контракты на поставку газа. Стороны обязаны вести такие переговоры добросовестно. Государства требуют, чтобы газовые предприятия, с которыми ведутся переговоры о доступе к системе, опубликовали основные коммерческие условия пользования системой [10].

В случае *регулируемого доступа* соответствующие государства предоставляют газовым предприятиям и квалифицированным покупателям право доступа к системе на основе публикуемых тарифов и/или других условий и обязательств по использованию этой системы. Что касается квалифицированных покупателей, им может предоставляться возможность заключать контракты на поставку с конкурирующими газовыми предприятиями помимо самого владельца и/или оператора системы или смежного предприятия. Газовые предприятия могут отказывать в доступе к системе по трем причинам: на основании отсутствия соответствующих мощностей; в случае, если предоставление такого доступа помешало бы им выполнять свои обязательства по услугам общественного характера; если предоставление такого доступа создало бы им серьезные экономические и финансовые трудности для выполнения долгосрочных контрактов типа «бери или плати». В случае, когда газовое предприятие отказывает в доступе к системе на основании отсутствия мощностей или отсутствия трубопровода подключения, государство — член ЕС может заставить его внести необходимые улучшения в систему в той степени, в какой это экономически целесообразно, или когда потенциальный покупатель готов сам оплатить эти улучшения. Отказ в доступе к системе по вышеуказанным причинам может служить основанием для государств — членов выдавать разрешение на строительство прямого газопровода.

Конкретный режим предоставления доступа к газосборным трубопроводным сетям определяется самими государствами — членами ЕС. При этом государства должны обеспечить, чтобы доступ был справедливым и открытым, учитывающим цель создания конкурентного рынка природного газа и недопущение злоупотребления доминирующим положением, безопасность и регулярность поставок, наличные мощности, которые могут быть предоставлены на разумных условиях, и интересы охраны окружающей среды. Согласно Директиве, при рассмотрении вопроса о доступе к газосборным сетям государства — члены ЕС могут исходить из того, что необходимо [10]:

- избегать трудностей, которые не могут быть преодолены на разумных условиях и которые могли бы нанести ущерб эффективной текущей и планируемой добыче углеводородов в будущем;
- удовлетворять обоснованные потребности владельца или оператора сети газосборных трубопроводов в части, касающейся транспортировки и переработки газа, а также интересов всех других пользователей сети газосборных трубопроводов или соответствующих перерабатывающих или

обслуживающих сооружений, которые могут быть затронуты предоставляемым доступом;

• применять собственное законодательство и административные процедуры в соответствии с законодательством Сообщества для выдачи разрешений на добычу газа или развитие производственной части технологической цепи;

• отказывать в доступе в случае несовместимости технических характеристик, которая не может быть устранена на разумных условиях.

Для быстрого разрешения споров, связанных с доступом к сетям газосборных трубопроводов, государства — члены ЕС обеспечивают соответствующие процедуры и механизмы, включая независимые от сторон органы, имеющие доступ ко всей необходимой информации. В случае трансграничных споров применяется процедура разрешения споров того государства, в юрисдикции которого находится сеть газосборных трубопроводов, в доступе к которой отказано. При трансграничных спорах, когда на данную сеть распространяется юрисдикция нескольких государств, заинтересованные государства — члены проводят консультации с тем, чтобы обеспечить единообразное применение Директивы по газу. Исходным моментом общего режима разрешения споров по вопросам доступа третьих сторон к системе является требование к государствам — членам ЕС обеспечить, чтобы стороны вели переговоры по доступу добросовестно и чтобы ни одна из них не злоупотребляла своим положением с целью срыва этих переговоров. На случай споров в связи с такими переговорами государства — члены назначают компетентный орган, независимый от спорящих сторон. Этот орган, в частности, разрешает споры, касающиеся переговоров или отказа в доступе. Компетентный орган представляет свои заключения в течение 12 недель после начала рассмотрения спора. Обращение к этому органу не означает отказ от возможности апелляции в соответствии с законодательством Сообщества.

На основании опыта, накопленного в ходе выполнения Директивы по газу, как уже отмечалось выше, Комиссия пришла к выводу, что основные препятствия созданию единого внутреннего рынка газа связаны с вопросами доступа к сети и различными уровнями открытия газового рынка в государствах — членах. На практике до сего времени существуют значительные различия между структурами и размерами цен на доступ к газовым сетям. На Пятой встрече (февраль 2002 г.) национальных регулирующих органов по газу в рамках Мадридского форума вопросам доступа уделялось большое внимание. Участники этой встречи приняли «Руководящие принципы для образцовой практики по доступу третьей стороны к газовым сетям ЕС». Кроме того, им удалось сформулировать ряд принципов в отношении взносов и тарифов за использование газовых транспортных сетей, в том числе требование, согласно которому они должны отражать издержки.

13.2.5. Разрешительный режим строительства трубопроводов и газоснабжения

По мнению Комиссии, отлаженная и либеральная система, позволяющая создавать новые или иметь доступ к эксплуатации имеющихся газо-

вых сооружений, требует усилий на уровне всего Сообщества. КЕС, в частности, отмечала: «Свобода строительства трубопроводов является важным конкурентным элементом внутри единого газового рынка ЕС» [20]. В Директиве по газу определяется режим предоставления разрешений на строительство и эксплуатацию газовых сооружений, на поставку природного газа и на право считаться оптовым покупателем. В Директиве излагаются основные критерии и процедуры в отношении разрешений, которые государства — члены могут выдавать на строительство и эксплуатацию соответствующих сооружений в рамках своей национальной системы. При этом выдвигаются условия, что эти положения не должны затрагивать соответствующих норм национального законодательства, по которым строительство или эксплуатация соответствующих сооружений осуществляется на основании разрешений, а также вести к ограничению конкуренции между газовыми предприятиями.

Основными факторами, влияющими на выбор режима выдачи соответствующих разрешений, являются:

- критерии, которым должно удовлетворять предприятие, обращающееся за разрешением на строительство и/или эксплуатацию газовых сооружений или на поставку природного газа, должны быть объективными и недискриминационными;
- эти критерии и процедуры выдачи разрешений публикуются;
- в случае отказа в разрешении:
  — причины должны быть объективными и недискриминационными,
  — причины должны сообщаться заявителю,
  — о причинах информируется Комиссия;
- государства — члены ЕС должны установить процедуру обжалования отказов;
- государства — члены могут отказывать в выдаче разрешений на строительство и эксплуатацию распределительных сетей в определенных районах, если такие сети там уже построены или их предполагается построить, или если существующие или планируемые мощности не полностью загружены.

На этой же основе государство или назначенные им компетентные органы могут выдавать разрешения на поставку природного газа и на право считаться оптовым покупателем. В случае если газовому предприятию обоснованно отказано в доступе к системе или если задействована процедура разрешения спора, государства — члены могут выдавать разрешения на строительство прямого трубопровода. Для разрешения на строительство или эксплуатацию прямого трубопровода государства или назначенные ими компетентные органы устанавливают критерии, которые должны быть объективными, прозрачными и недискриминационными. Эта же статья обязывает государства — члены принять необходимые меры для того, чтобы газовые предприятия на их территории могли снабжать газом квалифицированных покупателей, а любой квалифицированный покупатель при необходимости мог получить газ по прямому трубопроводу.

13.2.6. Независимость операторов транспортной и распределительной сети

Важность этого вопроса для достижения недискриминационного доступа к сети подчеркивается в Преамбуле проекта новой директивы, и далее предлагается ряд мер по усилению независимости операторов. Соответствующие положения действующей Директивы по газу, имеющие отношение к операторам транспортных и распределительных сетей, сохраняются и дополняются новыми постулатами.

Во-первых, в государствах — членах ЕС предусматривается назначение на определенное время одного или нескольких операторов газотранспортной системы, которые отвечали бы за эксплуатацию, техническое обслуживание и развитие инфраструктуры (включая транспортировку, хранилища и СПГ) на территории соответствующего государства и за их объединение с другими системами для обеспечения безопасности газоснабжения. При этом сохраняется требование к транспортным операторам по эксплуатации, техническому обслуживанию и развитию безопасных, надежных и эффективно функционирующих сооружений для транспортировки и хранения природного газа и СПГ, с должным учетом интересов охраны окружающей среды.

Во-вторых, для государств — членов предусматривается право требовать, чтобы операторы транспортных систем осуществляли определенный минимальный уровень инвестиций в техническое обслуживание и развитие газотранспортных систем, включая соединительные мощности.

В-третьих, для операторов транспортной системы вводятся критерии (прозрачность, недискриминационность и рыночный характер процедур) приобретения ими энергоресурсов, которые они используют для выполнения своих функций.

В-четвертых, для операторов транспортных и распределительных сетей вводятся:

- требование «минимальной» независимости (операторы должны быть, по меньшей мере, независимы, с точки зрения своей юридической формы, организации и принятия решений, от других видов деятельности, не имеющих отношение к транспортировке или, соответственно, к распределению);
- критерии «полной» независимости (лица, ответственные за управление, соответственно, транспортной или распределительной системой, не могут участвовать в корпоративных структурах интегрированного предприятия, занимающегося смежными производственными функциями; личные интересы соответствующих должностных лиц не должны препятствовать их независимости в профессиональной деятельности; оператор соответствующей системы должен осуществлять полный контроль над всеми активами, необходимыми для ее технического обслуживания и развития; должна осуществляться разработка программы мер по недопущению дискриминационного поведения с направлением ежегодного доклада в национальный регулирующий орган и последующей его публикацией).

Согласно проекту новой Директивы первые два условия операторы распределительной сети должны выполнять с 1 января 2004 г. Однако государства — члены могут освободить от этого обязательства средние (менее 100 тыс. клиентов) интегрированные газовые предприятия. Подчеркивается также,

что операторы объединенной транспортной и распределительной сети должны быть полностью независимыми, с точки зрения их юридической формы, организации и принятия решений, от других видов деятельности.

13.2.7. Разделение видов деятельности

Значительный раздел Директивы по газу 98/30/ЕС посвящен разделению видов деятельности интегрированных газовых компаний с помощью раздельного ведения счетов. Такие счета должны вестись, когда это необходимо, для недопущения дискриминации, перекрестного субсидирования и других искажений конкуренции. Отмечается также, что должна учитываться регазификация и что в счета по не связанной с газом деятельности могут включаться интегрированные счета по добыче углеводородов. От обязательства вести раздельные счета освобождается ряд структур, такие как фондовые или фьючерсные биржи, которые не выполняют никаких функций газовых предприятий, кроме участия в торговых операциях. В Директиве подчеркивается необходимость доступа компетентных органов к внутренним счетам предприятий с соблюдением конфиденциальности. Опыт выполнения газовой Директивы показал, что требование раздельного ведения счетов является ключевой предпосылкой для обеспечения независимости операторов транспортной и распределительной сети. Однако оно должно быть конкретизировано и дополнено.

Комиссия предлагает внести в Директиву несколько изменений. Во-первых, предлагается добавить к нынешнему перечню видов деятельности, по которым газовые предприятия должны вести раздельные счета (транспортировка, распределение, хранение природного газа), — продажу газа и операции с СПГ. Во-вторых, для обеспечения общего стандарта в разделении видов деятельности газовых компаний КЕС предлагает, чтобы государства — члены ЕС, как минимум, обеспечили осуществление транспортировки газа оператором, текущая деятельность которого отделена юридически и функционально от других видов коммерческой деятельности компании, частью которой он является. В проекте новой Директивы предлагается ряд мер, направленных на обеспечение такой независимости. Среди этих конкретных минимальных требований отмечаются следующие:

— лица, ответственные за управление транспортной системой, не могут участвовать в корпоративных структурах интегрированного газового предприятия, ответственного — прямо или косвенно — за текущее производство, распределение и поставку газа;

— должны приниматься соответствующие меры, позволяющие таким образом учитывать личные интересы лиц, ответственных за управление газотранспортной системой, чтобы обеспечивалась их способность действовать независимо;

— оператор газотранспортной системы должен осуществлять полный контроль над всеми активами, необходимыми для технического обслуживания и развития сети;

— оператор газотранспортной системы должен ввести программу соответствия, в которой определяются меры, принимаемые для недопущения

дискриминационного поведения. Программа должна определять конкретные обязательства служащих по выполнению этой цели.

Комиссия в своих новых предложениях уделяет гораздо больше внимания отделению деятельности по распределению газа. Это объясняется, прежде всего, экономическим значением этого звена газовой цепочки: в странах ЕС объем инвестиций в систему газораспределения в среднем вдвое больше, чем в его транспортировку. КЕС предлагает юридически отделить операторов газовой распределительной сети до конца 2003 г. фактически на тех же условиях, как и операторов газотранспортной сети (см. выше). Также предлагается исключить нынешнее положение, согласно которому в случае регулируемого доступа взимается единый сбор за транспортировку и распределение, счета по этим двум видам деятельности могут быть объединены. Остальные положения действующей Директивы по ведению отчетности остаются без изменений. Кроме того, Комиссия предусматривает для малых распределительных компаний возможность временного невыполнения требования о разделении счетов, т.к. это может лечь на них значительным финансовым и административным бременем. Вопрос этот оставлен на усмотрение государств — членов. Показателем большого внимания к этой проблеме может служить и тот факт, что Комиссия предлагает включать в свой отчет Европейскому парламенту и Совету о ходе создания внутреннего рынка газа анализ того, насколько требования о разделении видов деятельности способствовали справедливому и недискриминационному доступу к газовой системе Сообщества.

Большинство стран ЕС выбрали наиболее простой путь — разделение счетов по операциям. Австрия и Франция предпочли разделение счетов и организационное разделение. Бельгия, Германия, Дания, Ирландия, Люксембург, Финляндия и Швеция придерживаются разделения счетов. Нидерланды также используют форму разделения счетов, однако в 2002 г. переходят к разделению по собственности. Юридически разделяют виды газовой деятельности Испания и Италия. В Великобритании виды деятельности газовых компаний разделены по собственности. Курс на продолжение разделения деятельности газовых компаний недавно еще раз подтвердила член КЕС, отвечающая за вопросы транспорта и энергетики, г-жа Л. де Паласио: «Транспортные и распределительные компании должны управляться отдельно от производства и сбыта, хотя собственность может оставаться в руках одной холдинговой группы» [21].

13.2.8. Независимый национальный регулирующий орган

Директива по газу ограничивается формулированием обязательства для государств — членов ЕС создать надлежащие механизмы регулирования, контроля и обеспечения гласности для недопущения злоупотребления доминирующим положением и хищнического поведения. Трехлетний опыт выполнения Директивы показал, что требуется более концентрированный и детальный подход. Комиссия в своем проекте новой директивы признает, что именно наличие независимых национальных регулирующих органов является

важным фактором гарантии недискриминационного доступа к газовой сети. По ее мнению, такие регулирующие органы должны:

• как минимум, иметь компетенцию по установлению или утверждению тарифов на транспортировку и распределение газа, а также тарифов на доступ к сооружениям для СПГ до того, как они вступили в силу;

• иметь возможность утверждать тарифы на основе предложения операторов транспортной или распределительной системы или системы СПГ, или на основе предложения, согласованного между этими операторами и пользователями сети.

В предлагаемой новой редакции подчеркивается, что тарифы, применимые ко всем квалифицированным покупателям в связи с процедурами доступа третьих сторон к транспортным и распределительным системам и сооружениям для СПГ, утверждаются национальным регулирующим органом до их вступления в силу. Государства — члены ЕС могут поручить национальному независимому регулирующему органу вести мониторинг безопасности снабжения газом. Л. Де Паласио следующим образом сформулировала цель в этой области: «В конечном счете, Комиссия выступает за общий стандарт [в подходе к регулированию] на территории всего ЕС, обеспечивающий, чтобы сетевые тарифы устанавливались и публиковались и чтобы они проверялись независимым регулирующим органом, как это и делается сейчас в 14 государствах — членах» [21].

13.2.9. Квалифицированные покупатели газа

Важным инструментом открытия рынка газа является определение круга покупателей газа, которые имеют право свободно выбирать своего поставщика (этот подход получил название «количественного»). Разумеется, следует делать различия между статистически «квалифицированным» рынком и реальным конкурентным рынком. Директива 98/30/ЕС обязывала государства — члены ЕС предоставить такое право с 1 августа 2000 г. покупателям газа, отвечающим, как минимум, следующим квалификационным критериям:

• всем работающим на газе производителям электроэнергии (независимо от объема потребляемого ими газа);

• прочим конечным потребителям, потребляющим ежегодно более 25 млн. куб. м газа.

Абсолютный минимальный уровень открытия национальных рынков газа после 1 августа 2000 г. определен в 20%. Директива предусматривает постепенное расширение круга квалифицированных покупателей газа и обязательный уровень открытия национальных рынков: критерий для квалификации на право свободного выбора поставщика газа снижается для конечных потребителей до 15 млн. $м^3$ к 1993 г. и до 5 млн. $м^3$ к 2008 г. Абсолютный минимальный уровень открытия национальных газовых рынков повышается до 28% к 2003 г. и до 33% — к 2008 г. На случай, если бы в результате выполнения формальных требований для квалификации потребителей рынок общего национального потребления газа открылся более чем на 30%, Директива дает соответствующему государству — члену ЕС право изменить определение квалифицирован-

ных покупателей таким образом, чтобы уменьшить степень открытия рынка, но не ниже 30%. Пересмотр определения квалифицированных покупателей необходимо осуществлять осторожно, с учетом особенностей структуры соответствующего национального рынка. Этот показатель повышается до 38% от общего национального потребления газа к 2003 г. и до 43% — к 2008 г. В отношении открытия газового рынка Европейская Комиссия предлагает, чтобы государства — члены к 1 января 2004 г. рассматривали всех не бытовых потребителей газа как квалифицированных, разрешили им свободно выбирать своих поставщиков и обеспечили, чтобы к 1 январю 2005 г. (вместо 1 января 2008 г. по Директиве 98/30/ЕС) все покупатели газа могли свободно приобретать газ у поставщика по своему выбору и иметь права квалифицированных покупателей на доступ третьей стороны* для осуществления таких поставок. Таким образом, согласно предложению Комиссии, к 2005 г. все без исключения покупатели газа в ЕС смогут выбирать себе поставщиков.

В своем проекте новой Директивы Комиссия предлагает уточнить возможности квалифицированного покупателя в двух случаях: когда он признается в качестве такового в обоих государствах — членах ЕС (в одном базируется, в другом закупает газ) или в одном из них. В отношении первого случая предложение Комиссии совершенно определенно: такие контракты не должны запрещаться. Что касается второго случая: если покупателю отказано в контракте по причине того, что он является квалифицированным только в системе одного государства — члена ЕС, то Комиссия может обязать отказывающую сторону осуществить запрашиваемую поставку газа по требованию государства, где размещается квалифицированный покупатель.

13.2.10. Изъятия

Директива по газу принимает во внимание разницу в уровне экономического развития различных стран — членов ЕС, возможность того, что отдельные государства могут столкнуться с особыми трудностями при изменении своих систем. В ней признается необходимость изъятий из отдельных обязательств по созданию внутреннего рынка газа. При этом изъятия должны носить временный характер и как можно меньше нарушать функционирование этого рынка. В Директиве признается необходимость особого подхода к рынкам и инвестициям в отдельных недостаточно развитых районах стран — членов ЕС. Этот подход включает предоставление ограниченных по времени и охвату изъятий. В предоставлении таких изъятий Комиссия должна играть важную роль.

Изолированные газовые рынки и единственный внешний поставщик газа. Государства — члены ЕС, не связанные напрямую с объединенной газовой системой другого государства — члена и имеющие лишь одного основного

---

* В проекте Комиссии по внесению поправок в действующую Директиву по газу предлагается, чтобы квалифицированным покупателям газа предоставлялись права по доступу третьей стороны к транспортным и распределительным системам и сооружениям СПГ, а также к газохранилищам (проект новых Статей 14 и 15) [10].

внешнего поставщика газа, имеют право на получение изъятий. Основным считается поставщик, на долю которого приходится более 75% соответствующего рынка газа. О предоставлении изъятия на этой основе уведомляется Комиссия. Такое изъятие автоматически истекает, как только одно из вышеупомянутых условий перестает существовать. *Государство — член ЕС квалифицируется как «новый» газовый рынок.* К числу таких рынков относятся государства — члены ЕС, в которых первая коммерческая поставка природного газа по первому долгосрочному контракту состоялась лишь в течение последних десяти лет. В качестве новых рынков определены Греция, Португалия и Финляндия. О предоставлении изъятия по этой причине уведомляется Комиссия. Такое изъятие автоматически истекает, как только данное государство перестает соответствовать определению «нового рынка»*. Государства — члены ЕС могут обратиться к Комиссии с просьбой о временном изъятии из вышеупомянутых положений Директивы в том случае, *если их выполнение вызовет существенные проблемы на ограниченной части ее территории, и для стимулирования инвестиций.* При предоставлении такого изъятия Комиссия учитывает следующие критерии:

- необходимость инвестиций в инфраструктуру, которую было бы экономически нецелесообразно эксплуатировать в условиях нормального конкурентного рынка;
- объем и перспективы окупаемости необходимых инвестиций;
- масштабы и степень развития газовой системы на данной территории;
- перспективы данного газового рынка;
- размеры и особенности данной территории;
- ее социально-демографические факторы.

Такое изъятие может предоставляться при следующих условиях: если на данной территории нет газовой инфраструктуры, если газовая инфраструктура создана там менее десяти лет назад, и если действие изъятия не превышает десяти лет с момента первой поставки газа на эту территорию. В своем Заявлении 95/98 Комиссия выражает намерение применять вышеприведенные критерии при решении о предоставлении изъятия ограниченно, избегая чрезмерного увеличения числа таких изъятий. Кроме того, по мнению Комиссии, нет необходимости предоставлять изъятия по этой причине для стимулирования инвестиций в газораспределительные системы. Комиссия информирует государства — члены о поступивших заявках на изъятия на этом основании до принятия решения. Решения Комиссии по заявкам на изъятия на основании трех вышеупомянутых причин публикуются в «Официальном бюллетене ЕС». Наконец, в случае внезапного кризиса на энергетическом рынке или возникновения угрозы для физической безопасности людей, техники или установок или угрозы целостности газовой системы, государство — член ЕС имеет право принять необходимые защитные меры. Такие меры должны как можно меньше нарушать функционирование внутреннего рынка и не должны быть шире мер, строго необходимых для устранения внезапно

---

* Кроме того, государство — новый рынок может претендовать на изъятие в связи с необходимостью выполнять обязательства по долгосрочному контракту типа «бери или плати» на основании Статьи 25 [10].

возникших трудностей. Государство должно незамедлительно уведомить о принятых мерах другие государства — члены ЕС и Комиссию. Комиссия может решить, что принятые меры должны быть изменены или отменены в той мере, в какой они искажают конкуренцию или отрицательно влияют на торговлю, нарушая интересы Сообщества.

13.2.11. Требование о взаимности

Требование о взаимности поднимается в связи с газовым бизнесом (а также в области электроэнергии) в двух плоскостях: внутри Сообщества и в его внешних связях. Учитывая, что многие положения по либерализации газового рынка «обкатывались» на Директиве по электроэнергии и что Комиссия пытается еще более синхронизировать процессы создания газового и электроэнергетического рынков, целесообразно более пристально взглянуть на требование взаимности и связанные с ним положения о стандартах окружающей среды и технической безопасности, содержащиеся в Директиве по электроэнергетике 96/92/ЕС [22].

Положение о взаимности включено в Директиву по электроэнергии для того, чтобы не допустить несбалансированного доступа на рынок и несправедливой конкуренции в результате различных уровней открытия рынков. В принципе это положение позволяет государству — члену ЕС «А» отказывать определенным категориям своих покупателей в импорте из государства — члена «В», если покупатели такой категории в государстве «В» не имеют свободы выбора поставщика из государства «А». Такой подход позволяет одним государствам — членам ЕС либерализовать свои рынки быстрее, чем это делают другие страны, не подвергая свою электроэнергетику недобросовестной конкуренции со стороны производителей электроэнергии из других стран, сохраняющих защищенные национальные рынки. В принципе, эта проблема исчезнет, как только национальные газовые рынки стран ЕС будут полностью открыты для конкуренции и объединены — по предложению КЕС — к концу 2004 г. Однако дело не ограничивается отношениями внутри Сообщества. «На основе тех же самых соображений принцип взаимности должен также применяться к торговым отношениям с определенными государствами — не членами ЕС»* [22]. Это требование о взаимности, в определенном смысле, дополняется возможностью для стран ЕС не допускать импорта экологически «грязной» электроэнергии из стран — не членов ЕС. «Самое главное — предоставление неограниченного доступа к загрязняющим окружающую среду и/или небезопасным электростанциям, вероятно, будет подрывать основу процесса либерализации в ЕС. Действительно, введение конкуренции на рынке электроэнергии в масштабе всего Сообщества предполагает сопоставимые рамочные условия во всех заинтересованных странах, что создаст равные в принципе стартовые условия» [22].

---

* Это же подчеркивается в Пояснительном меморандуме о пересмотре Директив по электроэнергии и газу: «Должно быть соглашение между ЕС и третьими странами о взаимном доступе на рынки...»

В Директиве по газу эти требования, в силу различий между электроэнергетическим и газовым рынками в ЕС, сформулированы гораздо менее агрессивно. Понятие о взаимности между государствами — членами Сообщества прослеживается в Статье 19 Директивы 98/30/ЕС. Как отмечалось выше, в случае, когда в контракте на покупку газа отказано по причине того, что потенциальный покупатель, являясь квалифицированным покупателем в системе своего государства, не является таковым в системе государства, где он желает приобрести газ, Комиссия **может** заставить отказывающую сторону осуществить запрашиваемую поставку газа по требованию государства — члена, где размещается квалифицированный покупатель. Если будет принят проект Комиссии по изменению действующей Директивы по газу, это требование о взаимности режимов в рамках ЕС перестанет действовать с 1 января 2005 г., т.к. предлагается, чтобы к этой дате государства — члены ЕС признали всех потребителей газа в качестве квалифицированных. Ситуация с требованием взаимности в отношениях с третьими странами в связи с закупками газа менее четкая, чем в области электроэнергии. Однако, несмотря на многие различия между положением со снабжением газом и электроэнергией, развитие событий в области электроэнергии необходимо внимательно отслеживать хотя бы в силу взаимосвязанности (концептуальной и политической) либерализации этих двух энергетических рынков. Тем более что сама Комиссия признает, что, например, работа по гармонизации нормативно-правовых систем в области электроэнергии имеет прямое отношение к рынку газа [23].

В ЕС считают, что в либерализованном рынке возникают дополнительные возможности для торговли между компаниями ЕС и поставщиками и покупателями за пределами Сообщества. Однако при этом, по мнению Комиссии, должны быть соглашения между ЕС и третьими странами о взаимном доступе к рынкам и о стандартах в области охраны окружающей среды и технической безопасности с тем, чтобы предупредить возможную угрозу окружающей среде в ЕС, особенно в области электроэнергии. В этой связи рассматривается возможность разработки региональных и двусторонних рамочных соглашений. В случае если отдельные государства — члены уже имеют соглашения со странами — не членами ЕС, за такими соглашениями необходимо осуществлять надзор с целью обеспечения их совместимости с целями Сообщества. Например, Директива по электроэнергии 96/92/ЕС требует, чтобы государства — члены информировали Комиссию об импорте электроэнергии из стран, на которые действие этой Директивы не распространяется. Замыслы ЕС в отношении введения требования о взаимности в газовый бизнес со странами — не членами Сообщества довольно ясно изложены в уже упомянутом докладе Комиссии [23]. В частности, в нем говорится о том, что открытие газового рынка ЕС не должно быть улицей с односторонним движением. Европейский союз должен обеспечить, чтобы внешние поставщики газа не получали «односторонних преимуществ» от открытия газового рынка ЕС и чтобы вопрос о взаимности при либерализации рынка и интеграции рынков газа активно рассматривался в рамках переговоров по ГАТС.

Отмечается важность стимулирования выполнения норм рыночного поведения на уровне производства газа, и в частности конкуренции производителей газа между собой.

Комиссия заявляет, что она будет следить за развитием торговли газом с третьими странами и в случае необходимости предложит меры по обеспечению взаимности в вопросах открытия рынка и доступа. Одним из вопросов, который анализируется Комиссией совместно с европейскими газовыми компаниями, является роль доступа к международным соединительным узлам газовых систем (интерконнекторам) для стимулирования конкуренции между компаниями-производителями. В своем программном докладе о завершении внутреннего энергетического рынка КЕС еще раз подчеркивает: «Важным является взаимное открытие рынков производственного и сбытового цикла, основанное на свободной торговле, интеграция рынков ЕС с рынками за пределами ЕС и более тесное и усиленное сотрудничество. В зависимости от развития событий, Комиссия может рассмотреть, нужны ли конкретные инициативы для того, чтобы обеспечить внешнюю взаимность» [24]. Эту работу намечается вести на принципах свободного рынка, общей политики конкуренции, двустороннего и регионального сотрудничества, а также на основе норм ВТО и Договора к Энергетической Хартии.

13.2.12. Газовая инфраструктура

В соответствии с решениями Стокгольмского Евросовета (23-24 марта 2001 г.) Комиссия в декабре 2001 г. представила пакет документов по новой стратегии ЕС в области энергетической инфраструктуры*. Основная цель этих предложений — оптимизировать использование существующей газовой и электроэнергетической инфраструктуры и стимулирование строительства новой инфраструктуры, представляющей интерес для Европы. И, как это бывало и с другими инициативами, Комиссия постаралась использовать момент для продвижения идеи об официальном включении энергетических вопросов в компетенцию Союза. Как подчеркнула в связи с этим г-жа Л. де Паласио: «Наши потребности в энергии растут, мы все больше и больше зависим от внешних источников энергии, особенно газа. Наступило время придать энергетической инфраструктуре Союза настоящее европейское измерение» [25]. Комиссия определила пять приоритетных проектов для совершенствования существующей и строительства новых звеньев газовой инфраструктуры и наметила программу действий. В число приоритетных проектов трансъевропейских энергетических сетей, представляющих интерес для Европы, вошли следующие:

- транспортный коридор Великобритания — Нидерланды — Германия — Россия (газопроводы, соединяющие основные источники газа; совершенствование эксплуатационной совместимости транспортных сетей; повышение безопасности газоснабжения);

---

* Доклад Комиссии Совету и Европейскому парламенту о европейской энергетической инфраструктуре, Предложение по Решению, пересматривающему руководящие принципы для Трансъевропейской энергетической сети и доклад об исполнении Программы Трансъевропейской энергетической сети на 1996-2001 гг. [10].

• Алжир — Испания — Франция (строительство нового газопровода из Алжира в Испанию и Францию, расширение сетевых мощностей в Испании и Франции);

• страны Каспийского региона — Ближний Восток — Европейский союз (новые газопроводные сети из новых источников в ЕС, включая газопровод Греция — Турция и Италия — Греция);

• терминалы СПГ во Франции, Испании, Португалии и Италии (диверсификация источников поставок и входных пунктов);

• подземные газохранилища в Испании, Португалии и Греции (расширение мощностей в Испании и строительство первых хранилищ в Португалии и Греции).

Первым пунктом программы действий в области газа стоит скорейшее принятие предложенных изменений в действующую Директиву по газу. Среди других мер:

— предложения о расширении прозрачности газового бизнеса (отвечает Европейская ассоциация операторов газовой транспортной системы);

— предложения по руководящим принципам по управлению перегруженными сетями и тарификации трансграничной транспортировки газа (Совет европейских энергетических регулирующих органов);

— разработка руководящих принципов по регулирующему контролю и финансовому стимулированию газовой инфраструктуры (Совет европейских энергетических регулирующих органов);

— принятие Советом и Европарламентом предложений Комиссии по пересмотру руководящих принципов Трансъевропейских энергетических сетей, включая новый список приоритетных проектов, представляющих интерес для Европы, а также повышение потолка возможного совместного финансирования этих проектов Сообществом;

— ежегодные доклады Комиссии Совету и Европарламенту по вопросам безопасности снабжения и инфраструктуры в газовом и электроэнергетическом секторах;

— отмена Регламента 736/96 Совета об информации о планируемых инвестициях в области газа, нефти и электроэнергии;

— доклады Комиссии по проблемам удовлетворения спроса на газ в ЕС и диверсификации газового снабжения, а также по внешней энергетической политике ЕС, включая рекомендации по обеспечению приоритетных для ЕС проектов по снабжению газом;

— доклад о действиях, необходимых для обеспечения благоприятных коммерческих и финансовых условий для долгосрочных инвестиций в газовую инфраструктуру (Совет европейских энергетических регулирующих органов).

13.2.13. Некоторые результаты выполнения Директивы по газу и перспективы

К Барселонскому заседанию Европейского Совета (март 2002 г.), на котором, как ожидалось, должны были быть окончательно зафиксированы новые сроки завершения формирования внутреннего рынка природного газа

ЕС и план связанных с этим конкретных мероприятий, государства — члены ЕС пришли со смешанными результатами.

Во-первых, оставалась значительная неравномерность в либерализации национальных рынков газа государств — членов ЕС — как по отдельным ее параметрам (форма разделения видов деятельности, режим регулирования доступа третьих сторон, уровень тарифов на транспортировку газа, балансировка газа, препятствия для конкуренции), так и по намечаемым срокам ее завершения [26]. Кстати, до сих пор о результатах либерализации рынка газа КЕС чаще говорит либо в общих терминах (например, повышение качества услуг), либо приводя различные косвенные данные (например, смена квалифицированными покупателями своих поставщиков газа). И хотя некоторое снижение цены на газ в период, например, с августа 2000 г. по октябрь 2001 г. можно объяснить возросшей конкуренцией на рынке, т.к. оно происходило во время высоких цен на нефть, такое объяснение дается и воспринимается с осторожностью. Примечательно, что все с большей уверенностью говорится о целесообразности отказа от увязки цены на газ с ценой на нефть.

Другой намечающейся тенденцией можно считать некоторое сближение уровней цен на газ в разных регионах с поправкой на транспортные расходы, пропускную способность сетей и качество газа. Основным препятствием на пути к такому выравниванию является отсутствие сквозных тарифов и разнобой в режимах предоставления доступа третьей стороне к транспортным сетям и газохранилищам. До сих пор нет прорыва в использовании на практике права третьих сторон на доступ. Без Великобритании, у которой этот показатель составляет 100%, доля газа, продаваемого в ЕС с помощью режима доступа третьей стороне, в среднем равна всего 7,5%. Основные причины этого — ограничения технического и административного характера, а также приоритет существующих долгосрочных контрактов типа «бери или плати». Таким образом, первый опыт по использованию права доступа третьей стороны показывает, что, несмотря на либерализацию, большинство компаний на практике все еще не может получить такой доступ. К главным препятствиям для дальнейшего развития конкуренции на газовом рынке ЕС Комиссия относит следующие [26]:

- тарифы на доступ к сети, основанные на расстоянии и резервировании мощностей от пункта принятия до пункта назначения, которые не дают возможности третьим сторонам менять своих поставщиков газа или покупателей без необходимости повышения издержек;
- высокие сетевые тарифы, которые сами по себе препятствуют конкуренции тем, что мешают доступу третьих сторон и могут обеспечить доход, который будет использоваться для перекрестного субсидирования аффилированных компаний на конкурентном рынке;
- концентрация производства и/или импорта газа в руках одной или двух компаний, что часто значительно затрудняет новым игрокам на рынке оптовые покупки газа на приемлемых условиях;
- нерыночные режимы балансировки, не отражающие понесенные издержки;
- незначительное разделение видов деятельности, что может скрывать дискриминационные цены и вести к перекрестному субсидированию;

• тарифы и условия доступа третьих сторон часто не одобряются в предварительном порядке регулирующими органами, что может создавать неопределенность и вести к длительным и дорогостоящим спорам.

Наряду с препятствиями на пути конкуренции в рамках самих государств — членов ЕС, Комиссия обращает внимание на некоторые барьеры для трансграничных операций с газом между ними. Речь, прежде всего, идет о следующем:

• недостаточная пропускная способность магистральных сетей во многих пунктах для того, чтобы обеспечить все потенциальные потоки газа;

• несовершенство методов определения сборов за трансграничные операции и распределения транспортных мощностей;

• отсутствие прозрачной и отражающей затраты системы торговли газом между странами;

• отсутствие простой гармонизированной методики установления тарифов на дальнюю трансграничную транспортировку;

• отсутствие прозрачности в отношении наличия транспортных мощностей между странами;

• отсутствие правил типа «используй или потеряешь» в отношении долгосрочного резервирования транспортных мощностей [26].

Таким образом, складывается ситуация, когда разнобой в темпах и последовательности выполнения положений Директивы по газу среди государств — членов ЕС усиливает искажения конкуренции, особенно в области трансграничной торговли.

Вопреки ожиданиям, Европейский Совет на своем заседании в Барселоне не сумел принять окончательное решение по новым, ускоренным срокам завершения формирования единого внутреннего энергетического рынка. Совет призвал Комиссию Европейских Сообществ обновлять свой доклад о реальном открытии рынков электроэнергии и газа и представлять его ежегодно весеннему заседанию Совета. Председательствующая страна (Испания), подводя итоги Барселонского заседания Совета Европейского союза, заключила, что энергетический сектор настоятельно нуждается в новых реформаторских мерах. При этом стратегия либерализации должна видеть различия между двумя разными аспектами: взаимным подсоединением и действительной либерализацией [27].

В Итоговых материалах Барселонского заседания Совета Европейского союза содержался призыв активно рассмотреть меры, содержащиеся в пакете предложений, подготовленном Комиссией 20 декабря 2001 г., включая предложения по развитию проектов в области инфраструктуры и изменения систем финансирования Трансъевропейских сетей, с учетом бюджетных ограничений. Конкретно Евросовет призвал принять до декабря 2002 г. поправки к «Руководящим принципам» и приложенным к ним Финансовым правилам трансъевропейских энергетических сетей. В этой же области Евросовет решил «согласовать на весеннем заседании 2003 г. четкое расписание целей взаимного физического подключения сетей государств — членов для того, чтобы осуществить материальное продвижение к единому рынку и установить соответствующие рамочные условия для развития необходимой инфраструктуры. Финансовые потребности должны быть удовлетворены, в основном, заинтересованными предприятиями». Кроме того, Европейский Совет

поддержал намерение Комиссии представить доклад о безопасности поставок, основанный на результатах обсуждений в связи с подготовленной Комиссией «Зеленой книгой» о безопасности энергетических поставок. Он также предложил Комиссии и Совету министров проанализировать на весеннем заседании Евросовета весной 2006 г. функционирование европейского внутреннего энергетического рынка в целом.

13.2.14. Ключевые положения европейской Газовой директивы (справочный материал)

• Отмена исключительных прав — ускорение недискримринации.

• Разделение бухгалтерской отчетности по видам деятельности (для интегрированных компаний).

• Свободный доступ третьих лиц к газотранспортным сетям, в том числе к хранилищам.

• Постепенное открытие рынка.

• Доступ к информации по тарифам.

• Использование эффективных рыночных механизмов, недопустимость монополии.

• Включение положений Европейской газотранспортной директивы в национальное законодательство начиная с 10 августа 2000 г.

Открытие европейского газового рынка. Минимальный пороговый уровень открытия рынка на 2000 г. составляет 20%, на 2008 г. — 33%.

Мадридский форум. Основан в 1999 г. Участниками Форума стали: регулирующие (законодательные) органы (CEER), страны — члены ЕС, Комиссия, представители газовой индустрии (GTE и Eurogas), основные потребители, поставщики. На Форуме обсуждались дополнительные меры к Газовой директиве, связанные с практическим осуществлением принципов конкурентного рынка и недискриминаций. При этом особый акцент делался на обмене опытом на уровне межгосударственных отношений.

Европейский Совет в Лиссабоне. Одной из основных проблем, рассмотренных в Лиссабоне, было завершение формирования внутреннего рынка за счет ускорения процесса либерализации в области газа и электроэнергии.

Завершение формирования внутреннего рынка. Новая Директива — основные элементы:

• Открытие рынка: все зарубежные поставщики газа должны соответствовать условиям вступления в либерализованный рынок в 2004 г. (по минимальному пороговому уровню). Полное открытие рынка для потребителей ожидается к 2005 г.

• Разделение деятельности: предложения по разделению, то есть создание дочерних фирм по видам деятельности и набор инструментов для контроля за их деятельностью.

• Безопасность обеспечения поставок: необходимо достижение минимальных уровней необходимых инвестиций. Требуется создание органа по контролю баланса поставок и потребления, а также опубликование ежегодных отчетов.

Безопасность Европы в области газа.

• Рост спроса на газ и его растущая востребованность.

• Рост зависимости от газа в секторе производства электроэнергии.

• Увеличение степени односторонней зависимости от импортных поставок.

• Либерализация рынка газа и расширение рыночного пространства.

Проблемы либерализации рынка газа в области даунстрим (от перерабатывающего завода до конечного потребителя).

• Рост зависимости от импорта и долгосрочной безопасности поставок.

• Развитие конкуренции «газ—газ».

• Развитие рынков: узлов, рыночных механизмов (вторичных рынков).

Проблемы либерализации в области апстрим (от месторождения до газораспределительной сети).

• Усиление конкуренции среди поставщиков.

• Новые поставщики.

• Развитие более тесных отношений с внешними поставщиками.

• Создание соответствующего инвестиционного климата в третьих странах и вовлечение компаний ЕС в апстрим.

Меры по увеличению безопасности обеспечения поставок газа в ЕС.

• Увеличение инвестиций, способствующих лучшему функционированию единого рынка (увеличение степени взаимодействия различных газовых систем с целью обеспечения гибкости и эффективности функционирования рынка; диверсификация источников поставок; скоординированное использование финансовых средств).

• Рыночно ориентированные меры (усиление конкуренции «газ-газ» и разрыв связи в ценообразовании на нефть и газ; усиление конкуренции между внешними и внутренними поставщиками; создание развитых рыночных механизмов — рынков спот и фьючерсов).

• Меры внешней направленности (диверсификация поставок; интеграция газового и энергетического секторов в международной торговой политике ЕС; интеграция рынков и взаимодействие при их открытии; более тесная связь с внешними поставщиками и транзитными странами).

13.2.15. Положительные и отрицательные стороны Газовой директивы ЕС, преодоление конфликта интересов

Несмотря на то, что со времени принятия ЕС «Газовой директивы», содержащей указания по либерализации этого рынка в западноевропейских странах, прошло достаточно времени, дискуссии вокруг нее не затихают. По замыслу авторов, Брюссельская директива призвана защитить интересы потребителей газа: благодаря росту конкуренции они смогут выбирать из большего числа поставщиков, которые в борьбе за клиента будут вынуждены снижать цены.

Тем не менее, ведущие газовые компании Европы указывают на противоречие, заложенное в документе. Либерализации рынка Европейский союз пытается добиться при помощи командно-административных методов, вводя новые рычаги регулирования. Так, Директива вменяет в обязанность компаниям, которые владеют собственными трубопроводами, пропускать через

них потоки других компаний, таковых не имеющих. По мнению крупных корпораций, это приведет к тому, что европейский рынок газа заполонят компании-однодневки. ***При этом 30-летний опыт торговли природным газом на Европейском континенте доказывает: успешная деятельность, и не в последнюю очередь конкуренция, возможны в этой отрасли энергетики только на долгосрочной основе.***

Таким образом, директивная либерализация европейского газового рынка таит в себе значительную угрозу энергетической безопасности.

В частности, такой позиции придерживается глава крупнейшего немецкого концерна «Рургаз» г-н Б. Бергман. Он призвал брюссельских политиков привести процесс либерализации рынка (против чего «Рургаз» не возражает) в соответствие с рыночными же принципами, подчеркнув, что «Рургаз» активно содействует такой либерализации. В самом деле, Германия, крупнейший в Европе потребитель энергии, остается страной с самым либеральным рынком газа в ЕС: здесь присутствует конкуренция «газа с газом», свобода строительства собственных газопроводов, свободный рынок услуг по транспортировке газа других компаний. В Германии никогда не было государственной монополии на газовое хозяйство, наподобие той, что существует в Голландии или Норвегии.

Однако свобода рынка является результатом его естественного развития. Искусственное же регулирование рынка, по мнению представителей Германии, не дает хороших результатов. В этом убеждает неудачный опыт США и Великобритании, где тоже принимались политические решения по созданию «конкурентной среды» в сфере энергетики. Самый впечатляющий пример — катастрофический кризис в Калифорнии, подготовленный фактически собственными руками. И этот кризис является лишь вершиной айсберга в «зарегулированной» американской энергетике. Не многим лучше обстоят дела и в Великобритании, где «регулирование во имя свободы» выросло «до уровня режима». С 1990 г. английские энергетики получили свыше 450 распоряжений, регламентирующих их деятельность. В результате существенно сократились объемы инвестиций в разведку и освоение новых нефтяных и газовых месторождений.

Кризис, подобный калифорнийскому, грозит и ближайшему соседу Германии — Австрии. Рынок электроэнергии в Австрии полностью либерализован. Сегодня многочисленные компании, перепродающие электроэнергию потребителям, сами приобретают ее у производителей со значительными скидками, которые не распространяют на своих клиентов. Однако с октября 2001 г. они обязаны предоставлять аналогичные скидки и всем своим потребителям. В результате многие компании просто потеряют интерес к рынку электроэнергии, которому грозят настоящие потрясения.

Энергетические директивы могут вызвать эффект, прямо противоположный желаемому: вместо снижения цен привести к дефициту энергоносителей, в частности природного газа. Дело в том, что фирмы-новички, не располагающие значительным капиталом и не предполагающие всерьез закрепляться на этом непростом рынке, предпочитают не брать на себя ответственность за развитие газового хозяйства. Вместе с тем за последние 10 лет, без всяких предписаний и директив, в это хозяйство были инвестированы

колоссальные средства. Чтобы обеспечить надежное газоснабжение в будущем, потребуются не меньшие инвестиции. Специфика рынка природного газа заключается в том, что он требует высокой степени доверия между поставщиками-производителями и покупателями и строится на долгосрочных договорах. Именно такое проверенное практикой и доказавшее свою жизнеспособность международное партнерство являлось всегда залогом стабильного энергоснабжения Европы.

По мнению ряда российских экспертов, цель Директивы ЕС, направленной на снижение цен на газ для потребителей, естественно, вступает в противоречие с интересами производителей. Такой конфликт объективно заложен. Но основы функционирования энергетических рынков строятся не в формате диалога «производитель — потребитель». Этот вопрос надо рассматривать с точки зрения энергетической безопасности Европы. ***Газовая директива создает серьезный риск разрушения системы долгосрочных контрактов, а это может привести к неминуемому кризису.*** Сегодня в Европе хотят повторить модель американского рынка, рынка краткосрочных «спотовых» продаж, что уже привело к тяжелейшему кризису в Калифорнии. Вслед за снижением цен следует осознание факта, что ресурсов не хватает, в результате чего может произойти новый резкий скачок цен. Проблема заключается в том, что фактически разрушается система инвестирования в новые проекты. Ведь до сих пор единственной основой для инвестиций были долгосрочные контракты. Специфика Европы такова, что на ее территории существует всего 4-5 крупных производителей. Выпадение любого из них из этой системы или снижение интереса к инвестициям в добычу и в транспорт приведет к невозможности замещения этого ресурса другими. Таким образом, просматривающиеся в настоящее время тенденции чреваты в будущем острейшим энергетическим кризисом, превосходящим по своим последствиям кризис 70-х годов.

13.2.16. Новое законодательство ЕС в области энергетики

В июне 2003 года, после более чем двух лет напряженных переговоров и консультаций, Европейский Совет и Европарламент приняли новое законодательство, которое определяет дальнейшее направление развития энергетических рынков Евросоюза, идущего по пути реформирования. Эти законодательные акты включают Директиву 2003/54/ЕС относительно общих правил внутреннего рынка электроэнергии и прекращения действия Директивы 96/92/ЕС, Директиву 2003/55/ЕС относительно общих правил для внутреннего рынка природного газа и прекращения действия Директивы 96/2/ЕС, а также нормативный акт по регулированию условий доступа к сетям при трансграничной передаче электроэнергии. Упраздненные Директивы по газу и электричеству имели, несомненно, важное значение для развития конкуренции, либерализации и интеграции европейских энергетических рынков, однако реформирование по ряду причин (неравномерное открытие рынков, несогласованность тарифных режимов при трансграничной торговле, недостаточно проработанное законодательство по обеспечению доступа третьей стороны) проводилось недостаточно эффективно.

Пока трудно говорить о последствиях применения этих новых правовых документов, однако, по мнению ведущих европейских аналитиков [121], основными позитивными чертами нового законодательства являются:

- либерализация рынка для не бытовых потребителей к 1 июля 2004 г. и для всех потребителей — к 1 июля 2007 г., что в значительной степени ускоряет сроки открытия рынков по сравнению с прежними Директивами. Кроме того, вводится ряд обязательств, которые должны принять государства-члены ЕС для защиты прав конечных потребителей на либерализованных энергетических рынках;
- определение независимых системных операторов для газовых и электроэнергетических транспортных и распределительных сетей, газовых хранилищ и инфрастуктуры СПГ, чьи обязанности четко прописаны в новых Директивах и включают управление энергетическими потоками и обеспечение надежности и бесперебойности энергоснабжения;
- разделение видов деятельности газовых и электроэнергетических компаний в области транспортировки (передачи) и распределения. В новых Директивах подчеркивается необходимость и определяются меры по обеспечению полной юридической, организационной и управленческой независимости операторов транспортных и распределительных сетей от других, коммерческих, видов деятельности вертикально-интегрированных энергетических компаний;
- регулируемый доступ третьей стороны к газовым и электрическим сетям и инфрастуктуре СПГ на основе публикуемых тарифов, применяемый объективно и недискриминационно;
- определение независимого национального регулирующего органа и др.

Новые Директивы направлены не только на создание формально открытых европейских рынков, но и предусматривают меры по преодолению практических и структурных барьеров, мешающих реформированию энергетического сектора Европы, в частности — разделение видов деятельности или обеспечение доступа третьей стороны к энергетическим инфраструктурам, что должно существенно облегчить деятельность новых участников рынка, способствовать развитию конкуренции и обеспечению надежности поставок энергоносителей на европейский рынок.

Будущее энергетического рынка стран Европейского Союза, к которому в мае 2004 г. примкнули еще 10 новых членов, в том числе страны Восточной Европы и Прибалтики, зависит в значительной степени как от общих тенденций изменения мировой энергетической конъюнктуры, так и от последствий преобразований энергетического сектора на постсоветском пространстве. Все это в совокупности даст возможность комплексно определить новую структуру отношений поставщиков и потребителей энергоресурсов на газовых рынках Европы в долгосрочной перспективе.

13.3. ЦЕНОВЫЕ И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ РЫНКОВ

С 1980-х годов в мире активно идут преобразования структуры газовой отрасли, нацеленные на формирование конкурентного рынка газа. Раньше всех произошел переход к конкурентной форме организации газовых рынков в США и Канаде. Следом аналогичный рынок сформировался в Великобритании.

К началу либерализации эти страны характеризовались избытком добывающих и газотранспортных мощностей. В краткосрочном периоде результаты введения конкуренции казались весьма успешными: произошло существенное снижение цен на газ (в США оптовые цены снизились на 26% в период с 1988 по 1995 гг. [28], в Великобритании в период 1990–1999 гг. средняя цена на газ для промышленности упала на 45%, для бытовых потребителей — на 20% [29], при этом значительно возросли объемы газопотребления. Либерализация привлекла на рынки газа большое количество продавцов и покупателей, привела к развитию новых услуг. Однако события 2000–2003 гг. вызвали сомнения в успешности функционирования либерализованных рынков.

13.3.1. Резкое повышение цен на газ в США и Великобритании в 2000–2003 гг.

Осенью 2000 г. цены на газ во всей Северной Америке резко выросли по сравнению с уровнем, державшимся в течение последних 15 лет, и к январю 2001 г. превысили более чем в три раза январские цены 1999 г. В Калифорнии дефицит газотранспортных мощностей на границе и внутри штата жестко ограничил возможности удовлетворения стремительно растущего спроса. Это привело к росту цен на электроэнергию и массовым ее отключениям, а также к закрытию многих промышленных предприятий, использующих природный газ в качестве сырья.

В середине 2001 г. цены на газ несколько снизились (хотя и были заметно выше уровня 1990-х годов); тем не менее, в начале 2002 г. министерство энергетики США характеризовало североамериканский рынок природного газа следующим образом: «недостаточное предложение, прыгающие цены, региональные ценовые диспаритеты» [30].

В конце весны — начале лета 2003 г. в США заговорили о критической нехватке природного газа: выяснилось, что его запасы находятся на минимальной за последние четверть века отметке — запасы газа в хранилищах сократились в марте до самого низкого уровня с 1976 г. [31]. Нехватка газа стала даже предметом отдельного доклада главы ФРС США Алана Гринспена в мае 2003 г., в котором он заявил, что сохраняющиеся высокие цены на газ — «очень серьезная проблема, которая может сильно повредить экономике» [31]. Такое высказывание со стороны человека, призванного отслеживать макроэкономические риски для страны, стало сигналом для министерства энергетики США.

26 июня 2003 г. министр энергетики США Спенсер Абрахам и Национальный Нефтяной Совет созвали саммит по природному газу, чтобы на ближайшие 2 года обсудить риски, возникающие из-за напряженного рынка природного газа, их влияние на экономику и потребителей, а также пути уменьшения этого давления. Выступивший на саммите председатель CERA (Cambridge Energy Research Associates) Дэниэл Ергин заявил [32]: «Сегодня США и Северная Америка в целом сталкиваются с нехваткой природного газа... Вырисовываются перспективы намного более высоких и разрушительных для экономики цен. Платой за это будут закрытые заводы, потерянные рабочие места и сокращение производительности промышленности. Это отрицательно скажется на восстановлении и росте экономики в то время, когда она слаба. Высокие цены на газ уже создали кризисную ситуацию для важных отраслей промышленности. Но они могут превратиться в намного большее бремя, если погода будет слишком жаркой этим летом или слишком холодной — грядущей зимой».

По мнению Ергина, «зима 2000/01 была первым признаком того, что рынок вступил в новую эру более высокой нестабильности. Кризис газового рынка развился из-за комбинации холодной погоды, засухи в западных Соединенных Штатах и событий на калифорнийском рынке электроэнергии. Однако, когда умеренная летняя погода в сочетании с замедлением экономического роста превратили дефицит запасов в хранилищах в излишек, а более теплая, чем обычно, зима в 2001/02 привела к дальнейшему сокращению спроса на газ, казалось, что кризис закончился (**рис. 13.1**).

Однако зима 2002/03 продемонстрировала, что предыдущая теплая зима просто завуалировала сокращение предложения: цены поднялись на рекордную высоту — до 5 $/MMBtu.

На данный момент сильнее всего от высоких и нестабильных цен на газ пострадали промышленные потребители, спрос со стороны этого сектора в 2002 г. сократился на 23% по сравнению с уровнем 1997 г. Отдельные операции и целые производства переносятся в другие страны, в Соединенных Штатах сокращаются рабочие места.

Газовый кризис бьет и по электроэнергетике. Экологические преимущества газа в сочетании с техническим прогрессом в газовой электроэнергетике вызвали переход на природный газ новых электростанций. Из 200 млн. кВт новых мощностей, вводимых в США в 2000-2005 гг., 94% работают или будут работать на природном газе. В целом, использование природного газа в секторе электроэнергетики увеличилось в абсолютном измерении примерно на 40% с 1990 г. — и ожидается еще более сильный рост. На конкурентных рынках цену электроэнергии устанавливает маргинальная электростанция, и поскольку электростанции, работающие на природном газе, становятся все более и более маргинальными, и цены на газ поднимаются на более высокий уровень, одно из явных последствий взлета газовых цен заключается в том, что эффективность газовых электростанций заметно снижается в пользу угольных» [32]. В перспективе это грозит обернуться очень серьезными проблемами не только для электроэнергетики, но и для всей экономики США.

Сложная ситуация с ценами на газ складывается и в Великобритании, где введение Интерконнектора между Бэктоном и Зеебрюгге в Бельгии в

октябре 1998 г. привело к удвоению цен на газ (до 120 долл./тыс. м³, или 20 пенсов/терму) в течение 2000 г. (**рис. 13.2**), в первую очередь в результате роста континентальных цен на газ, привязанных к нефтяным. Экспорт газа по Интерконнектору увеличивался: движение газа в направлении Великобритания — Бельгия превышало движение в противоположном направлении все годы его работы. Еще одна важная причина роста цен — сокращение инвестиций в разведку и добычу газа в период низких спотовых цен во второй половине 90-х гг. и вхождение британской газовой отрасли в стадию падающей добычи. Если в период 1990-1999 гг. добыча газа в Британском секторе Северного моря быстро увеличивалась — с 50 млрд. м³ до 98 млрд. м³ в 1999 г. (т.е. вдвое за 9 лет), то уже в 2001 г. добыча впервые сократилась на 2% по сравнению с рекордным уровнем 2000 г. В результате в 2001 г. большинство английских поставщиков газа были вынуждены поднять цены для конечных потребителей. Свое решение поставщики мотивировали ростом оптовых цен, по которым они вынуждены закупать газ.

В последнее время в Великобритании нарастает обеспокоенность ростом ценовых рисков, особенно в производстве электроэнергии, которое сильно зависит от газа [33]. Впервые с начала использования газовых турбин комбинированного цикла в производстве электроэнергии производители электроэнергии увеличили использование угля, сократив использование газа на 4%.

В связи с высокими ценами на газ, особенно в зимний период, и при большом предложении дешевого импортного угля [34] газ все чаще стал заменяться углем.

13.3.2. Основная причина роста цен — недостаток инвестиций на либерализованных рынках

Анализ причин столь стремительного и неожиданного роста цен на газ показывает следующее.

В странах, проведших либерализацию, активно развивались рынки краткосрочных поставок. В Великобритании в 1997 г. объемы спотовых сделок составили 18% всего объема рынка, а в США уже в 1992 г. они достигали 35-40% всех поставок газа [35]. Сохранились и долгосрочные контракты, однако основное отличие нового поколения долгосрочных контрактов от их предшественников состоит в привязке цены контракта к ценам спотового рынка. При этом цены на спотовом рынке характеризуются крайней нестабильностью, поскольку на них влияет множество плохо предсказуемых факторов — погодные условия, текущий спрос и предложение газа и т.д. Так, например, в США в феврале 1996 г. холода вызвали резкий взлет цен в Henry Hub — если среднегодовая цена газа была около 2 долл./Mbtu, то в феврале она в среднем составляла 4,41 долл./Mbtu, а в отдельные дни (например 2 февраля) достигала 15 долл./Mbtu [28].

Привязка долгосрочных контрактов к нестабильным спотовым ценам и отсутствие гарантий по объему привели в долгосрочном периоде к разрушению инструментов финансирования капиталоемких инвестиционных проектов по добыче и транспортировке газа, сложившихся на базе долгосрочных

контрактов типа «take-or-pay». Наличие избыточных добывающих и газотранспортных мощностей и особенности ресурсной базы (мелкие и средние месторождения, находящиеся недалеко от мест потребления газа) в этих странах способствовали тому, что долгое время эта проблема просто не возникала. Однако после того как в 2000-2001 гг. спрос на газ в США оказался более высоким, чем прогнозировалось, а производители не смогли оперативно отреагировать на это повышение потребности, стало ясно, что на либерализованных рынках неустойчивость цен значительно осложняет инвестиционный процесс.

Низкие цены на газ и снижение маржи производителей в конце 90-х гг. в результате жесткой конкуренции «газ-газ» не стимулировали инвестиционную деятельность. Газовая отрасль была неконкурентоспособна по сравнению с другими инвестиционными альтернативами — инвесторы не были уверены в том, что получат приемлемый возврат на вложенный капитал. Согласно Financial Reporting System, 23 самых крупных производителя газа имели возврат капитала в среднем всего 5,4% в течение 12-летнего периода с 1986 по 1997 гг. [36].

Производители пережили продолжительный период низких прибылей и, опасаясь повторения депрессии 1984-89 гг. в газовой отрасли, отреагировали существенным уменьшением размеров производства и сокращением расходов. Собственный инвестиционный капитал для развития нового производства, который для большинства участников отрасли во многом зависит от доходов от продажи газа, к 1999 г. заметно сократился. Практически все проекты строительства СПГ терминалов были заморожены, а строительство газопровода с Аляски отложено [37]. В результате развитие новых поставок в Соединенных Штатах значительно замедлилось.

Еще в июле 2000 г. председатель CERA Дэниел Ергин писал в статье для «Вашингтон Пост» [38] о том, что идет практически не замеченный газовый кризис: «Последние несколько лет оказались трудными для газовой промышленности... Вместо новых геологических исследований газовые компании сконцентрировались на сокращении затрат и сохранении потока наличности. Все это означало сокращение деятельности по развитию поставок газа. Результат: с 1997 г. газодобывающая способность США упала почти на 7%. Основная проблема для отрасли — преодолеть тенденцию к сокращению предложения и выйти на его рост для удовлетворения быстро растущего спроса со стороны электроэнергетики. Это будет не дешево. Мы оцениваем, что это потребует более 500 млрд. долл. инвестиций в течение следующего десятилетия, что почти в два раза выше уровня 1990-х гг.».

Сокращение инвестиций привело к недостатку мощностей по добыче газа и к дефициту предложения [39], а также к износу действующих и недостаточному развитию новых газотранспортных сетей в период с 1990 по 2000 гг. По мере снижения производства добывающие предприятия закрывались, а работники увольнялись.

В 2000-2001 гг. цены впервые заметно увеличились, но адекватного увеличения добычи не последовало. Специальное исследование [40] министерства энергетики США, проведенное в 2001 г., показывает, что этот феномен объясняется фундаментальными характеристиками газовой отрасли, в пер-

вую очередь — краткосрочной неэластичностью спроса и предложения природного газа, что на либерализованном рынке может вызывать значительные колебания цен в течение периодов относительного дефицита или избытка предложения.

Реструктуризация газовой отрасли усиливает конкуренцию среди производителей и заставляет их минимизировать постоянные и операционные затраты, полностью загружая производственные активы. К моменту начала либерализации в США в 1985 г. газовые добывающие мощности были значительно недогружены (**рис. 13.3**). К 1993 г. производственные мощности приблизились к полной загрузке (полная загрузка находится в диапазоне 93-95% от суммарных производственных мощностей, сезонное изменение в использовании мощностей отражает сезонное изменение газопотребления). Когда отрасль функционирует в условиях, приближенных к полной загрузке мощностей, небольшие изменения в предложении или спросе могут вызвать значительное рыночное давление, которое ведет к существенному изменению цен.

Рост цен, несомненно, привел к целому ряду действий, нацеленных на повышение производства. Однако попыткам производителей увеличить добычу на существующих мощностях препятствовала высокая загруженность мощностей. Как отмечает Ергин, «только после того, как цены удвоились до более чем 4 долл./MBtu, инвесторы начинают вновь демонстрировать интерес к природному газу. Но долгосрочный характер развития предложения газа означает, что не существует легкого и быстрого решения ценовой проблемы» [38]. С 1999 г., когда цены на газ только начали расти, производители на 150% увеличили новое бурение, однако для того, чтобы доставить газ на рынок требуется время — от нескольких месяцев до нескольких лет [41]. В 2001 г. капитальные вложения в газовой отрасли выросли на 70%, однако это дало увеличение производства лишь на 1%.

В первую очередь, столь незначительное увеличение добычи обусловлено тем, что между изменениями в ценах и изменениями в оптовых поставках газа существует временной лаг от 6 до 18 месяцев. Поскольку производители природного газа для оправдания новых инвестиций хотят иметь некоторую гарантию того, что цены будут сохраняться на высоком уровне достаточно долго, то у них есть тенденция откладывать повышение объемов инвестиций в бурение до тех пор, пока они не будут убеждены в том, что высокие цены не являются просто непродолжительной флюктуацией. Так, когда цены в течение 2000 г. подскочили с 1,54 долл./MBtu до 3 долл./MBtu, многие инвесторы не были уверены, что цены останутся на этом высоком уровне, что и подтвердилось последующим падением цен ниже 3 долл./MBtu. Кроме того, существует промежуток между тем временем, когда производители газа решают увеличить расходы на бурение, и моментом ввода в эксплуатацию новых скважин. Этот промежуток включает время на заключение контрактов на бурение, транспортировку и сборку буровых установок, непосредственно бурение скважин, их подготовку и подсоединение к газосборным трубопроводам. Зачастую, если на складах нет готовых буровых установок, требуется дополнительное время на их изготовление.

Таким образом, в период низких цен на газ на конкурентном рынке отсутствуют стимулы для инвестирования в добычу, и предложение сокра-

щается. Одновременно привлекательные цены на газ ведут к увеличению спроса. Возникает дефицит газа, и цены растут. Этот стандартный в рыночных условиях механизм балансировки спроса и предложения вызывает циклические кризисы, которые усугубляются продолжительным инвестиционным циклом в газовой отрасли. Неизбежные временные лаги в ценовом и инвестиционном циклах ведут к тому, что недоинвестирование новых мощностей долго сохраняется и после начала подъема цен.

«Газовая промышленность характеризуется рядом свойств, которые могут вызывать сильные циклические колебания в инвестициях, бурении, объемах поставок и ценах. В будущем газовые рынки США, вероятно, покажут тенденцию к циклическому колебанию поставок, которое может приводить к сильным и непредсказуемым скачкам цен» [42], — заключает исследование министерства энергетики США. Как утверждают производители, добыча газа в Северной Америке останется низкой до тех пор, пока рынок не найдет способа аккумулировать большие финансовые ресурсы для инвестиций и гарантировать их возврат.

На дерегулированных рынках возникают проблемы с инвестициями не только в добычу газа, но и в развитие газовой инфраструктуры. Доклад о новой энергетической политике США 2001 г. констатирует, что Соединенные Штаты в 2001 г. столкнулись с наиболее серьезной нехваткой энергоресурсов со времен энергетического кризиса 1970-х годов. В качестве второй проблемы доклад называет необходимость перевооружения и расширения энергетической инфраструктуры, включая модернизацию и строительство новых трубопроводных систем и газоперерабатывающих заводов, которые в значительной степени устарели. Таким образом, правительство США подтвердило неспособность газовой отрасли самостоятельно, только в рамках рыночных механизмов, решать возникшие проблемы.

По данным Американской ассоциации по транспортировке природного газа (осень 2003 г.), чтобы удовлетворить потребность в его переброске между различными районами страны, в ближайшие 12-15 лет США необходимо вложить в модернизацию и строительство новых газопроводов не менее 70 млрд. долл. [43], а согласно исследованию Национального Нефтяного Совета до 2015 г. вообще потребуется 123 млрд. долл. инвестиций в инфраструктуру, включая 35 млрд. долл. на магистральные трубопроводы, 84 млрд. долл. на распределение и 4 млрд. долл. на хранение газа.

По мнению экспертов Национального Нефтяного Совета, «компании должны будут осуществлять значительные инвестиции в инфраструктуру, чтобы обслужить новых клиентов, управлять сезонными и дневными пиковыми колебаниями спроса и замещать выбывающие мощности. Величина этих расходов соответствует средним историческим значениям, но реструктуризация создала новые риски, связанные с инвестициями. Первый вопрос, который возникает в этом секторе газовой промышленности, — о том, кто примет на себя риск финансирования и строительства новых мощностей. В прошлом инвестиции в газопроводы и хранилища регулировались государством. Газораспределительные компании, имевшие доступ к конечным потребителям, имели определенные гарантии, которые поддерживали инвестиции в новые мощности. Реструктуризация промышленности в последние

два десятилетия привела к изменению обязательств и рисков для всех участников отрасли. Многие поставщики теперь меньше ценят наличие твердых контрактов продолжительностью больше трех лет. Стремление поставщиков ограничить свои ценовые риски вступает в противоречие с потребностью газотранспортной системы в долгосрочных контрактных обязательствах для привлечения инвестиций. В этих сложных условиях не понятно, кто захочет брать на себя риски строительства инфраструктуры, необходимой, для удовлетворения роста спроса» [36].

В Великобритании также, по мнению аналитиков Wood Mackenzie, нарастают проблемы, связанные с ограничениями в мощности инфраструктуры. Эта ситуация наиболее наглядна на терминале St. Fergus, где недавно ограниченность мощностей привела к высоким ценам на входе. Здесь аукционы на краткосрочные входящие мощности создают значительную неопределенность относительно долгосрочного наличия мощностей и цен на период с 2000 по 2010 гг., когда прогнозируемый годовой объем транспортировки может возрасти с 37 млрд. м^3/год до 60 млрд. м^3/год. Обусловленные этой неопределенностью риски приводят к задержке крупных долгосрочных инвестиций, необходимых для доставки в будущем газа с норвежских месторождений в Великобританию [44].

В целом, большие и непредсказуемые скачки цен на природный газ создают значительные инвестиционные риски. Непредсказуемая ценовая ситуация в США переводит направление инвестиций с долгосрочных (таких, как строительство СПГ-терминалов и Аляскинского газопровода) на краткосрочные инвестиции (такие, как расконсервация скважин, мелких месторождений и бурение новых скважин). Увеличение неопределенности в вопросе о перспективах цен на газ в свою очередь увеличивает стоимость капитала для добычи и транспортировки газа [45]. К долгосрочным последствиям таких ценовых скачков следует отнести возможные изменения спроса на газ со стороны потребителей природного газа. Рост цен может подорвать финансовую жизнеспособность таких больших промышленных проектов, как газовые электростанции и заводы по производству удобрений, и со временем может подтолкнуть их к использованию в качестве основного других видов топлива. Так, уголь может стать более привлекательным только из-за того, что цены на него будут более предсказуемыми.

13.3.3. Перспективы падения добычи и роста спроса — дисбаланс неизбежен

После взлета цен в 2000-2001 гг. были подготовлены новые программы развития предложения газа, включая новые работы в глубоких водах Мексиканского залива, увеличение импорта сжиженного газа и разработку обширных запасов в США и Канаде. Но, по мнению Ергина [38], «все эти меры вряд ли будут иметь существенное влияние на предложение до 2004 г.» С ним согласны и аналитики Wood Mackenzie, которые говорят, что, «несмотря на активные действия, направленные на увеличение поставок в Северную Америку, снижение уровней добычи таково, что, учитывая предсто-

ящей переход глубоководных месторождений в стадию падающей добычи в ближайшие 2-3 года, возможность стабилизации добычи в США до 200-2006 гг. вызывает очень большие сомнения» [46]. И эксперты Американского Института Нефти подтверждают, что «в ближайшей перспективе нельзя ожидать существенного увеличения поставок газа, поскольку для развития добычи новых месторождений и строительства от них газопроводов к потребителям требуется много лет» [47].

Ергин заявляет: «В последние несколько лет мы столкнулись с уменьшением поставок, что сигнализирует о зрелости ресурсной базы. Хотя технологический прогресс обеспечивает более быстрые открытия и развитие ресурсной базы, наиболее доступные области Северной Америки уже активно исследовались и бурились. Новые скважины имеют тенденцию давать намного меньшие объемы газа, чем прежде. CERA полагает, что будет очень проблематично увеличить добывающие мощности в Соединенных Штатах. Действительно, неутешительные результаты интенсивного бурения 2000-2001 гг. были тем переломным моментом, который продемонстрировал, что даже активное бурение не может обеспечить существенных дополнительных объемов поставок. Североамериканская добыча достигла плато. Производство уже упало на 4% с 2001 г. Мы ожидаем скромный подъем в середине десятилетия и затем ожидаем снижение после 2007 г. Будет трудно значительно увеличить предложение в Северной Америке как из-за исчерпания ресурсной базы, так и из-за запрета на доступ к месторождениям, находящимся в федеральных землях» [32].

При этом, по прогнозам Американского Института нефти, спрос на природный газ возрастет к 2025 г. примерно на 50% [48].

Как отметил в своем докладе председатель CERA, «мы перешли к новому рынку, который разительно отличается от того «рынка изобилия», под который были сформированы современная газовая промышленность и институциональная среда. Во время «газового пузыря» 1980-х и 1990-х ключевой движущей силой была конкуренция «газ-газ» среди поставщиков. Напротив, следующие несколько лет, если рост спроса не замедлится, весьма вероятно, что конечные потребители будут соперничать друг с другом за поставки. Цены на газ в Северной Америке вступили в тот период, когда они будут отражать плату за дефицит. CERA прогнозирует, что цены на газ в Henry Hub составят в среднем 5,79 долл./MMBtu в 2003 г. — более чем в два раза выше, чем средняя цена в 1995-2000 гг.».

По мнению Ергина, «США придется импортировать гораздо большее количество природного газа. Сжиженный газ, новые отдаленные месторождения Арктики и газ из восточной Канады будут критически необходимы для удовлетворения спроса. Но эти ресурсы потребуют крупномасштабных инвестиций и не менее пяти лет для развития. На время этого переходного периода рынок останется плохо сбалансированным [32]». Это при том, что данные Американского Геологического Обзора (USGS) показывают, что США могли бы поддерживать уровень добычи газа 2000 года в течение 58 лет [47].

По оценкам Национального Нефтяного Совета США, на развитие предложения газа в период 1999-2015 гг. должно быть потрачено приблизительно

658 млрд. долл. (в долларах 1998 г.). Это соответствует среднегодовому увеличению капитальных вложений с 27 млрд. долл./год в период 1991-1998 гг. до 39 млрд. долл. в 1999-2015 гг. Многие из этих инвестиций должны пойти, в том числе, и на более высокорискованные проекты — такие, как крупные глубоководные проекты или трубопроводы к отдаленным месторождениям.

Зимой 2000-2001 гг., когда цены на газ подскочили, возродился интерес к строительству газопровода с Аляски и начал обсуждаться вопрос об источниках финансирования столь крупных проектов. Финансовые расчеты показали, что стоимость строительства газопровода с Аляски до Чикаго составит 18,6-19,4 млрд. долл. Решение проблемы его финансирования видимо будет найдено только в рамках государственного вмешательства, а именно — предоставления государственных гарантий и значительных налоговых льгот этому проекту. В течение 2002 г. в Конгрессе рассматривался целый ряд энергетических законопроектов, в частности Билль 1766 (S.1766). Этот законопроект предусматривает государственную гарантию по кредиту для газопровода с Аляски, которая будет гарантировать 80% капитала любого займа, сделанного для финансирования его строительства. Объем этой гарантии определен в 10 млрд. долл. Министр энергетики США Абрахам Спенсер настаивает на том, чтобы никаких налоговых льгот по этому проекту не предоставлялось, но полностью поддерживает 80% гарантию по кредиту [49].

Расчеты показали, что гарантии по займу снизят цену газа, добываемого на Аляске, с 3,50 долл./тыс. куб. футов до 3,05 долл./тыс. куб. футов [37]. При этом, несмотря на все усилия организаторов проекта, нет никаких шансов на то, что он будет завершен раньше 2010 г. А по оценкам CERA этот трубопровод вообще может полностью войти в эксплуатацию только к 2015 г.

Увеличение поставок газа из Канады также весьма проблематично. Газовый рынок Канады, обеспечивающий около 80% газового импорта США, был либерализован вслед за США. В 2000 г. этот рынок столкнулся с резким повышением цен на природный газ, которое последовало за аналогичным ростом цен на американском рынке. До ввода в действие газопровода «Альянс» цены на газ в Западной Канаде были низкими за счет избытка газа. Однако ввод «Альянса» сократил разницу между ценами NYMEX и канадскими ценами с 1.14 долл./тыс. куб. футов в 1999 г. до 0.42 долл./тыс. куб. футов в 2000 г. Канадские производители природного газа значительно выиграли от повышения цен и роста экспорта в результате открытия нового газопровода «Альянс», тогда как потребители сильно пострадали от этого повышения цен — многие промышленные предприятия, построенные в расчете на дешевый газ, были закрыты [50].

Стремление канадской газовой отрасли максимально быстро реагировать на изменение спроса привело к нарушению технологии и ускоренному исчерпанию месторождений. В 2002 г. три основных газоносных бассейна Канады: Альберта, Британская Колумбия и Новая Шотландия — неожиданно для производителей вступили в стадию падающей добычи. Впервые за последние 17 лет с начала дерегулирования рынка были введены меры по ограничению экспорта из провинции Альберта. Сохранить прежние объемы добычи в 2006-2010 гг. не представляется возможным, что неизбежно приведет к сокращению экспорта газа в США [51].

Препятствия стоят и на пути развития новых мощностей по регазификации СПГ. По прогнозным сценариям CERA к 2020 г. СПГ может обеспечивать 10-20% от американского спроса, по сравнению с 1% — в 2002 г. и 2% — в 2003 г. Основные решения относительно осуществления инвестиций в новые СПГ-проекты будут сделаны в ближайшие 6—18 месяцев. В то время как текущие высокие цены могут казаться благом для сектора СПГ, они, как это ни парадоксально, также создают риски: более высокие цены могут привести к неуклонному сокращению спроса, сделать альтернативные виды топлива более эффективными, и, что самое важное, могут привести к изменению режима регулирования газового рынка. Учитывая высокие капитальные затраты новых СПГ-проектов (2-5 млрд. долл. в зависимости от местоположения) и тот факт, что инвесторы принимают огромный ценовой риск вследствие недостатка долгосрочных контрактов на рынке США, риск осуществления такого рода проектов в нестабильной регулирующей среде может быть слишком высок [37].

Так, например, 18 декабря 2002 г. Федеральная Энергетическая Комиссия США (FERC) огласила новые правила регулирования для терминалов по регазификации СПГ. СПГ-терминалы более не являются объектами открытого доступа. Владельцам будет разрешено управлять новыми СПГ-терминалами на базе частных контрактов и устанавливать рыночные цены. Это решение FERC снижает риски, связанные с новыми СПГ-мощностями и создает финансовые стимулы для их строительства, но одновременно порождает у инвесторов опасения относительно долговечности новых регулирующих правил — сохранятся ли они к моменту завершения строительства.

Таким образом, в США сложно ожидать существенного увеличения предложения газа без обеспечения определенных гарантий инвесторам в виде государственных обязательств или льгот, что явно противоречит принципам «свободного рынка».

В Великобритании также усиливается разрыв между растущим спросом [52] и добычей, которая достигла своего пика (**рис. 13.4**). По словам министра энергетики Великобритании Брайана Уилсона, несмотря на все усилия по сохранению добычи в Северном море, ситуация с обеспечением энергоносителями останется напряженной, а потому Великобритания будет нуждаться в поставках газа из-за границы [53]. Прогнозируется, что к 2005 г. Великобритания начнет импортировать значительные объемы природного газа [54].

Согласно исследованию Wood Mackenzie [55], высокие цены на газ будут и впредь характеризовать британский газовый рынок. Поскольку Великобритания становится нетто-импортером, она будет «принимать цены продавца» на уровне континентального рынка или даже выше. Нижняя граница цен на газ будет стремиться к долгосрочным издержкам новых поставок из внешних источников, то есть к 18-19 пенс/терму.

Таким образом, как подытоживает CERA, «рынок природного газа приближается к критическому периоду, во время которого будет проверена фундаментальная структура промышленности. Впервые со времен отмены государственного регулирования газовый рынок пробует установить цену в ситуации, когда нет избытка мощностей. Долгосрочные тенденции отрасли наконец выявились, и в ближайшее время ждать облегчения не приходится» [56].

«Начался переход к новому глобальному газовому рынку. Но этот переход займет время. А пока мы должны осознать и продумать риски и проблемы ближайших двух лет — как нам быть с ними и как их минимизировать» [32].

Хотя Ергин и говорит о том, что «текущие более высокие цены природного газа — скорее следствие изменения геологической ресурсной базы в Северной Америке, чем провал самого рынка природного газа» [32], при анализе результатов реформирования газовых рынков США и Великобритании совершенно очевидно становится, что именно либерализация рынков разрушает стимулы для долгосрочных инвестиций в отрасль и не ведет, в конечном счете, ни к стабильной добыче газа, ни к развитию газотранспортной инфраструктуры, ни к долгосрочному выигрышу для экономики в целом. Сравнение цен на газ, например в США (**рис. 13.5**), до проведения либерализации (период 1976-1985 гг.) и после (1985-2003 гг.) показывает, что дерегулирование не обеспечивает долгосрочного снижения цен.

13.4. Возможность использования либерализованного опыта при проведении реформ газового рынка в России

Для анализа возможности использования международного (в первую очередь — европейского) опыта реформирования газового рынка необходимо, прежде всего, иметь точное представление о том, каково состояние этого рынка в России и в тех странах, опыт которых изучается.

Наглядно такое сопоставление представлено на *табл. 13.1.*

Далее, при анализе возможности использования международного опыта необходимо принимать во внимание, что существующие проблемы в странах ЕС и России и, соответственно, цели и задачи реформ резко отличаются. Схематично эти различия показаны в *табл. 13.2.*

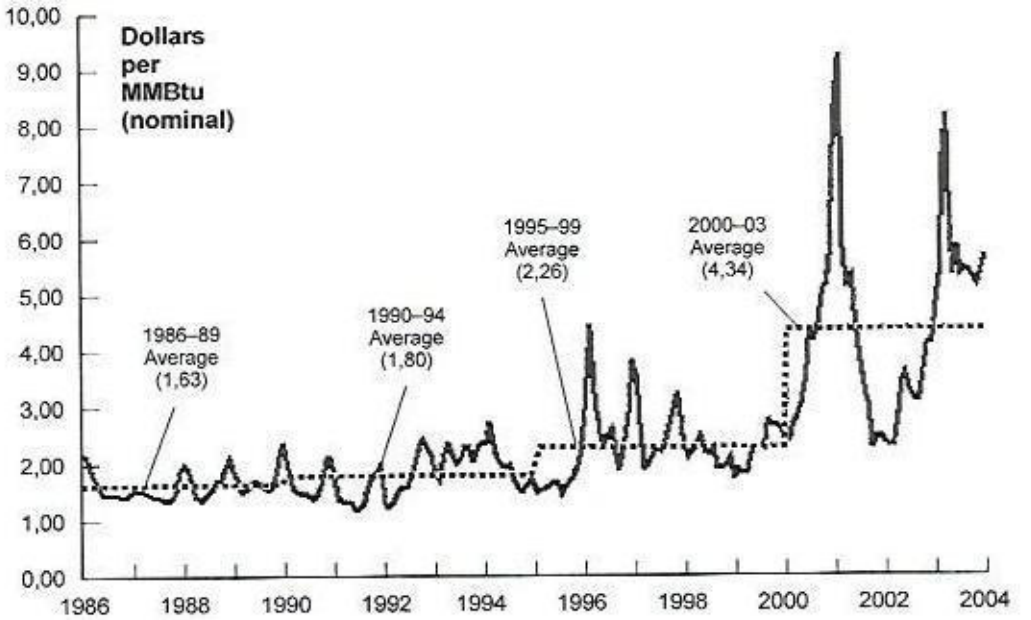
В связи с наличием принципиальных различий между целями реформ, осуществляемых в ЕС и России, внедрение конкуренции приведет к различным результатам. Схематично эти результаты можно представить так:

Опыт зарубежных государств по реформированию газовых рынков, прежде всего, свидетельствует, что его простое «копирование» невозможно. Разные страны, разные условия, разные экономики...

Но этот опыт необходимо тщательно изучать и анализировать — и даже не для того, чтобы не повторять чужих ошибок (они будут и повторены, и преумножены), а, скорее, с целью иметь своего рода эталон для сравнения. Опять-таки — не для сравнения конкретных шагов и механизмов, а для сравнения результатов, ибо необходимость формирования в России современного рынка газа столь же очевидна, сколько и проблематична — проблематична в силу того, что в России доминируют принципиально (и диаметрально) противоположные интересы основных участников газового даже не рынка, а хозяйства. Но проблема формирования современного рынка газа в стране стоит, и решать её надо. В том числе и опираясь на опыт других государств.

Рис. 13.1

Спотовые цены на газ в Henry Hub, 1986-2003



Источник: Cambridge Energy Research Associates

Рис. 13.2

Динамика спотовых цен (пенс/терма) и объемов торгов в Национальном Балансирующем Пункте Великобритании

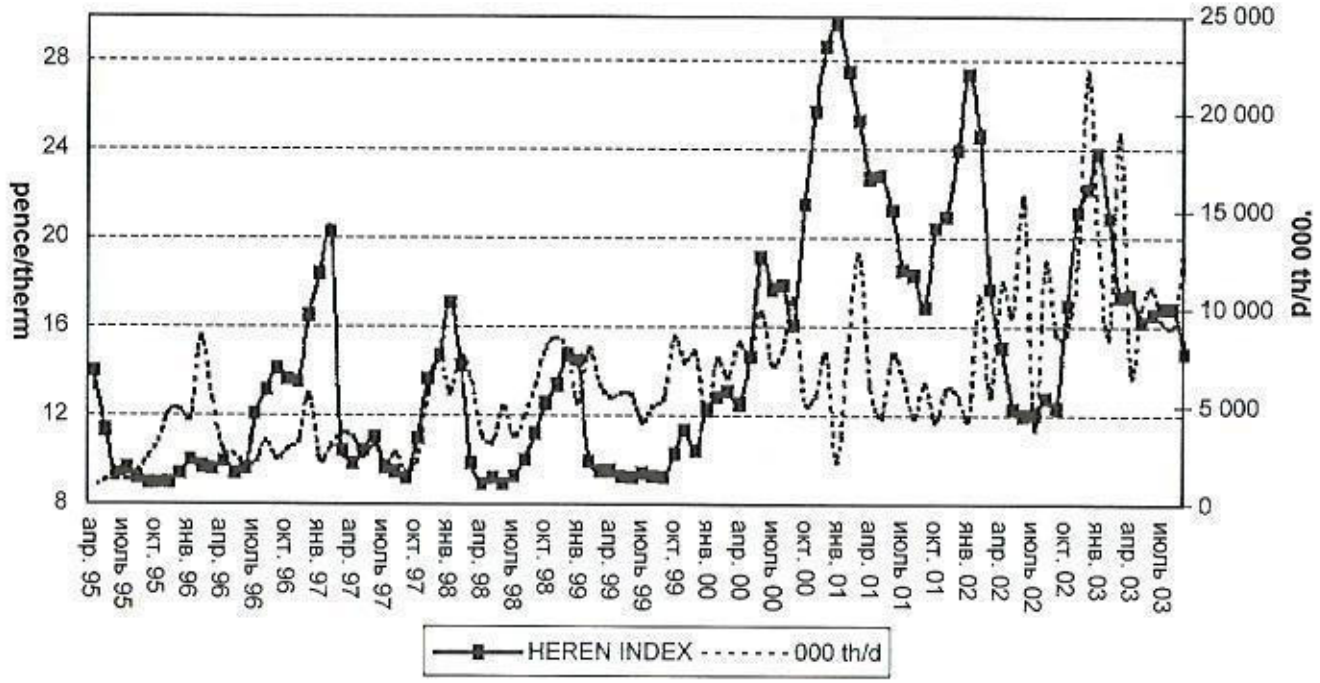


Рис. 13.3

Ежемесячная добыча газа в США, эффективные производственные мощности и уровни эффективной загрузки мощностей, 1985 – 2001

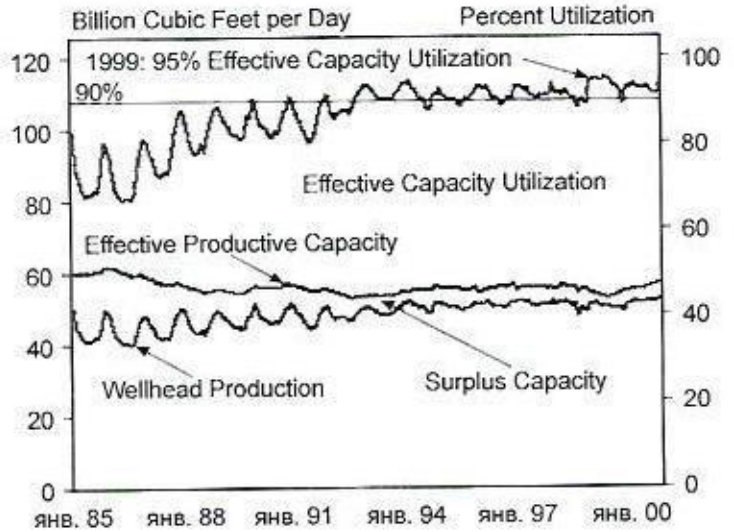


Рис. 13.4

Прогноз спроса и собственной добычи газа в Великобритании (млрд. м^3)

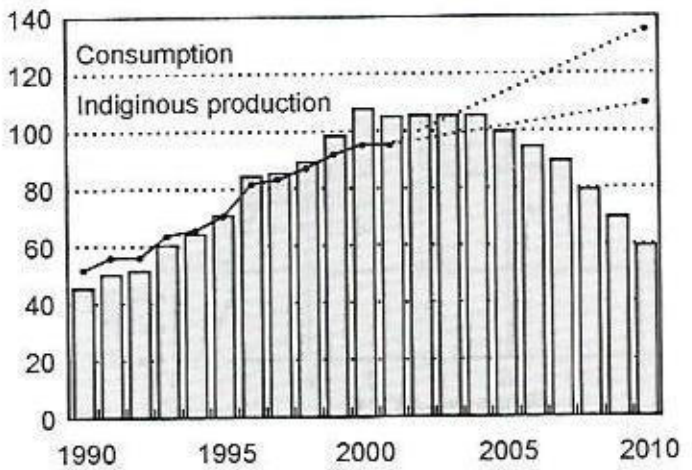


Рис. 13.5

Оптовые цены на газ в США, 1976 – 2003 (долл./тыс. куб. футов)

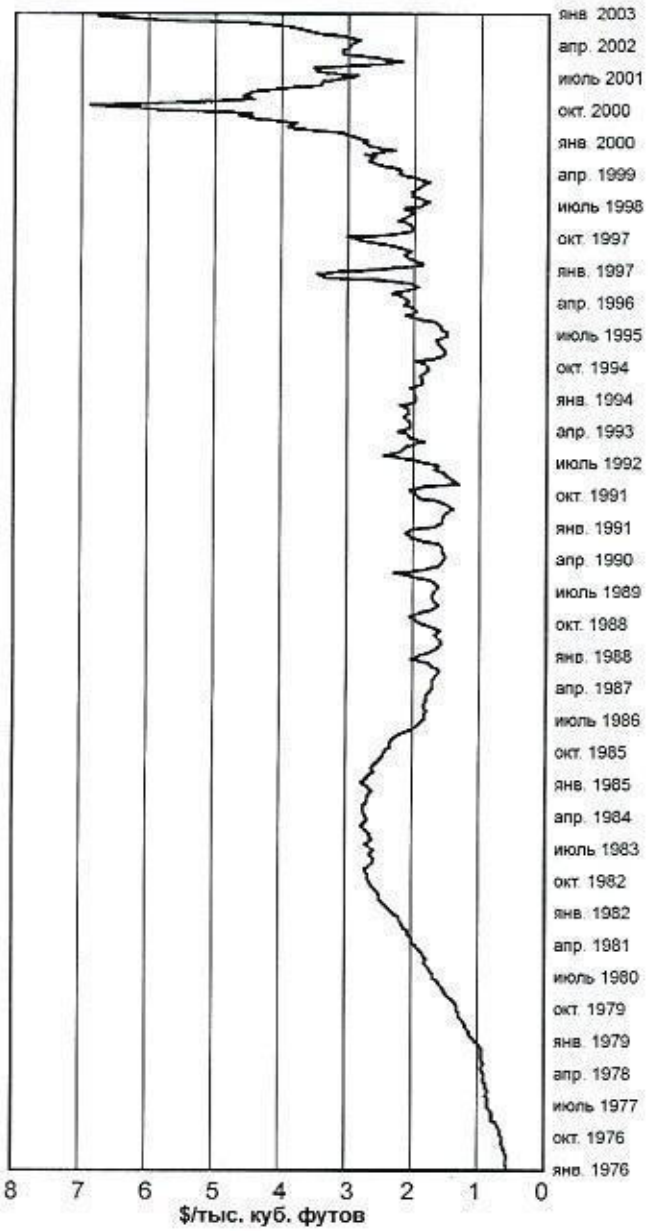


Таблица 13.1

Анализ возможности использования международного опыта при проведении реформ газового рынка в России

Преимущества / недостатки	Существующие положения
ДОСТУП ТРЕТЬИХ СТОРОН К ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ	
+ преимущества очевидны для становления и функционирования газового рынка - недостаточные требования по гарантированию надёжности поставок, необходимо создание условий для формирования страховых запасов в ПХГ	Существует строго регламентированная процедура получения доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром»
Анбандлинг	
+ точное определение недискриминационного тарифа на транспорт газа - в случае разделения на транспортную и добывающую компанию возможность осуществления неэффективных инвестиций	Счета разделены Существует функциональное разделение
Тарифы на транспорт газа	
+ следует оставить сложившуюся практику	ФЭК утверждает тарифы на транспортировку газа по газопроводам ОАО «Газпром»
Тарифы на хранение газа	
+ в условиях либерализованного рынка тарифы позволяют адекватно развивать ПХГ - при существующих ценовых и контрактных условиях хранение газа не выгодно	ОАО «Газпром» устанавливает тарифы на хранение газа на затратной основе
Торговля и возможность выбора	
+ биржевая торговля и свобода выбора поставщика позволит установить равновесную цену на газ и равновесный объем потребления газа, обеспечить инвестиции в газодобычу	В настоящее время отсутствует биржевая торговля и свобода выбора поставщика
Законодательство	
+ продуманное законодательство, учитывающее интересы инвесторов, позволит перейти к рынку газа и обеспечить его эффективное функционирование и надежность поставок газа, а также избежать «калифорнийского синдрома»	ФЭК устанавливает внутренние цены на газ и тарифы на транспортировку

Таблица 13.2

Цели и задачи реформ газового рынка в России

	Страны ЕС	Россия
Основные текущие проблемы	• Большая зависимость от импорта газа • Высокие и неодинаковые цены внутри ЕС	• Снижение добычи газа на фоне возрастающей в нем потребности • Низкие цены на газ внутри страны • Регулирование цен на газ со стороны государства
Основные цели реформы	• Снижение цен и повышение качества услуг • Унификация цен на газ в странах ЕС • Усиление конкуренции между различными видами первичной энергии • Интенсификация торговли газом между странами ЕС	• Увеличение добычи газа, в том числе и независимыми производителями • Создание условий для привлечения инвестиций в добычу газа • Снижение издержек • Энергосбережение
Основные ожидаемые результаты реформы	• Совпадают с целями, однако ввиду отмены долгосрочных контрактов возможно сокращение инвестиций в газодобычу в Норвегии. Существует вероятность «калифорнийского синдрома»	• Повышение цены на газ для российских потребителей до равновесного уровня (спрос – предложение и конкуренция между различными видами топлива) • Стабилизация добычи газа на уровне, востребованном рынком

Таблица 13.3

Результаты внедрения конкуренции в ходе реформирования газового рынка

В странах ЕС	В России
Различия	
Снижение внутренних цен	Повышение внутренних цен
Возможное снижение инвестиций в добычу газа	Увеличение инвестиций в добычу газа
Возможное снижение надёжности поставок газа	Повышение надёжности поставок газа
Совпадения	
Повышение эффективности	
Снижение издержек	
Внедрение инновационных технологий	
Свободный выбор потребителя	
Энергосбережение	
Установление уровня потребления газа в зависимости от рыночных условий	

Глава 14

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ РЫНКА ГАЗА В РОССИИ

14.1. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

В предыдущих разделах неоднократно подчеркивалась исключительная роль газовой отрасли для всей экономики России. Естественно, что проблемы и перспективы газовой промышленности всегда находились в центре внимания и бизнеса, и правительственных структур страны. Особенно остро проблемы отрасли обозначились на рубеже XX и XXI веков, когда добыча газа в стране начала падать, причём наиболее быстро — в ОАО «Газпром», основе отечественной газовой промышленности (*табл. 14.1*). Соответственно, всё громче и чаще стали звучать призывы к реформированию газовой отрасли.

Впрочем, первые телодвижения в этом направлении относятся ещё к началу 90-х годов прошлого века, когда началась массовая приватизация российской экономики. Отрасли топливно-энергетического комплекса не стали исключением, хотя, как отмечает президент «Союза независимых производителей газа» В.Н. Баранов, приватизационные процессы здесь проходили довольно-таки своеобразно [58]. В силу огромной роли газовой отрасли и электроэнергетики в обеспечении социальной стабильности, государство вынуждено было мириться с этими «нерыночными островами» в приватизированной экономике, хотя многочисленные советники (в том числе и влиятельные международные неправительственные организации) неоднократно предлагали свои рыночные повышения эффективности работы этих естественных монополий. Так, в 1996 г. Международный Валютный Фонд (МВФ) в ходе подготовки для России кредитной линии на проведение рыночных

реформ в сумме 6 млрд. долл. разработал и представил Правительству РФ специальные рекомендации по реструктуризации естественных монополий [59], в которых, в частности, предлагалось разделить РАО «Газпром» на транспортную, добычную и сбытовую составляющие.

Не рассматривая все аспекты истории реформирования газовой отрасли России (что является предметом самостоятельного исследования), отметим лишь основные шаги в этом направлении со стороны государства — главного заинтересованного участника этого процесса.

14.1.1. Эволюция взглядов на роль государства в функционировании и развитии нефтегазового сектора

В рамках современной экономической системы основная, наиболее принципиальная роль государства состоит в обеспечении легальных прав собственности (особенно при изменениях в результате осуществления различных сделок). Как показано известным специалистом Д. Нортом [60], именно государственная функция защиты прав собственности выполняется с наименьшими издержками для национальной экономики — государство обладает наибольшими сравнительными преимуществами в осуществлении насилия для обеспечения данной функции. Выполнение этой функции государства в рамках современных экономических систем во все большей степени предполагает перенесение акцентов с форм прямого участия в хозяйственной деятельности на формы косвенного регулирования.

В полной мере сказанное относится к нефтегазовому сектору экономики.

Анализ реализации этой важнейшей функции государства в нефтегазовом секторе России в начале 90-х годов свидетельствует о том, что поиск и формирование новой роли государства в нефтегазовом секторе (именно новой, поскольку в условиях СССР роль и функции государства были принципиально иными) связаны с решением таких комплексов проблем, как:

— создание системы представления прав на пользование недрами;

— формирование условий недискриминационного доступа недропользователей ресурсов углеводородного сырья к системе общерайонных инфраструктурных объектов;

— обеспечение условий реализации хозяйственными единицами прав собственности на добытые углеводороды и продукты их переработки.

В свою очередь, решение данных комплексов проблем достигается за счет:

• создания нормативно-правовой основы, адекватной задаче защиты прав собственности на пользование недрами и добытые углеводороды;

• создания системы государственных учреждений и организаций, обеспечивающих выполнение регулирующих функций наиболее эффективным (с точки зрения общественного благосостояния) образом.

В условиях переходного периода к числу важнейших национальных экономических интересов относится создание условий и предпосылок для проведения структурной реформы (что предполагает сдерживание темпов инфляции за счет роста цен на энергоресурсы), а также сохранение и поддержание социальной стабильности (что требует значительных финансовых ресур-

сов). Поэтому новая роль государства формируется в рамках весьма сложного переплетения таких задач, как:

- обеспечение прав собственности;
- достижение важнейших национальных экономических интересов;
- формирование эффективной производственной структуры в нефтегазовом секторе (за счет ослабления монополии на природные ресурсы и создания стимулов для эффективного функционирования сектора).

В эволюции роли государства в нефтегазовом секторе России можно выделить несколько этапов:

- 1990-1992 гг., когда основным содержанием дискуссий (и вытекающих из них решений законодательных и исполнительных органов власти СССР и РФ) относительно роли государства в регулировании нефтяной отрасли была ориентация на сохранение его прямого участия в собственности;
- 1992-1994 гг. (и по июль 1998 г. включительно), когда преобладающей стала ориентация на преимущественное использование форм и методов косвенного регулирования (как тарифного, так и нетарифного, а также широкое использование различных форм фискального воздействия);
- август 1998 г. — первая половина 2001 г., когда вновь зазвучали призывы о повышении роли государства;
- вторая половина 2001 г. по настоящее время — лидерство идей отхода государства «от несвойственных ему функций».

Определяющую роль для нефтегазового сектора новой России сыграл **второй этап** — в особенности 1992-1994 гг., когда основным лейтмотивом деятельности государства стало проведение широкомасштабного акционирования и частичной приватизации объединений и производственных предприятий нефтяной и газовой отраслей. Основными документами, подготовленными и принятыми руководством России и федеральных органов власти в ходе второго периода, были [66]:

1. В области управления государственной долей собственности в акционерных компаниях в целом:

— Указ Президента РФ от 10 июля 1994 г. № 1200 «О некоторых мерах по обеспечению государственного управления экономикой»;

— Постановление Правительства РФ от 10 февраля 1994 г. № 96 «О делегировании полномочий Правительства Российской Федерации по управлению и распоряжению объектами федеральной собственности»;

— Постановление Правительства РФ от 1 июля 1996 г. № 777 «О назначении представителей Российской Федерации по управлению пакетами акций акционерных обществ топливно-энергетического комплекса».

2. В области оценки места и роли государства в энергетическом секторе (включая вопросы государственного регулирования):

— Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях;

— «Энергетическая стратегия России (основные положения)»;

— Указ Президента РФ от 7 мая 1995 г. № 472 «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 г.»;

— Концепция «Энергетического Кодекса РФ».

В управлении государственной долей собственности в акционерных компаниях топливно-энергетического комплекса основной акцент в 1992-1996 гг. был сделан на разделении полномочий органов исполнительной власти (прежде всего, между Госкомимуществом и другими органами исполнительной власти, на которые были возложены функции по координации и регулированию деятельности в соответствующих отраслях). Предполагалось, что органы исполнительной власти (в случае нефтяной и газовой отраслей — Минтопэнерго РФ) будут осуществлять управление государственной долей собственности в нефтяных и газовых компаниях при помощи следующих основных рычагов:

• назначения должностных лиц (в основном, из числа руководителей Минтопэнерго) представителями РФ по доверительному управлению закрепленными в федеральной собственности пакетами акций (с тем чтобы способствовать принятию решений, направленных на стабилизацию финансово-экономического положения и выполнение соответствующих обязательств перед государством, а также на повышение эффективности управления);

• заключения ежегодных производственных контрактов между Минтопэнерго и нефтяными компаниями (с достаточно детальным перечислением обязательств компаний перед Правительством).

Однако уже в 1996 г. Государственный комитет по управлению имуществом (ГКИ) пришел к заключению, что в большинстве случаев эффективность работы института назначаемых представителей государства из числа служащих в акционерных компаниях чрезвычайно низка. В связи с этим ГКИ в качестве альтернативы было предложено перейти к представлению интересов государства в органах управления акционерных обществ на договорной основе. В целом институт представителей государства и перевод отношений по линии «государство — нефтегазовая компания» на контрактную основу не позволили достичь поставленных целей — стабилизации финансово-экономического положения и повышения эффективности управления.

На уровне государственной политики в рамках «Энергетической стратегии России» (уже в проекте этого документа, опубликованного в 1994 г.) было продекларировано в качестве основной цели формирование эффективной системы государственного регулирования, основанной преимущественно на методах косвенного государственного регулирования энергетического рынка. Последнее, по мнению Минтопэнерго РФ, должно было включать ценовую и налоговую политику, формирование конкурентной среды, принятие законодательства, регулирующего отношения субъектов рынка между собой и с органами государственного управления. При этом формирование конкурентной среды в ТЭК должно осуществляться в результате разгосударствления предприятий преимущественно путем акционирования, создания новых частных и акционерных структур.

В дальнейшем как в рамках «Основных положений энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 г.», так и в «Энергетической стратегии», одобренной Постановлением Правительства РФ № 1006 от 13.10.1995 г., вопросы соотношения прямого участия государства и косвенных методов регулирования, да и в целом новой роли государства, были отражены во многом аналогичным образом. А именно, было отмечено, что

«энергетическая политика Российской Федерации осуществляется путем: регулирования на федеральном и региональном уровнях цен (тарифов); формирования энергетического рынка и создания конкурентной среды; совершенствования налоговой политики; поддержки строительства важнейших объектов» [61].

Следует отметить, что во всех государственных документах, определяющих контуры энергетической политики России, акцент сделан на регулирование цен и тарифов, а также на формирование конкурентной среды — «главным образом, путем разгосударствления предприятий ТЭК преимущественно через акционирование». При этом «в целях поддержания в переходный период управляемости ТЭК необходимо сохранение в государственной собственности контрольных пакетов акций вновь создаваемых в рамках программы приватизации акционерных обществ и компаний». В целом в рамках кратко- и среднесрочного периода предполагалось сохранение прямого участия государства в деятельности компаний ТЭКа и сохранение форм и способов селективной поддержки (преимущественно в виде льгот и преференций налогового характера). В рамках же долгосрочного периода предполагалось перенести акценты на использование косвенных методов регулирования тарифов естественных монополий, а также поддержку конкурентной среды.

Таким образом, ни один из государственных документов 1992-1995 гг. не предусматривал в явном виде полный уход государства из сферы прямого участия в ТЭКе, т.е. полное разгосударствление и приватизацию. Кроме того, в этих же документах использование процедур и механизмов недропользования в качестве одного из эффективных инструментов формирования конкурентной среды не затрагивалось и не рассматривалось. Также не были отражены вопросы регулирования доступа новых хозяйственных единиц к объектам общегосударственной и общерайонной инфраструктуры (магистральным трубопроводам, терминалам, нефте- и газохранилищам и перерабатывающим мощностям). Главный акцент был сделан на регулирование ценовых пропорций, а также на формирование конкурентной среды путем акционирования и последующей частичной приватизации.

В целом, **характерными чертами второго этапа** (1992 г. — первая половина 1998 г.) эволюции государства в нефтегазовом секторе стали:

- стремление перенести акцент с форм прямого участия на формы и методы косвенного регулирования;
- преимущественная ориентация на регулирование деятельности крупных вертикально-интегрированных компаний при слабом внимании к вопросам становления и развития независимых и не полностью интегрированных компаний нефтегазового сектора.

Основные особенности реализации роли государства в этот период состояли в следующем:

- значительная асинхронность процессов акционирования и приватизации с формированием эффективной системы косвенного регулирования;
- недооценка роли и места лицензионной политики в формировании эффективной производственной структуры, а также регулирования доступа к объектам общефедеральной и общерайонной инфраструктуры.

Третий этап эволюции роли государства в нефтегазовом секторе формировался под сильным влиянием системного кризиса и дефолта августа 1998 г. Основными документами, принятыми в этот период, которые уточняли роль государства в регулировании деятельности ТЭК и его газовой отрасли, являлись [70,86]:

— Федеральный закон от 25 сентября 1998 г. № 158-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности», которым определено около 50 видов деятельности в сфере топлива и энергии, подлежащих лицензированию, в том числе связанных с проведением геофизических работ в области изучения недр и горных работ;

— Федеральный закон от 7 января 1998 г. № 19-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции»;

— Федеральный закон от 3 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;

— Федеральный закон от 2 января 2000 г. № 20-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «О недрах»;

— Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации».

«Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года» были одобрены Правительством РФ (Протокол № 39 от 23 ноября 2000 г.). В этом документе изложены, в частности, цели и приоритеты энергетической стратегии России; средства и этапы ее реализации; государственная энергетическая политика, условия и механизмы ее реализации. В документе подчеркивается, что «для достижения основных целей и приоритетов Энергетической стратегии России и реализации важнейших целевых установок долгосрочной энергетической политики в рамках общей концепции сильной государственной власти необходимо значительное усиление и расширение прямых и косвенных регулирующих функций государства в ТЭК» [61].

Эволюция взглядов на роль и методы государственного регулирования деятельности ТЭК и нефтегазового сектора экономики наглядно видна при анализе различных вариантов подготовки энергетической стратегии России. К ним, в первую очередь, относятся [61,73-75,83,92]:

— «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» (Проект) — март 2000 г.;

— «Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» (Проект) — март 2000 г.;

— «Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» (Одобрены Правительством РФ) — ноябрь 2000 — февраль 2001 г.;

— «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» (Развернутое изложение основных положений) — август 2001 г.

Наиболее жесткое регулирование предлагалось в проекте «Энергетической стратегии» (март 2000 г.). В частности, в нем рекомендовано «сохранение в руках государства, по меньшей мере, блокирующих пакетов акций топливно-энергетических компаний федерального значения, а в случае их утери

(что произошло в нефтяной отрасли) — создание новых крупных хозяйственных структур с влиятельной долей государственной собственности» [74, 75]. В последующих редакциях «Основных положений» этот тезис был заменен на более мягкий (причем, степень мягкости от редакции к редакции усиливалась): «несмотря на сокращение доли госсектора в производстве энергетической продукции, государство формирует институт своих представителей и сохраняет за собой контрольный (или блокирующий) пакет акций (либо «золотую» акцию) в энергетических компаниях (РАО «ЕЭС России», ОАО «Газпром», ведущие нефтяные и угольные компании), чья деятельность связана с обеспечением энергетической безопасности страны и ее регионов». Тезис о необходимости государственного контроля основных энергетических ресурсов был заменен, начиная со второй редакции «Основных положений», на тезис государственного регулирования, а положение о расширении состава лицензируемых видов деятельности (с жестким государственным контролем за его выполнением) — на «необходимость лицензирования».

Что же касается проблем реформирования газовой отрасли, формирования газового рынка, развития независимых производителей газа и их права на недискриминационный доступ к магистральным газопроводам и экспорт, то эволюция взглядов на эти проблемы такова.

1. Реформирование газовой промышленности. В проекте «Основных положений» от марта 2000 г. провозглашается: «Будет продолжено реформирование газовой промышленности в целях снижения издержек производства в этих отраслях и обеспечения большей прозрачности естественно-монопольных сфер деятельности. При этом будут усовершенствованы методы их государственного регулирования». Во второй редакции «Основных положений» (октябрь 2000 г.) [82] этот тезис имеет уже другую редакцию: «Будет продолжено реформирование газовой промышленности на основе четкого разграничения естественно-монопольных и потенциально конкурентоспособных видов хозяйственной деятельности в целях снижения издержек производства в этих отраслях и обеспечения полной организационной и финансовой прозрачности предприятий естественно-монопольных сфер деятельности. При этом будут усовершенствованы методы их государственного регулирования».

И, наконец, в редакции «Основных положений», одобренной Правительством РФ, проблема реформирования газовой отрасли получает дальнейшее развитие. В частности, в ней отмечается, что «будет продолжено реформирование газовой промышленности на основе четкого разделения учета финансовой деятельности, разграничения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов хозяйственной деятельности и последующего развития конкуренции в этих отраслях в целях снижения издержек производства в них и обеспечения полной организационной и финансовой прозрачности деятельности предприятий на внутреннем и внешнем рынках. При этом будут усовершенствованы методы их государственного регулирования на основе реализации прав государства как главного акционера в естественно-монопольных видах деятельности».

2. Формирование конкурентной среды в газовой отрасли. В первоначальном проекте «Основных положений» (март 2000 г.) заявляется, что: «конку-

рентная среда в газовой отрасли будет формироваться путем стимулирования развития независимых производителей газа и совершенствования условий недискриминационного доступа их к системам газоснабжения. Независимые газодобывающие компании будут нести равную с ОАО «Газпром» ответственность за надежное и бесперебойное газоснабжение отечественных потребителей». Во второй редакции «Основных положений» (октябрь 2000 г.) эти утверждения получают дальнейшее развитие: «Конкурентная среда в газовой отрасли будет формироваться путем стимулирования развития независимых производителей газа и совершенствования условий недискриминационного доступа их к системам газоснабжения при эффективном антимонопольном регулировании. При этом независимые газодобывающие компании будут нести равную с ОАО «Газпром» ответственность за надежное и бесперебойное газоснабжение отечественных потребителей».

Однако в окончательной редакции «Основных положений» (ноябрь 2000 г.) взгляды на формирование конкурентной среды в газовой отрасли претерпевают существенные изменения: «Конкурентная среда в газовой отрасли будет формироваться на основе системного подхода, исключающего негативные последствия для национальной экономики, в том числе путем стимулирования создания и развития независимых производителей газа и совершенствования условий недискриминационного доступа их к системам газоснабжения при эффективном антимонопольном регулировании». Как видим, тезис о «равной ответственности независимых производителей газа за газоснабжение отечественных потребителей» с повестки дня уже снят.

3. Формирование газового рынка. В «Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» эта проблема прописана в самом общем виде. И в первоначальной редакции (март 2000 г.), и во второй редакции «Основных положений» (октябрь 2000 г.) есть лишь один тезис: «Продолжается формирование внутрироссийского рынка природного газа путем: совершенствования положений по обеспечению доступа к местным газораспределительным сетям; создания независимых газосбытовых организаций и конкуренции при осуществлении сбытовых услуг; обеспечения прямого выхода газораспределительных организаций на производителей газа». Этот тезис практически не изменен и в окончательной редакции «Основных положений» (ноябрь 2000 г.). Изменено лишь начало фразы: «Продолжится формирование под контролем государства».

В рамках четвертого этапа эволюции роли государства в нефтегазовом секторе России продолжается доработка и уточнение все тех же «Основных положений Энергетической стратегии России на период до 2020 г.» В появлявшихся практически ежемесячно, начиная с мая 2002 г., новых версиях «Основных положений» необходимость государственного регулирования либо вообще не упоминалась (версия от 18 мая 2002 г.), либо обставлялась многочисленными условиями и ограничениями. Поскольку работа над уточнением и доработкой «Основных положений Энергетической стратегии на период до 2020 г.» продолжается, давать ей всесторонний анализ, на наш взгляд, преждевременно. Но отмеченная тенденция — отход государства от несвойственных ему функций — прослеживается в ней достаточно отчетливо. Для аргументации этого тезиса ниже будут приведены развернутые выдержки из про-

ектов «Стратегии» мая — октября 2002 г. в части, касающейся газовой промышленности.

Рассмотрим теперь отмеченные тенденции и этапы развития в преломлении к газовой отрасли более подробно.

14.1.2. Концепция новой энергетической политики России

«Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях» — первый комплексный программный документ Российской Федерации в постсоветский период. «Концепция» была подготовлена в весьма сжатые сроки (около полугода) творческим коллективом под руководством чл.-корр. РАН А.А. Макарова на базе разработок академических и отраслевых институтов. Уже 18 июня 1992 г. проект «Концепции» был рассмотрен на заседании коллегии Минтопэнерго РФ, а в августе того же года доработанный документ был представлен Минтопэнерго совместно с Минэкономики, Миннауки России и Российской академией наук в Правительство Российской Федерации, которое на своём заседании 10 сентября 1992 г. одобрило основные положения «Концепции» (решение № 26 от 10.09.92 г.) [61].

В этом документе впервые были сформулированы такие задачи, как необходимость формирования контролируемого энергетического рынка; ликвидация перекосов цен на энергоресурсы на внутреннем рынке; сохранение государственного регулирования цен на природный газ с приведением их в соответствие с ценой газа на западноевропейском рынке и с дифференциацией по территории России; сохранение в переходный период естественных монополий в электроэнергетике и газовой промышленности.

В частности, в «Концепции» отмечалось, что Единая газоснабжающая система должна стать федеральной акционерной компанией, владеющей межрегиональными транспортными связями (магистральными газопроводами). Эта же компания должна владеть пакетами акций газодобывающих и перерабатывающих предприятий [61, с. 25]. По мере развития рыночных отношений и совершенствования правовых механизмов доля государственной собственности в ТЭК (соответственно, и в федеральной газовой акционерной компании) может уменьшаться [там же]. Кроме того, в «Концепции» также подчеркивалось, что «нельзя допустить организационного развала единственной отрасли комплекса [ТЭК], ещё способной обеспечить рост добычи» [61, с. 29], что «сердцевиной отрасли является Единая газотранспортная система, эффективное и надёжное функционирование которой ещё длительное время будет требовать централизованного управления. Тем не менее, для повышения эффективности газовой промышленности потребуется экономически оправданная приватизация, в частности, небольших газовых промыслов, местных систем газоснабжения, обслуживающих отрасль предприятий и т.д.» [61, с. 39].

Ещё раз подчеркнём, что всё это было написано в середине 1992 г. и одобрено в ходе заседания Правительства РФ, которое вёл Президент России, 10 сентября того же года!

В «Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях»:

— сделан тщательный анализ состояния ТЭК, в том числе газовой отрасли;

— предложена система мер по выводу ТЭК из кризиса (экстренные антикризисные меры);

— сформированы основные положения развития ТЭК в переходный (1993-1997 гг.) и на долгосрочный (до 2010 г.) период;

— приведены перечень и краткое содержание основных законодательных актов и национальных народнохозяйственных, межотраслевых и научно- технических программ по реализации энергетической политики России;

— даны количественные прогнозы добычи и потребления энергоресурсов, в том числе природного газа, на весь рассматриваемый в «Концепции» период. В частности, добыча газа в стране намечалась в следующих объёмах: 1995 г. — 680-690 млрд. м^3; 1997 г. — 700-715; 2000 г. — 735-755 и 2010 г. — 820-860 млрд. м^3.

На основе рекомендаций «Концепции» (вернее, ещё её проекта) 14 августа 1992 г. выходит Указ Президента Российской Федерации № 922 «Об особенностях преобразования государственных предприятий, объединений, организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества» [62].

Однако уже 5 ноября 1992 г. выходит Указ Президента России № 1333 «О преобразовании государственного газового концерна «Газпром» в Российское акционерное общество «Газпром» [63].

С этой даты и начинается, собственно говоря, современная история газовой отрасли России, функционирующей на принципиально иных, чем нефтяная промышленность, организационных началах. В первом случае — это естественная монополия в виде одной крупнейшей вертикально-интегрированной компании, во втором — свыше десятка крупных и крупнейших ВИНК, каждая из которых обеспечивает не более 20% добычи нефти в стране, а также более сотни мелких и средних недропользователей и организационно отделённая от нефтедобывающих компаний в отдельную государственную компанию «Транснефть» естественно-монопольная функция магистрального транспорта нефти.

Здесь необходимо отметить, что Федеральный закон «О естественных монополиях», в соответствии с которым государство должно регулировать деятельность РАО «Газпром», был принят лишь три года спустя (№ 147-ФЗ от 17 августа 1995 г.) [64, 65]. До этого деятельность РАО «Газпром» корректировалась разрозненными нормативно-правовыми актами, например:

— постановлениями Совета Министров — Правительства РФ № 678 от 13 июля 1993 г. «О государственном регулировании цен на природный газ и другие энергоресурсы»; Правительства РФ № 96 от 10 февраля 1994 г. «О делегировании полномочий Правительства РФ по управлению и распоряжению объектами федеральной собственности»; № 739 от 19 июня 1994 г. «Об утверждении положения о Федеральной энергетической комиссии»; № 1445 от 30 декабря 1994 г. «Об утверждении правил поставки газа потребителям Российской Федерации»; № 208 от 28 февраля 1995 г. «О государственном регулировании цен на природный газ»;

— Указами Президента России № 2213 от 26 декабря 1994 г. «Об упорядочении экспорта природного газа»; № 220 и № 221 от 28 февраля 1995 г.

«О некоторых мерах по государственному регулированию естественных монополий в Российской Федерации» и «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)»;

— Федеральным законом РФ № 60-ФЗ от 13 декабря 1994 г. «О поставках продукции для федеральных государственных нужд» [65, 66].

При всей противоречивости принятых в начале 90-х годов нормативно-правовых актов в части реформирования ТЭК и неоднозначности результатов их применения на практике следует, однако, признать, что установленный специальными указами Президента России особый порядок акционирования и приватизации предприятий комплекса позволил на многие годы сохранить государственный контроль за стратегически важными отраслями на период их реформирования и создания полноценной нормативно-правовой базы функционирования в условиях рыночной экономики.

В ноябре 1995 г. Указом Президента России (№ 1194 от 29.11.1995 г.) образован и специальный регулирующий орган в сфере естественных монополий — Федеральная энергетическая комиссия Российской Федерации [64].

Кстати, отмеченным выше Указом № 1333 от 5.11.92 г. на учреждаемое РАО «Газпром» была возложена ответственность за обеспечение доступа любого производителя газа к газотранспортной системе страны пропорционально объёму добываемого им на территории России газа при соблюдении единого механизма регулирования цен (п. 2 Указа). Позднее (в 1994 г.) Первым заместителем Председателя Правительства РФ была утверждена Временная инструкция по доступу к магистральным газопроводам, которая, однако, также осталась фактически лишь декларативным документом. И только 14 июля 1997 г. вышло Постановление Правительства РФ № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе Российского акционерного общества «Газпром».

14.1.3. Энергетическая стратегия России на период до 2010 года

Весной 1993 г. в соответствие с поручением Правительства (№ 418-р от 15.03.93 г.) началась подготовка основного государственного документа, определяющего перспективы развития ТЭК страны, — «Энергетической стратегии России на период до 2010 года». Уже весной большим коллективом ученых и специалистов был подготовлен проект «Основных положений Энергетической стратегии России», который вначале был рассмотрен и в основном одобрен на расширенном заседании Межведомственной комиссии под председательством Министра топлива и энергетики России Ю.К. Шафраника (протокол № 3 от 16 марта 1994 г.) и коллегией Министерства топлива и энергетики РФ (протокол № 10 от 27 июля 1994 г.), а в декабре того же года — и комиссией Правительства Российской Федерации по оперативным вопросам (протокол № 22 от 7 декабря 1994 г.). Доработанный проект был рекомендован к публикации с целью ознакомления с ним широкой общественности [67-69].

В этом проекте были сформулированы цели и приоритеты энергетической стратегии, обоснованы средства и механизмы её реализации. В частно-

сти, сделан вывод, что в реформенную пору, в силу особенностей ТЭК и с учётом мирового опыта, наиболее приемлемым является сочетание методов прямого государственного регулирования комплекса с активным формированием контролируемого государством энергетического рынка [61, с. 198]. «Энергетический рынок государство формирует с помощью ценовой и налоговой политики, обеспечивающей ликвидацию перекосов цен на энергоносители и другие товары. Переход к ценам на топливо будет постоянно ориентированным на цены мирового рынка и обеспечивающим уменьшение налогов на обрабатывающую промышленность и сферу услуг за счёт рентных платежей и налогов на сверхприбыль топливных предприятий. Последовательная политика формирования конкурентной среды в энергетике будет проводиться путем создания полноценных хозяйственных субъектов рынка и рыночной инфраструктуры. Появятся более совершенные законы, достаточно полная система нормативных актов, регулирующих взаимоотношения субъектов рынка между собой, с органами государственного управления и общественностью, а также система стимулов и условий для энергосбережения» [Там же].

В проекте «Стратегии» было особо отмечено, что цены на газ с учётом его потребительной стоимости должны быть не ниже цен на мазут, энергетический уголь и другое котельно-печное топливо для потребителей в зоне взаимозаменяемости энергоносителей; что, наряду с созданием хозяйственных структур непосредственно в отраслях ТЭК, государство обеспечивает становление соответствующих предприятий и организаций рыночных инфраструктур (банков, бирж, страховых и инновационных компаний, консалтинговых, маркетинговых и прогностических фирм и др.); что в ходе акционирования и приватизации предприятий ТЭК государство не будет допускать создания новых монопольных структур в сфере топливо- и энергоснабжения, обеспечивая в то же время сохранение единства технологически связанных предприятий; что в результате разгосударствления для потребителей топлива и энергии будут созданы условия выбора наиболее выгодных энергопоставщиков, конкурирующих между собой на отечественном рынке [61, с. 201].

Кроме того, в проекте «Стратегии» получило развитие понятие «газовая пауза», сформулированное ещё в Концепции энергетической политики России в новых экономических условиях: «Социальная направленность Энергетической стратегии России означает также возможность для любого потребителя уже в 2000 году осуществлять экономически обоснованный выбор энергоносителей для своих энергетических нужд. Именно на это нацелена так называемая многоцелевая «газовая пауза» — резкое повышение доли природного газа во внутреннем потреблении и в структуре энергетического экспорта» [61, с. 180].

В рамках разработанных сценариев развития ТЭК на перспективу (необходимого и максимального) применительно к развитию газовой отрасли было отмечено, что в сценарии необходимого развития ТЭК газовая промышленность до 2003-2005 гг. сможет развиваться без освоения новых крупных топливных баз, максимально используя средние и даже малые месторождения в освоенных газодобывающих районах или в непосредственной близости от потребителей. В максимальном же сценарии уже к 2000 г. потребуется освоить

первую очередь нового Ямальского газодобывающего района, т.е. уже в 1995 г. начать крупнейшую инвестиционную программу.

Что касается количественных ориентиров, то прогноз развития газовой отрасли в проекте «Стратегии» выглядел следующим образом: 650-655 млрд. м³ в 1995 г., 715-730 млрд. м³ в 2000 г. и 785-820 млрд. м³ в 2010 г.

После очередной доработки проекта 13 октября 1995 г. документ под названием «Энергетическая стратегия России. Основные положения» был одобрен Постановлением Правительства Российской Федерации № 1006.

По сравнению с проектом одобренная Правительством РФ редакция «Стратегии» была дополнена развёрнутым анализом состояния ТЭК и проблем обеспечения энергетической безопасности страны, прогнозом формирования перспективного спроса на продукцию и услуги ТЭК (оценка выполнена для трёх сценариев развития социально-экономической ситуации в стране — оптимистического, вероятного и пессимистического). В «Основных положениях» уточнены этапы совершенствования (перестройки) производственной структуры энергетики и сценарии развития ТЭК и его отраслей, вновь подчёркнуто, что главным средством достижения целей и реализации приоритетов Энергетической стратегии является формирование энергетического рынка, контролируемого государством с помощью ценовой и налоговой политики, совершенствования законодательства и разработки достаточно полной системы нормативных актов в виде Энергетического кодекса РФ, проведения активной инвестиционной политики и др.

В числе важнейших задач по формированию конкурентной среды в ТЭК впервые названы: создание полноценных хозяйственных субъектов рынка и рыночной инфраструктуры, демонополизация энергетического рынка, а также продуманный и тщательно организованный процесс создания рыночных отношений в естественных монополиях, в том числе в газоснабжении.

К достоинствам документа следует отнести и то, что в нём приведена стройная система законодательных и иных нормативных актов, необходимых для реализации «Энергетической стратегии».

Что касается перспектив развития газовой отрасли, то они также были уточнены: добыча газа в 1995 г. оценивалась в 615-630 млрд. м³, в 2000 г. — в 660-740 и в 2010 г. — в 740-860 млрд. м³. При этом было подчёркнуто, что главным приоритетом в добыче топлива во всей рассматриваемой перспективе будет именно природный газ, обеспечивающий свыше половины производства первичных энергоресурсов в стране.

14.1.4. Закон «О естественных монополиях»

Параллельно с разработкой «Энергетической стратегии России на период до 2010 года» в 1995 г. завершилась работа и над одним из базовых законов, регулирующих деятельность целого ряда отраслей ТЭК, — Федеральным законом «О естественных монополиях» (принят Государственной Думой 19 июля 1995 г. — № 147-ФЗ от 17.08.1995 г.) [65].

В этом документе дано официальное определение понятий «естественная монополия» — «состояние товарного рынка, при котором удовлетворе-

ние спроса на этом рынке эффективнее в отсутствие конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным понижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объёма производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, не могут быть заменены в потреблении другими товарами, в связи с чем спрос на данном товарном рынке на товары, производимые субъектами естественных монополий, в меньшей мере зависит от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров») — и «субъект естественной монополии»; определены сферы деятельности субъектов естественных монополий (в газовой отрасли — это «транспортировка газа по трубопроводам») и органы, регулирующие деятельность этих субъектов.

К методам регулирования деятельности субъектов естественных монополий Законом отнесены ценовое регулирование, осуществляемое посредством определения (установления) цен (тарифов) или их предельного уровня, а также определение потребителей, подлежащих обязательному обслуживанию, и (или) установление минимального уровня их обеспечения в случае невозможности удовлетворения в полном объеме потребностей в товаре.

Значительное место в этом Законе отводится вопросам государственного контроля в сферах естественной монополии, функциям и полномочиям органов регулирования естественных монополий, ответственности за нарушение Закона и порядкам принятия решений (предписаний) соответствующими органами регулирования, а также исполнения и обжалования этих решений.

Тем не менее, Закон «О естественных монополиях» носит ярко выраженный рамочный характер, а для ввода его в действие потребовалось дополнительное принятие правительством страны целого ряда подзаконных нормативно-правовых актов, основные из которых будут рассмотрены ниже.

В результате подобной конструкции Закона целый ряд его положений так до сих пор в полной мере и не реализован. Например, четко не определена роль органов регулирования естественных монополий в отслеживании неконкурентного поведения субъектов на рынке, в том числе на газовом. Этими вопросами занимается как Министерство РФ по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства, так и, в соответствии с рассматриваемым Законом, «органы регулирования» (в настоящее время — Федеральная энергетическая комиссия). В результате точная информация о пакетах акций субъектов естественных монополий и об их отношениях с другими компаниями или частными лицами, которая является важнейшей предпосылкой для снижения злоупотребления своим положением на рынке, у государства отсутствует. К чему это может привести, будет ниже показано на примере взаимоотношений «Газпрома» с «ИТЕРОЙ».

14.1.5. Указ Президента России № 426 (1997 г.)

Перелом в тенденции экономического спада, наступивший в начале 1997 г., подстегнул желание «реформаторского» блока Правительства РФ ускорить радикальные рыночные преобразования в стране. В первую очередь это касалось так называемых «естественных монополий», которые в силу

целого ряда причин технологического, экономического и политического характера оставались в руках государства, выполняя во многом функции «донора» для него и остальной части экономики, но не вписываясь в каноны рыночной экономики монетаристского толка. В целях инициирования радикальных мер по реформированию этих секторов экономики весной 1997 г. был разработан и принят специальный документ — Указ Президента Российской Федерации «Об Основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий» (№ 426 от 28.04.1997 г.) [70].

В утверждённых этим Указом «Основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий» [70] даётся, в частности, развёрнутый анализ основных проблем газовой отрасли и вытекающие из него цели структурной реформы (усиление государственного регулирования в сфере транспортировки газа; стимулирование конкуренции в потенциально конкурентных видах хозяйственной деятельности и постепенное ослабление в соответствии с этим государственного регулирования; развитие договорных отношений между поставщиками и потребителями газа). Структурную реформу газовой отрасли намечалось осуществить в три этапа — 1997 г., 1998 г. и 1999-2000 гг. На последнем этапе предполагалось провести обособление внутри РАО «Газпром» структурных подразделений по транспортировке газа от организаций по добыче газа; запуск и отработку механизмов функционирования рынка прямых договоров на поставку природного газа; переход к регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа, предоставляемые предприятиями РАО «Газпром».

Во исполнение Указа было принято Постановление Правительства РФ № 987 от 7 августа 1997 г. «Об утверждении Программы мер по структурной перестройке, приватизации и усилению контроля в сферах естественных монополий».

Заложенная в эти документы основная идея (концепция) преобразований является первым и до последнего времени единственным программным документом, специально посвящённым реформированию естественных монополий, принятым на столь высоком уровне (Указ Президента). Кстати, до настоящего времени Указ № 426 так и не отменён.

Основные положения вышеназванной «Программы» в части газовой отрасли таковы:

— формирование рыночных отношений путём создания условий, благоприятных для развития независимых производителей газа при одновременном повышении эффективности регулирования деятельности РАО «Газпром»;

— структурная реформа «Газпрома» посредством внутрифирменного (в рамках РАО «Газпром») обособления подразделений по транспортировке от подразделений по добыче газа на последнем этапе реформы.

«Программа» не конкретизировала направления реформирования, не делегировала министерствам и ведомствам полномочий по разработке механизмов проведения реформы. В ней не давался прогноз результатов реализации предлагаемых мер по реформированию газовой отрасли.

14.1.6. Документы и материалы 1998 — 1999 годов

После дефолта в августе 1998 г. новым правительством РФ рассматривалась возможность возобновления кредитования страны со стороны международных финансовых организаций. Одним из условий получения Россией займов МВФ и МБРР стало согласование Правительством и Центральным банком России экономической политики с этими международными организациями и принятие соответствующего постановления Правительства РФ (принято уже в 1999 г. — № 829 от 19.07.1999 г.). В рамках договорённостей с МВФ и МБРР уже осенью 1998 г. были разработаны и утверждены «Заявление Правительства РФ и ЦБ РФ об экономической политике на 1999 год» и «Письмо Правительства РФ и ЦБ РФ о политике развития для целей третьего займа на структурную перестройку экономики».

Оба этих документа касаются, в частности, и необходимости институциональных преобразований в сфере естественных монополий, в том числе — в газовой отрасли. Однако эти документы носили общий характер и не содержали ни направлений реформ, ни конкретных механизмов их реализации.

В том же 1998 г. в рамках формального выполнения вышеупомянутого Заявления Правительства и Центробанка РФ и соответствующих поручений Минтопэнерго РФ и Минэкономики РФ подготовили и направили в Правительство «Концепцию (стратегию) развития газовой отрасли». В письме Минтопэнерго России, сопровождающем этот проект, указывалось, что «Концепция» требует дальнейшей доработки, и содержалась просьба дать соответствующие поручения [71].

В марте 1999 г. Минэкономики РФ направило в Правительство России проект «Стратегии развития газовой отрасли», который фактически был актуализированным вариантом соответствующей «Концепции» Минтопэнерго РФ. Однако впоследствии работа над этим документом была прекращена.

Основными особенностями «Концепции», подготовленной Минтопэнерго РФ, являются следующие:

— большая часть «Концепции» была посвящена описанию текущего состояния отрасли и предполагаемым показателям её будущего развития;

— под реформированием отрасли, по сути, понималось изменение организационной структуры ОАО «Газпром», проводимое во внутрикорпоративных интересах;

— отсутствовали конкретные предложения по изменению отношений в сфере функционирования и регулирования газовой отрасли.

Большое значение для понимания необходимости реформирования газовой отрасли и разработки соответствующих механизмов и нормативно-правовых актов сыграло выполненное в 1999–2000 гг. по заказу Минтопэнерго России специальное исследование «Статус подотрасли газораспределения, включая её взаимоотношения с подотраслями добычи и транспорта газа и с учётом экономических интересов потребителей в России» [71]. Это исследование было подготовлено в рамках работ по программе исследований, финансируемых за счёт средств займа Всемирного Банка (часть «А»

Займа МБРР по энергосбережению). Его выполнили Институт энергетических исследований РАН совместно с консультационными компаниями CERA (USA) и «Артур Андерсен».

Содержание этого исследования легло в основу нескольких документов программно-концептуального характера по вопросам реформирования газовой отрасли. Это, прежде всего, Распоряжение Правительства РФ № 1072-р от 26 июля 2000 г. «Концепция развития рынка газа», направленная ФЭК в Правительство РФ в ноябре-декабре 2000 г., и «Концепция развития рынка газа в РФ», разработанная ФЭК зимой — весной 2001 г.

Однако важнейшим документом рассматриваемого периода в части газовой отрасли стал всё же Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» (№ 69-ФЗ от 31.03.1999 г.) [65]. Этот Закон предусматривает создание правовых основ для формирования и развития единого рынка газа на территории России. В соответствии с этим законом ОАО «Газпром» является вертикально-интегрированной компанией, в состав которой входит Единая Система Газоснабжения (ЕСГ) в качестве централизованного управляемого имущественного производственного комплекса, технологически, организационно и экономически взаимосвязанных объектов по добыче, транспортировке, хранению и поставке газа.

Именно этим Законом были определены такие базовые положения формирования рынка газа, как независимые производители, доступ к магистральным сетям и др. (подробнее о них будет сказано ниже).

В рассматриваемом Законе также установлены следующие принципы государственной политики в сфере газоснабжения:

— государственная поддержка развития газоснабжения в целях улучшения социально-экономических условий жизни населения, обеспечения технического прогресса и создания условий для развития экономики РФ с учётом промышленной и экологической безопасности;

— государственное регулирование рационального использования запасов газа, особенно имеющих стратегическое значение;

— повышение уровня газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территориях субъектов Федерации, на основе формирования и реализации соответствующих федеральной, межрегиональных и региональных программ газификации;

— определение основ ценовой политики в отношении газа;

— создание условий для широкого использования газа в качестве моторного топлива и сырья для химической промышленности страны;

— обеспечение надёжной сырьевой базы добычи газа;

— обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации.

Последний аспект — обеспечение энергетической безопасности — подчеркнём особо, ибо Закон «О газоснабжении» — единственный федеральный закон, оперирующий подобной категорией. Однако, как и большинство законов в стране, этот Закон «не прямого действия»: реализация большинства его положений предусмотрена через соответствующие подзаконные акты (постановления и распоряжения Правительства страны и нормативно-правовые акты субъектов Российской Федерации).

14.1.7. Документы 2000 — 2001 годов

В начале 2000 г., после прихода к власти нового Президента России, в Центре стратегических разработок были подготовлены «Основные направления экономической политики РФ на ближайшие годы и на перспективу». На базе этих разработок был подготовлен проект «Плана действий Правительства РФ в области социальной политики и модернизации экономики на 2000-2001 годы» [71].

Распоряжением Правительства РФ от 26 июля 2000 г. № 1072-р «Об утверждении Плана действий Правительства Российской Федерации в области социальной политики и модернизации экономики на 2000-2001 годы» [72] этим наработкам не только придавалась соответствующая юридическая сила, но и устанавливалась персональная ответственность руководителей федеральных органов за разработку и принятие отнесённых к их ведению основных мероприятий. В частности, Минэкономразвития РФ и другим федеральным органам было поручено в двухмесячный срок подготовить и в установленном порядке представить в Правительство РФ план законопроектной деятельности.

Однако большинство запланированных этим Распоряжением мер остались не выполненными, ключевые документы (концепция развития рынка газа и программа повышения цен на газ) не приняты.

Здесь следует особо отметить, что к этому периоду (апрель — июнь 2000 г.) научно-исследовательскими организациями и специалистами Минтопэнерго, Минатома, Минэкономики, Миннауки России и Российской академии наук, акционерных обществ и компаний топливно-энергетического комплекса, региональных органов исполнительной власти и других организаций была завершена и представлена на обсуждение новая редакция «Энергетической стратегии России».

Дело в том, что в реальных условиях 90-х годов «Энергетическая стратегия», одобренная в 1995 г., не стала тем основным документом, с которым сверялись бы все практические действия в энергетической сфере и государственных органов власти, и хозяйствующих субъектов, хотя она и определила общие ориентиры при формировании задач и решений по управлению и реформированию ТЭК. Это достаточно наглядно видно и из приведенных выше документов.

Достижение поставленных в «Энергетической стратегии» целей по-прежнему оставалось актуальной задачей. Однако за последние пять лет в стране сложились иные, чем были в начале 90-х гг., во многом новые социально-экономические условия. Соответственно требовались и новые решения.

Именно этим была вызвана необходимость подготовки новой редакции «Энергетической стратегии России», отражающей все те изменения, которые произошли и внутри страны, и за ее пределами. К этой работе в Минтопэнерго России приступили уже в 1998 г. после соответствующего приказа Министра. В 1999 г. инициатива Министерства была поддержана Правительством Российской Федерации (Протокол заседания Правительства № 40 от 14.10.99 г.).

Активизация социально-экономических преобразований в начале 2001 г. сделала подобную работу более чем актуальной, и уже в марте по результатам совещания по проблемам развития ТЭК в г. Сургуте вышло специальное

Распоряжение Правительства Российской Федерации (№ 389-р от 16.03.2000 г.), которым предписывалось ускорить подготовку проекта новой редакции «Энергетической стратегии» и внести его на рассмотрение Правительства до конца марта того же года.

К концу марта 2000 г. проекты «Энергетической стратегии России на период до 2020 года» и её «Основных положений» были подготовлены и представлены на обсуждение не только в Правительство страны, но и заинтересованным министерствам и ведомствам. Кроме того, эти материалы были направлены в регионы России, акционерные общества и компании ТЭК, научно-исследовательские, учебные и общественные организации, а также на рассмотрение Экспертного совета при Правительстве РФ, который создал для этих целей специальную экспертную комиссию во главе с вице-президентом РАН академиком Н.П. Лавёровым.

Поскольку общий тираж этих материалов составил несколько тысяч экземпляров [61,73-75], сами проекты были помещены на веб-сайтах Минтопэнерго РФ, Института энергетической стратегии и Института энергетических исследований РАН [76-78], а их изложение публиковалось во многих специализированных журналах [79-81], здесь нецелесообразно подробно анализировать их содержание. Отметим лишь, что указанные проекты были нацелены, прежде всего, на необходимость повышения роли государства в энергетической сфере. Так, в них подчеркивалось, что «Энергетическая стратегия» исходит из того, что для продолжения социально-экономических реформ, для преодоления кризиса и перехода на траекторию устойчивого развития в России, с учётом её геополитического положения, исторического опыта и ментальности населения, необходима сильная государственная власть. Сильная государственная власть в России — это демократическое, правовое, дееспособное федеративное государство. Именно государство должно стать эффективным координатором экономических и социальных реформ, определить оптимальные цели и параметры общественного развития, создать условия и выработать механизмы их достижения [74-75].

В рассматриваемых проектах отмечалось, что главным средством достижения целей и реализации приоритетов «Энергетической стратегии» является государственное воздействие на формирование цивилизованного энергетического рынка и экономических взаимоотношений его субъектов между собой и с государством.

Государственное регулирование этих процессов будет осуществляться с помощью:

- ценовой, налоговой и таможенной политики;
- институционально-организационных преобразований в ТЭК при одновременном совершенствовании методов антимонопольного контроля оптовых и розничных цен энергетических рынков на федеральном и региональном уровнях и регулирования естественных монополий;
- совершенствования законодательства и нормативно-правовой базы функционирования энергетического сектора, стандартизации и сертификации лицензирования деятельности субъектов энергетического рынка.

«Энергетическая стратегия» предусматривает создание системы мониторинга, как системы непрерывного наблюдения за фактическим положением

дел в ТЭК и реализацией государственной энергетической политики, обеспечения своевременной и обоснованной корректировки положений «Энергетической стратегии».

В части газовой отрасли интересно отметить следующие особенности проектов «Энергетической стратегии» и её «Основных положений»:

— в них признаётся, что не удалось воспользоваться теми возможностями, которые давала «газовая пауза», для технического перевооружения электроэнергетики (включая атомную) и угольной промышленности;

— «Стратегией» определены приоритетные направления использования основных энергоносителей: природного газа — на нетопливные цели (производство минеральных удобрений, сырья для газохимии и пр.), энергоснабжение коммунально-бытового сектора, включая теплоэлектроцентрали, и технологических процессов в металлургии, машиностроении и промышленности строительных материалов. К приоритетным направлениям использования газа в период до 2010-2012 гг. отнесен также его экспорт как основной источник валютных поступлений в страну;

— сформулированы основные факторы, определяющие перспективные уровни добычи газа, — уровень мировых и особенно внутренних цен на газ, масштабы неплатежей за поставляемый газ, налоговая политика государства, научно-технический прогресс в разведке и разработке месторождений, качество минерально-сырьевой базы;

— основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до 64-60% против 87% в настоящее время. Предусматривается освоение ресурсов п-ова Ямал. Другими крупными центрами газодобычи будут Штокмановское месторождение на шельфе Баренцева моря и Ковыктинское в Иркутской области. Динамика добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться в значительной степени эффективностью экспорта газа в страны АТР. При высоком спросе на российский газ в странах АТР и льготных налогово-кредитных условиях, добыча в этих районах может увеличиться до 50-55 млрд. м^3;

— к 2020 г. из добываемого газа должны извлекаться все находящиеся в нем ценные компоненты. В частности, на базе комплексной разработки уникальных ресурсов газового конденсата и гелия предстоит создать ряд принципиально новых производств, связанных с их добычей, транспортировкой и использованием;

— в рассматриваемый период предстоит также создать научно-производственную базу для широкомасштабного подводно-подледного освоения перспективных ресурсов углеводородного сырья на шельфах арктических морей (Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и др.), включая технологии его добычи, переработки на месте в моторные топлива и транспортировки на внутренние и внешние рынки;

— прогнозируемые уровни добычи газа в целом по России оценивались следующими величинами (млрд. м^3): 2005 г. — 645-660; 2010 г. — 680-700; 2015 г. — 690-725; 2020 г. — 700-750 (в том числе: Ямал — 58-90 и Штокмановское месторождение — 90) [73].

По результатам обсуждения проекты «Энергетической стратегии» и её «Основных положений» последовательно дорабатывались (вторая редакция «Основных положений» была опубликована в октябре 2000 г. [76, 82]), прошли широкую апробацию в министерствах и ведомствах, регионах и среди научной общественности, в том числе на парламентских слушаниях в Государственной Думе (Рекомендации № 3.25-23/1689 от 27.10.2000 г.) и на Экспертном совете при Правительстве РФ (Заключение № 23 от 02.11.2000 г.).

23 ноября 2000 г. Правительство РФ на своём заседании рассмотрело и одобрило «Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года» (протокол № 39).

В этом документе (он был опубликован весной 2001 г. [76-78, 83]) даны: краткий анализ итогов реализации «Стратегии», принятой в 1995 г.; современное состояние ТЭК; оценка нынешней и перспективной роли энергетического сектора в обществе; задачи, приоритеты и механизмы энергетической политики, обеспечивающей на период до 2020 г. условия энергетической безопасности страны и эффективного использования природных топливно-энергетических ресурсов России для повышения уровня и качества жизни её граждан.

На основании прогнозируемых макроэкономических параметров социально-экономического развития страны в «Стратегии» вариантно определены основные требования национального хозяйства, предъявляемые к энергетическому сектору, в том числе объёмы и структура энергопотребления, экономически целесообразные уровни экспорта, а также необходимые для этого масштабы и темпы развития ТЭК и его отраслей.

В соответствие с принятыми вариантами социально-экономического развития в «Стратегии» выполнены расчёты по оптимизации топливно-энергетического баланса страны и её регионов.

Особое внимание в документе уделено инструментам и механизмам реализации энергетической политики, включающим методы государственного регулирования, ценовую и налоговую политику, совершенствование нормативно-правовой базы и др.

При этом те положения проекта «Стратегии», которые касались оценки роли государственной власти и государственного воздействия на формирование энергетического рынка, а также приоритетных направлений использования газа (см. выше), в одобренной Правительством РФ редакции «Основных положений» сохранились. Сохранились и многие другие положения проекта, касающиеся газовой отрасли.

Основное отличие — смена региональных приоритетов в развитии газовой промышленности. Соответствующая часть «Основных положений Энергетической стратегии» в редакции, одобренной Правительством РФ, звучит так.

Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до 64-60% против 87% в настоящее время.

Начиная с 2006 г. для компенсации снижения добычи газа необходимо ввести в разработку месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановское на шельфе Баренцева моря, а в последний период — место-

рождения п-ова Ямал. Опережение развития добычи газа на Штокмановском месторождении по отношению к месторождениям Ямала обуславливается меньшими в 1,5 раза удельными затратами. Кроме того, освоение месторождений п-ова Ямал сдерживается нерешенностью экологических проблем.

Другим крупным центром газодобычи во второй половине рассматриваемого периода будет Ковыктинское месторождение в Иркутской области. Динамика добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться в значительной степени эффективностью экспорта газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). При высоком спросе на российский газ в странах АТР и льготных налогово-кредитных условиях, добыча в этих районах может увеличиться до 50-55 млрд. м^3.

В целом по отрасли добыча газа на действующих месторождениях составит к 2020 г. около 142 млрд. м^3 [61, с. 90].

Прогнозные уровни добычи газа в целом по стране выглядят так (млрд. м^3): 2005 г. — 580-600; 2010 г. — 615-655; 2015 г. — 640-690; 2020 г. — 660-700.

Что касается проблем реформирования естественных монополий и формирования энергетических рынков, то они (в части газовой отрасли) изложены в одобренной Правительством редакции «Стратегии» следующим образом.

Важной функцией государства, особенно на первых этапах реализации «Энергетической стратегии России», остается регулирование деятельности естественных монополий в энергетическом секторе экономики. В частности, «Энергетической стратегией России» предусматривается, что будет продолжено реформирование газовой промышленности на основе четкого разделения учета финансовой деятельности, разграничения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов хозяйственной деятельности и последующего развития конкуренции в этой отрасли в целях снижения издержек производства в ней и обеспечения полной организационной и финансовой прозрачности деятельности предприятий на внутреннем и внешних рынках. При этом будут усовершенствованы методы её государственного регулирования на основе реализации прав государства как главного акционера в естественно-монопольных видах деятельности.

Конкурентная среда в газовой отрасли будет формироваться на основе системного подхода, исключающего негативные последствия для национальной экономики, в том числе путем стимулирования создания и развития независимых производителей газа и совершенствования условий недискриминационного доступа их к системам газоснабжения при эффективном антимонопольном регулировании.

Продолжится формирование под контролем государства внутреннего российского рынка природного газа путем совершенствования положений по обеспечению доступа к местным газораспределительным сетям; создания независимых газо-сбытовых организаций и конкуренции при осуществлении сбытовых услуг; обеспечения прямого выхода газораспределительных организаций на производителей газа.

«Энергетическая стратегия России» предусматривает создание правил и механизмов государственного контроля дерегулируемых энергетических рынков, имея в виду:

• усовершенствовать способы антимонопольного контроля энергетических рынков с тем, чтобы по мере реструктуризации естественных монополий эффективно применять его для недопущения недобросовестного формирования рыночных цен субъектами, занимающими доминирующее положение на энергетических рынках;

• разработать нормативную базу и правила деятельности будущих участников конкурентных энергетических рынков, включая требования, предъявляемые к этим участникам;

• обеспечить эффективный контроль деятельности технологического и коммерческого операторов энергетических рынков, а также коммерческой деятельности перекупщиков и поставщиков энергетических ресурсов;

• разработать и ввести в действие правила работы оптовых рынков газа и электроэнергии, регламентирующие взаимодействие участников торговли на них;

• создать систему сбора и обработки информации по конъюнктуре энергетических рынков.

При этом одним из основных условий лицензирования независимых производителей газа является приоритетность энергообеспечения внутри российских потребителей.

К достоинству рассматриваемого документа следует отнести детальное изложение задач ценовой и налоговой политики, а также основных этапов их реализации. Интересен и основной вывод из этой части документа:

«Энергетическая стратегия» исходит из того, что для устранения сложившихся ценовых диспропорций ценовая и налоговая политика вынуждена будет ориентироваться на рост цен на энергоресурсы, особенно на газ и электроэнергию. Цены на газ потребуется увеличить в 2,5 раза (при льготном налогообложении) к 2003 г. и ещё в 1,4 раза — к 2005 г. (без учёта инфляции), а к 2007 г. вывести их на уровень равновесия с ценами газа на европейском рынке, что означает рост примерно в 3,7-4,0 раза по сравнению с действующими ценами.

Иная (замедленная и/или пониженная) траектория роста цен на газ на внутреннем рынке приведет к меньшим, даже против пониженного варианта, объемам добычи газа в России, особенно в первое десятилетие. В этом случае понадобится принятие дополнительных мер и проведение тщательных расчетов, направленных на поиск возможности формирования топливно-энергетического баланса страны при дефиците природного газа. Причем, с точки зрения принятия решений о темпах и уровнях роста цен на газ, ключевым (критическим) периодом является 2001 год.

В рамках «Энергетической стратегии» была подготовлена также специальная «Программа разработки первоочередных нормативно-правовых и организационных документов, формирующих механизмы реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года». Эта Программа весной 2001 г. была направлена Правительством РФ в адрес соответствующих министерств и ведомств с поручением принять меры по формированию необходимой нормативно-правовой базы (№ ХВ-П9-05766 от 03.04.2001 г.) [61]. В этой Программе предлагалось, в частности, уже в 2001 г.:

— разработать (в виде проекта ФЗ «О магистральном трубопроводном транспорте») порядок обеспечения недискриминационного доступа субъектов рынка

к газотранспортным системам и условия для развития независимых производителей газа в целях поэтапного формирования конкурентного рынка;

— разработать и принять (постановлением Правительства РФ) программу поэтапного совершенствования цен на природный газ на период до 2005 г. в целях обеспечения условий самофинансирования газовой отрасли, устранения диспаритета цен на взаимозаменяемые виды топлива, создания экономических предпосылок для диверсификации топливно-энергетического баланса;

— принять постановление Правительства РФ «О концепции развития рынка газа в РФ», которым обеспечить совершенствование торговли природным газом в целях создания условий развития независимых производителей газа, участия их в строительстве и модернизации газотранспортных сетей для оптимизации доступа субъектов рынка к газотранспортным системам, обеспечения интересов поставщиков и потребителей, поэтапного формирования конкурентной среды на рынках газа.

Однако в намеченные сроки эти предложения реализованы не были.

Таким образом, «Энергетическая стратегия» в рамках формирования государственной долгосрочной энергетической политики акцентировала внимание главным образом на основных направлениях и базовых параметрах развития газовой отрасли в системе рационального топливно-энергетического баланса страны. Что же касается проблем формирования энергетических рынков и реформирования газовой отрасли, то в «Стратегии» содержались лишь основные задачи и конечные цели этих процессов, а также базовые принципы и основные этапы. Детализация этих целей, задач, принципов и этапов предусматривалась отдельными нормативно-правовыми актами.

Здесь следует также отметить, что в 2000 г. основные направления, базовые параметры и принципиальные задачи развития и реформирования газовой отрасли содержались и в ряде других документов, рассмотренных и одобренных Правительством РФ. Среди них необходимо выделить, прежде всего, «Программу социально-экономического развития Российской Федерации до 2010 года» [84], соответствующие разделы которой очень тесно кореллировались с проектом «Энергетической стратегии».

Как уже отмечалось в разделе 14.1.4, Федеральная энергетическая комиссия на базе исследования «Статус подотрасли газораспределения» в ноябре-декабре 2000 г. подготовила и направила в Правительство РФ проект «Концепции развития рынка газа». Этот материал, в котором развиваются основные принципы «Энергетической стратегии», отличает глубокая теоретическая проработка содержания предлагаемых в нём направлений реформ. Сами же реформы основываются на подробном анализе состояния и проблем отрасли, препятствующих её эффективному функционированию, а также мирового опыта организации и регулирования газовой отрасли. На достаточно высоком уровне сформулированы предложения по возможным способам организации рынка газа и регулирования поведения его участников. Прежде всего, это касается вопросов тарифного регулирования, обоснования необходимости введения коммерческого лицензирования, условий обеспечения недискриминационного доступа к газотранспортной системе, необходимости разграничения функциональных ролей участников рынка газа. В «Концепции» рассматриваются также вопросы организации внешнеэкономической

деятельности в газовой отрасли (экспорт, импорт), предлагаются меры по изменению организационной структуры отрасли [85].

Важным шагом в направлении формирования цивилизованного газового рынка в стране стало принятие Правительством РФ Постановления «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке по территории Российской Федерации» (№ 1021 от 29.12.2000 г.), которым были утверждены соответствующие «Основные положения» [86].

Этими «Положениями», в частности, все организации, осуществляющие добычу, транспортировку и реализацию природного газа, обязывались вести раздельный учёт продукции (услуг) и затрат на её производство по таким видам деятельности, как добыча, услуги по транспортировке газа по трубопроводам, его хранение и услуги по поставке (реализации) природного газа. Правительством были определены принципы установления цен на газ и тарифов на его транспортировку, а также этапы совершенствования государственного регулирования этих процессов. Кроме того, указанными документами были определены соответствующие функции ФЭК и региональных энергетических комиссий.

Постановление № 1021 стало хорошей основой для установления предсказуемых и прозрачных регулируемых цен на природный газ и регулируемого доступа к трубопроводным сетям.

Зимой — весной 2001 г. Федеральная энергетическая комиссия доработала рассмотренный выше проект, который получил название «Концепция развития рынка газа в Российской Федерации (проект)». Основные положения проекта этой доработанной версии «Концепции» [86] сводятся к следующему:

— радикальные изменения организационной структуры отрасли преждевременны;

— выделение газотранспортной инфраструктуры из состава ОАО «Газпром» невозможно, так как нет законных оснований для разделения компании «сверху»;

— разделение производственно-технологической инфраструктуры ОАО «Газпром» нецелесообразно, что обусловлено спецификой развития газовой отрасли России;

— даже по окончании периода реформирования, рынок газа в России останется олигопольным, свободная конкуренция в сфере добычи газа маловероятна.

14.1.8. Доработка и уточнение «Энергетической стратегии России»

«Энергетическая стратегия России» в редакции 2000 г. получила широкий резонанс и в деловых кругах, и в регионах, и у научной общественности.

А затем началось то, что в свое время произошло и с редакцией «Стратегии» от 1995 г. А именно, одобрив один документ, Правительство буквально сразу же начало принимать различные постановления, проекты законодательных актов и другие документы, которые шли вразрез с этой «Стратегией».

В результате не прошло и полутора лет, а ряд принципиальных рекомендаций новой «Стратегии» также оказался не выполненным. Например, одобренные Правительством «Основные положения Энергетической стратегии» базировались на необходимости безотлагательного повышения регулируемых государством цен и тарифов на топливно-энергетические ресурсы. При этом особая роль в этом процессе отводилась 2001 году. Однако в том году решения о повышении цен и тарифов на топливо и энергию в соответствии с рекомендациями «Стратегии» приняты не были. Так, по «Стратегии» цены на газ в 2001 г. должны были увеличиться примерно в 1,5 раза, а фактически увеличились лишь на 18%. Но от динамики цен зависит и инвестиционная деятельность газовой отрасли, и заинтересованность потребителей в экономном, рачительном расходовании энергоресурсов, и налоговые поступления в бюджеты всех уровней.

Основные положения «Энергетической стратегии России» в редакции, одобренной Правительством РФ, исходили из необходимости усиления рентного характера налогообложения недропользователей. Приоритет рентной составляющей при налогообложении деятельности, связанной с эксплуатацией недр, был также прямо обозначен в Бюджетном послании Президента Российской Федерации. Однако в том же 2001 г. с подачи Правительства Государственная Дума приняла закон о налоге на добычу полезных ископаемых, который базируется на принципиально ином, чем рентный, подходе к налогообложению. В результате о дифференцированных ставках налогообложения в зависимости от горно-геологических, географических и экономических условий разработки месторождений нефти и газа, о стимулировании инвестиций и методов увеличения извлечения углеводородов из недр не приходится даже мечтать.

Кроме того, «Стратегия» предусматривала четкий механизм мониторинга ее выполнения, — а из вышесказанного видно, что и без всякого мониторинга «Стратегия» не выполняется, причем, в первую очередь, тем самым Правительством, которое ее и приняло.

Поэтому возникла необходимость уточнения «Стратегии», что и было зафиксировано в протоколе заседания Правительства РФ от 6 декабря 2001 г. № 50.

Процесс доработки и уточнения «Стратегии» шел очень тяжело и болезненно. К намеченному на 14 марта 2002 г. заседанию Правительства страны была подготовлена доработанная и уточнённая редакция «Стратегии», которая была согласована и официально внесена на рассмотрение в Правительство, но за несколько дней до заседания отозвана министерством-разработчиком. Именно в это время и в правительственных кругах, и в Минэнерго РФ возобладало мнение, что стратегия не должна содержать ни прогнозных параметров развития экономики, энергопотребления и ТЭК, ни конкретных (с этапами, цифрами) рекомендаций, ни каких бы то ни было обязательств государства. И такой вариант «стратегии» был подготовлен. Он обсуждался в мае 2002 г. на заседании Правительства РФ, но был отклонён и фактически с осени 2002 г. началась работа над новым документом.

При доработке и уточнении «Стратегии» и подготовке её новой редакции уже осенью 2002 г. удалось добиться главного, а именно — сохранить

неизменными базовые, основополагающие цели, принципы и приоритеты «Основных положений Энергетической стратегии», которые были одобрены Правительством страны в 2000 г. Напомним их ещё раз:

— Основная цель «Энергетической стратегии» — максимально эффективное использование ресурсного и производственного потенциала энергетического сектора для роста экономики и повышения качества жизни населения;

— Стратегические ориентиры — энергетическая безопасность, энергетическая эффективность экономики, экономическая эффективность собственно ТЭК и экологическая безопасность;

— Основные составляющие государственной энергетической политики — недропользование и управление государственным фондом недр, развитие внутренних энергетических рынков, формирование рационального топливно-энергетического баланса, социальная политика в энергетике, региональная энергетическая политика, внешняя энергетическая политика, научно-техническая и инновационная политика;

— Основные механизмы государственного регулирования — создание рациональной рыночной среды (институциональные меры, ценовое, налоговое, таможенное регулирование), управление государственной собственностью, перспективные нормы, стандарты и регламенты, поддержка стратегических инициатив.

Рассмотрим текстуально, без каких-либо комментариев, как менялось в правительственных структурах представление о развитии и задачах газовой отрасли в ходе доработки и уточнения «Энергетической стратегии». Хотя, наверное, правильнее было бы сказать не столько об изменении представления, сколько о победе той или иной точки зрения на определённом этапе работы, поскольку «Стратегия» рождалась в борьбе интересов самых различных сторон и, естественно, за каждым изменением в тексте стояли (и стоят) те или иные заинтересованные российские и зарубежные политические и бизнес-структуры, а также выражающее их интересы «лобби».

14.1.8.1. Редакция проекта «Основных положений Энергетической стратегии» от марта 2002 г. [71, 87-89]

Главным средством достижения целей «Энергетической стратегии» является формирование цивилизованного энергетического рынка и недискриминационных экономических взаимоотношений его субъектов между собой и с государством. Государственное регулирование этих процессов будет осуществляться на основе применения следующих инструментов:

— взаимоувязанной ценовой, налоговой, инвестиционной политики государства, политики в области регулирования внешнеторговой деятельности, защиты и развития внутреннего рынка;

— проведения эффективной антимонопольной политики и институциональных преобразований в ТЭК в направлении развития рыночных отношений и конкуренции;

— стимулирования инновационной, инвестиционной и энергосберегающей активности хозяйствующих субъектов.

Ключевым элементом реализации этих инструментов государственного воздействия станет совершенствование законодательства и нормативно-правовой базы функционирования энергетического сектора.

Особую тревогу вызывает состояние энергетической безопасности и сбалансированность энергетических потребностей страны в ближайшие годы. Это связано с тем, что в газовой промышленности и в электроэнергетике упущено время для создания необходимого инвестиционного задела, в результате чего эти отрасли могут стать тормозом начавшегося экономического роста. В этой связи необходима разработка Правительством Российской Федерации комплекса специальных мер по обеспечению потребностей страны в энергоресурсах и формированию рационального топливно-энергетического баланса на ближайшие 3-5 лет с учетом «Основных положений Энергетической стратегии России».

Институциональные преобразования в энергетическом секторе будут осуществляться в целях роста эффективности производства и снижения издержек, повышения качества выпускаемой продукции и услуг и обеспечения энергетической безопасности страны. Основные приоритеты структурной политики государства в сфере энергообеспечения — формирование конкурентной среды во всех сферах ТЭК, в том числе в потенциально конкурентных сферах (газовой промышленности и электроэнергетике); стимулирование развития независимых производителей нефти, газа и электроэнергии; повышение качества государственного регулирования ТЭК, уровня менеджмента в ТЭК, развитие систем корпоративного управления.

В **газовой промышленности** базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны: Медвежье — на 78%, Уренгойское (сеноман) — на 67%, Ямбургское (сеноман) — на 46%. В 2000 г. на месторождениях, вступивших в период падающей добычи, получено свыше 85% газа в России.

Основной резервный фонд разведанных месторождений — уникальные по запасам месторождения полуострова Ямал, Заполярное месторождение, менее крупные и конденсатосодержащие залежи глубокого залегания в Надым-Пур-Тазовском районе, а также Астраханское газоконденсатное месторождение. Открыты крупнейшие месторождения на шельфах Баренцева, Охотского и Карского морей. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке разведано свыше 2,7 трлн. м^3 запасов газа, из которых разрабатывается лишь 7,4%. Из неразведанных ресурсов газа 42,3% размещены на шельфах северных морей. Из неразведанных ресурсов суши около 43% приходится на Восточную Сибирь и Дальний Восток, 47% — на северные районы Западной Сибири. Как уже разведанные месторождения, так и неразведанные ресурсы газа в силу объективных условий потребуют значительно больших средств для их освоения, чем требовалось для обустройства действующих месторождений и районов.

Исходя из прогнозируемых объемов спроса на газ на внутреннем и внешних (прежде всего — на европейском) рынках, добыча газа в России к 2010 г. должна составлять не менее 625-650 млрд. м^3, а к 2020 г. — не менее 685-700 млрд. м^3, из которых 530 млрд. м^3 — добыча ОАО «Газпром». Либерализация европейского рынка газа и отсутствие в связи с этим гарантий спроса

на нем не позволяют рассматривать целесообразность более высоких объемов добычи природного газа в России с целью поставок его на этот рынок.

Подобные объемы добычи могут быть достигнуты лишь при условии значительного роста цен на газ на внутрироссийском рынке уже в текущем пятилетии, с тем, чтобы уже к 2007 г. вывести их на уровень равновесия с ценами газа на европейском рынке; решения проблемы доступа независимых производителей газа к системе магистральных газопроводов и на экспорт; совершенствования системы недропользования, а также налогообложения в целях создания условий и стимулов для разработки небольших и средних месторождений с более низкими продуктивными характеристиками, эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки и трудноизвлекаемых запасов газа в глубокозалегающих нижнемеловых и ачимовских отложениях.

При сохранении низких цен на газ, не обеспечивающих отрасль инвестиционными ресурсами, существующих условий недропользования, налогообложения и доступа к магистральным газопроводам, добыча природного газа в России к 2010 г. не превысит 515-530 млрд. м^3, а в 2020 г. — 550-560 млрд. м^3, в том числе ОАО «Газпром» — 470 млрд. м^3. В целом по отрасли добыча газа на действующих месторождениях к 2020 г. снизится до 142 млрд. м^3. Свыше 76% прогнозируемой добычи газа должно приходиться на новые месторождения.

Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Ямало-Ненецкий автономный округ, в частности Надым-Пур-Тазовский район (Западная Сибирь), хотя его доля и снизится к 2020 г. примерно до 64-60% против 87% в настоящее время. В период до 2007 г. компенсация падения добычи газа будет обеспечиваться в основном за счет освоения новых месторождений этого района, расположенных в зоне созданной инфраструктуры. Начиная с 2007 г. для компенсации снижения и наращивания добычи газа потребуется ввести в разработку месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановское месторождение на шельфе Баренцева моря и месторождения полуострова Ямал. Другим крупным центром газодобычи во второй половине рассматриваемого периода будет Ковыктинское месторождение в Иркутской области. Динамика добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться в значительной степени эффективностью экспорта газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, а внутренняя цена на газ здесь будет определяться конкуренцией газа с углем. При благоприятных условиях ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 50-55 млрд. м^3.

Региональное значение будет иметь программа освоения мелких, низкодебитных месторождений и залежей, особенно в экономически развитых европейских районах. В силу отмеченных особенностей эксплуатация таких месторождений является задачей в основном малых и средних независимых производителей.

Учитывая важную роль систем **трубопроводного транспорта** энергоресурсов в энергетическом обеспечении жизнедеятельности общества, государство сохранит за собой контроль за деятельностью в этой сфере, обеспечивая недискриминационные условия доступа к его инфраструктуре. Будут реали-

зовываться программы модернизации и развития систем трубопроводного транспорта. Новые трубопроводы, сооружаемые без прямого участия государства, будут являться собственностью инвесторов, а деятельность по их эксплуатации регулироваться и контролироваться в соответствии с законодательством о естественных монополиях.

Предусматривается обеспечение непосредственного участия государства в уставных капиталах компаний, осуществляющих деятельность естественно-монопольного и инфраструктурного характера. По мере осуществления реформ и выхода государства из потенциально конкурентных сфер в ТЭК произойдет соответствующее увеличение его влияния в естественно-монопольных видах деятельности. Будет продолжено реформирование газовой промышленности и электроэнергетики на основе организационного разделения естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов хозяйственной деятельности, четкого разделения учета производственных затрат и финансовых результатов, развития конкуренции в потенциально конкурентных сферах с целью развития полноценного рынка, снижения издержек производства и обеспечения полной организационной и финансовой прозрачности предприятий, осуществляющих деятельность в естественно-монопольных сферах. Конкурентная среда в газовой отрасли и электроэнергетике будет формироваться путем стимулирования создания и развития независимых производителей газа и электроэнергии и совершенствования условий недискриминационного доступа их к системам трубопроводного транспорта газа и системам передачи электроэнергии при эффективном антимонопольном регулировании. Продолжится совершенствование системы регулирования тарифов на услуги естественно-монопольного характера в сферах транспортировки нефти, газа, передачи электроэнергии, сокращение всех форм перекрестного субсидирования.

Предусматривается создание правил и механизмов государственного контроля дерегулируемых энергетических рынков, имея в виду:

— совершенствование методов антимонопольного регулирования для недопущения злоупотреблений со стороны субъектов, занимающих доминирующее положение на энергетических рынках;

— формирование рынков энергоресурсов, в том числе организованной биржевой торговли ими;

— разработку правовой базы функционирования формируемых конкурентных энергетических рынков в целях формирования цивилизованной и недискриминационной среды;

— обеспечение эффективного контроля за деятельностью технологической и коммерческой инфраструктуры энергетических рынков.

Важнейшим механизмом реализации «Энергетической стратегии» станет адекватная ценовая и налоговая политика, которая в сочетании с антимонопольными и другими мерами позволит изменить энергорасточительный характер российской экономики, а также сохранить ТЭК в качестве крупнейшего источника бюджетных поступлений.

Необходимо считаться с тем, что изменение условий добычи и производства энергоносителей, крупные затраты на освоение новых месторождений углеводородов и на воспроизводство основных фондов объективно

потребуют значительного увеличения цен на энергоносители, особенно на газ и электроэнергию. Учитывая инвестиционную инерционность электроэнергетики и газовой промышленности, указанное увеличение цен и тарифов будет происходить как на первом этапе, в условиях государственного регулирования цен до завершения формирования конкурентного рынка газа и энергии, так и впоследствии, после либерализации рынка, с тем, чтобы компенсировать издержки производства и обслуживание вложенного капитала.

Основными задачами ценовой политики в энергетическом секторе являются:

— поэтапное расширение сферы применения механизмов рыночного ценообразования на топливо и энергию на внутреннем рынке;

— обеспечение финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности российских топливно-энергетических компаний в регулируемых видах деятельности, с включением в регулируемые цены и тарифы обоснованных затрат и величины прибыли, обеспечивающей справедливую норму доходности капитала;

— устранение сложившихся диспропорций между ценами на основные виды энергоносителей на основе приближения цен на природный газ к уровню, учитывающему теплотворную способность и потребительские свойства различных энергоносителей;

— разработка и внедрение специальных механизмов антимонопольного характера для сдерживания роста нерегулируемых цен на уголь и мазут;

— углубление дифференциации цен (тарифов), отражающей различие издержек при реализации продукции (оказании услуг) разным категориям потребителей;

— поэтапная ликвидация всех форм перекрестного субсидирования.

Поэтапная реализация указанных задач позволит производителям и потребителям энергоресурсов своевременно приспособиться к новой структуре цен на энергоносители и минимизировать инфляционные последствия проводимых мер. Более того, она будет стимулировать энергосбережение в сфере потребления, способствовать эффективной перестройке инфраструктурных отраслей, позволит выстроить рациональную динамику издержек изготовителей готовой продукции в части расходования средств на использование электроэнергии и газа.

Ценовая политика в естественно-монопольном секторе обеспечит компенсацию через регулируемые государством цены (тарифы) экономически обоснованных затрат и получение прибыли, необходимой для функционирования и развития производства. В секторах, не относящихся к естественным монополиям, будут применяться свободные цены в увязке с развитием конкуренции в этих секторах, предупреждением условий, приводящих к монополии, ценовой дискриминации, недобросовестной торговой практике и т.д.

Решения по изменению цен (тарифов) на продукцию (услуги) естественных монополий будут приниматься на основе результатов анализа макроэкономических показателей развития Российской Федерации, оценки финансово-экономического состояния субъектов естественных монополий и согласовываться по срокам с формированием бюджета на предстоящий год.

Инвестиционные программы субъектов естественных монополий (перспективные, на срок до 5 лет, и текущие на предстоящий год) по строительству объектов и вводу производственных мощностей, с обоснованием необходимости строительства и объемов финансовых ресурсов в разрезе строек (объектов), подлежат ежегодному рассмотрению Правительством Российской Федерации.

В газовой отрасли целью ценовой политики должно стать совершенствование методов и порядка государственного регулирования цен на газ и тарифов на его транспортировку, обеспечение самофинансирования отрасли на внутреннем рынке и равновыгодности поставок газа на внутренний рынок и на экспорт.

Параллельно с совершенствованием уровня регулируемых цен (тарифов) необходимо осуществлять постепенный переход от административных принципов ценообразования к рыночным методам путем расширения нерегулируемого сегмента газового рынка, на котором цены формируются под воздействием спроса и предложения.

Действующий в 2002 г. уровень цен на газ на внутреннем рынке не способствует также увеличению добычи газа независимыми производителями, делает газовую отрасль малопривлекательной для потенциальных инвесторов, не позволяет сформировать действительно конкурентный рынок газа.

Цены на газ в среднесрочной перспективе должны расти выше уровня инфляции, что сформирует экономически обоснованные ориентиры для принятия текущих и инвестиционных решений. Динамика изменения цен должна учитывать компромисс между адаптационными возможностями предприятий-потребителей газа и необходимости оказания на них конкурентного давления в целях роста энергоэффективности.

Изменение уровня регулируемых цен (тарифов) на газ должно осуществляться органом государственного регулирования естественных монополий в ТЭК в соответствии с «Программой совершенствования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке в 2002-2010 годах» на основе заранее определенных параметров, рассчитанных с учетом предусмотренных бюджетом темпов инфляции. Сведения об изменении цен на газ будут доводиться заблаговременно до производителей и потребителей газа.

По мере создания условий деятельности для независимых производителей (поставщиков) газа и развития конкуренции в сфере его добычи будут осуществляться меры по либерализации цен на природный газ, предусматривающие поставку газа потребителям по договорным ценам при сохранении государственного регулирования тарифов на услуги по его транспортировке и распределению. Это будет совмещаться с мерами по реализации недискриминационного доступа независимых производителей газа к газотранспортным сетям.

На первом этапе будет сохранено государственное регулирование цен на газ ОАО «Газпром» и тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых организаций, а также по сетям газораспределительных организаций, осуществлена постепенная трансформация регулируемого рынка газа в двухсегментный (регулируемый и нерегулируемый). Будет организована биржевая продажа газа по рыночным ценам

независимыми производителями и ОАО «Газпром» в равных объемах, а также импортного газа.

На втором этапе, по мере роста объемов добычи независимыми от ОАО «Газпром» производителями, будет проводиться дальнейшая либерализация цен на газ; сокращаться доля регулируемого сегмента на рынке газа под антимонопольным контролем; создаваться условия для формирования сбалансированного рынка газа и развития межтопливной конкуренции; осуществляться переход к свободным договорным ценам на газ, поставляемый потребителям (кроме населения и организаций, финансируемых из бюджетов всех уровней, покупка газа которыми будет осуществляться на регулируемом сегменте рынка). Будет сохранено государственное регулирование тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным и распределительным газопроводам.

На третьем этапе прямое регулирование цен на газ будет отменено для всех категорий потребителей с введением адресных мер поддержки малообеспеченных слоев населения, будет обеспечена равновыгодность поставок газа на внутренний рынок и на экспорт с сохранением регулирования тарифа на транспорт газа как инструмента государственного экономического регулирования деятельности естественных монополии.

В число мер, направленных на стимулирование привлечения в энергетический сектор необходимых инвестиционных ресурсов при одновременном обеспечении устойчивости поступлений в бюджет, будут входить:

— создание стабильного налогового режима и нормативно-правовой базы, гарантирующей соблюдение законных прав и интересов инвесторов;

— в отношении добывающих отраслей — придание налоговому режиму рентного характера и необходимой гибкости в целях обеспечения долгосрочных интересов государства, как собственника недр, и создания равных условий конкуренции для производителей, осуществляющих свою деятельность в различных природных условиях;

— совершенствование законодательства о концессиях и иностранных инвестициях, о недрах;

— формирование системы государственных инвестиционных приоритетов, стимулирующих развитие энергетического сектора страны.

14.1.8.2. Редакция проекта «Основных положений Энергетической стратегии» от мая 2002 г. [71, 76]

Газовый сектор России характеризуется выработкой базовых месторождений Западной Сибири, обеспечивающих более 85% текущей добычи: Медвежье месторождение выработано на 78%, Уренгойское (сеноман) — на 67%, Ямбургское (сеноман) — на 46%. Необходима существенная модернизация основных производственных фондов и в газотранспортной системе — износ основных фондов здесь составляет 56%, в т.ч. оборудования компрессорных станций — более 89%. При этом не созданы достаточные условия для развития независимых производителей газа. Результатом этого является устойчивое в течение ряда лет падение объемов добычи газа при недостаточном

приросте производства газа независимыми производителями для покрытия внутреннего спроса на газ и потребностей в его экспорте.

Внутренний спрос на газ неестественно высок ввиду чрезмерно низких внутренних цен на газ, не отражающих его реальную рыночную ценность (после инфляционного всплеска в экономике 1998 года цены на газ остаются на уровне, близком к докризисному). В совокупности с растущим внешним спросом на российский газ (увеличение потребления газа в Европе, развитие ряда новых направлений газового экспорта) аномальный внутренний спрос создает чрезмерное давление на газовый сектор страны, требуя экстенсивного, экономически неоправданного увеличения производства газа.

Возможности ОАО «Газпром» по модернизации своих производственных фондов и их развитию сдерживаются недостаточным финансированием, в том числе в результате низких внутренних цен на газ. Развитие независимых производителей газа дополнительно сдерживается конфликтом интересов в системе доступа к магистральной транспортной инфраструктуре, общим давлением чрезмерно низких цен на газ на внутреннем рынке, предопределяющих остаточный характер спроса на газ, добываемый независимыми производителями. При этом монопольная структура газового рынка в течение всего периода реформ выступала сдерживающим фактором для его либерализации.

Новые вызовы для газовой отрасли диктуют перспективы либерализации газового рынка в Европе и предполагаемое присоединение России к Договору к Энергетической хартии. Необходима гибкая государственная политика в отношении развития экспорта газа, которая, с одной стороны, позволила бы российским газовым компаниям участвовать в открытой системе общеевропейской торговли газом, а с другой стороны — минимизировать потери экспортной выручки российских газовых компаний и страхование рисков перехода к спотовой торговле газом в Европе.

Долгосрочная государственная политика в газовом секторе будет направлена на:

- создание экономических сигналов, в первую очередь рыночных, стимулирующих прекращение роста и снижение темпов роста внутреннего спроса на газ, расширение сферы применения рыночных цен на газ при одновременной демонополизации внутренней торговли газом;
- структурные изменения, направленные на ликвидацию конфликта интересов в области одновременного использования газотранспортной инфраструктуры и участия в коммерческом обороте газа, создания качественно новой системы доступа к магистральным и распределительным газопроводам (переход от разрешительной к заявительной системе доступа);
- развитие внутреннего рынка газа, стимулирование разработки новых газовых месторождений, в первую очередь независимыми производителями газа (как основного источника покрытия внутреннего спроса на газ, не покрываемого базовым производителем газа — акционерным обществом «Газпром»);
- повышение роли АО «Газпром» в снабжении газом стратегических и социально значимых (коммунально-бытовой сектор, население) потребителей, концентрация в обществе функций гарантирующего постав-

щика газа для этих нужд и снятие социальной нагрузки с либерализуемого рынка газа;

• максимизацию выгод национальной экономики от экспорта газа при условии цивилизованного участия национальных агентов в открытой международной торговле газом.

Особое внимание будет уделено поддержке развития восточных газодобывающих районов (Ковыктинское месторождение в Иркутской области с запасами 1,6 трлн. м³ газа, месторождения Республики Саха-Якутия, Сахалина) и формированию рынков сбыта газа, добываемого на этих месторождениях, — как в контексте экономического развития регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, так и в логике выстраивания стратегии экономических взаимоотношений с государствами Азиатско-Тихоокеанского региона. Программа освоения газовых ресурсов восточной части страны будет включать и строительство соответствующей газотранспортной инфраструктуры, газификацию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Реализация программы в целом потребует инвестиций в объеме до около 30 млрд. долл. США. Создание условий для инвестиционной привлекательности реализации программы потребует применения свободных рыночных цен на газ, поставляемый российским потребителям в восточных регионах.

Результатом государственной политики развития газовой отрасли станет преодоление ее финансовых и производственных проблем уже к 2005-2007 гг., создание условий для динамичного развития газового бизнеса, не обремененного чрезмерным давлением внутреннего спроса и избыточными социальными функциями, на перспективу до 2020 г. Уровни добычи газа при благоприятных условиях могут, по прогнозу, составить в 2010 г. и в 2020 г. 655 и 700 млрд. м³ соответственно. В целом прогнозируемая добыча газа на действующих месторождениях составит к 2020 г. около 142 млрд. м³. Свыше 76% добычи газа будет приходиться на новые месторождения. Региональное значение будет иметь программа освоения мелких, низкодебитных месторождений и залежей, особенно в экономически развитых европейских районах.

Газовый сектор в долгосрочной перспективе продолжит играть значительную роль в снабжении первичными энергетическими ресурсами внутреннего рынка. Природный газ будет и основным экспортным ресурсом энергетического сектора России.

14.1.8.3. Редакция проекта «Основных положений Энергетической стратегии» от июля 2002 г. [71, 76]

Стратегическими целями развития газового сектора страны являются:

• устойчивое удовлетворение потребностей российской экономики и населения в ресурсах газа;

• оптимизация внутреннего спроса на газ, снижение удельной газоёмкости национальной экономики, повышение эффективности использования газа;

• обеспечение поставок газа за пределы Российской Федерации в объемах, достаточных для реализации экспортной стратегии Российской Федерации в газовой отрасли.

Достижение поставленных целей потребует интенсификации государственной политики поддержки инвестиций в развитие Единой системы газоснабжения, развитие добычи газа независимыми производителями, развитие производств, обеспечивающих более эффективное использование газа (в первую очередь — на нетопливные цели), а также создания системы экономической мотивации для существенного сокращения удельного расхода газа основными группами потребителей.

Ресурсная база газовой отрасли достаточна для реализации поставленных целей (в России сосредоточена треть мировых разведанных запасов газа, обеспеченность извлекаемыми запасами категории $A+B+C_1+C_2$ составляет не менее 80 лет). Вместе с тем, сохранение надежной сырьевой базы газоснабжения при намеченных темпах отбора разведанных запасов в перспективе до 2020 г. потребует обеспечения приростов экономически эффективных запасов в объеме не менее 3 трлн. куб. м^3 в каждое пятилетие.

Основным газодобывающим районом страны на всю рассматриваемую перспективу остается Ямало-Ненецкий автономный округ, в частности, Надым-Пур-Тазовский район (Западная Сибирь). В период до 2007 г. компенсация падения добычи газа будет обеспечиваться, в основном, за счет освоения новых месторождений этого района, расположенных в зоне созданной инфраструктуры. Вместе с тем, выработка базовых месторождений сеноманского газа Западной Сибири (Ямбургского, Уренгойского, Медвежьего), которые обеспечивают более 85 % текущей добычи, уже составляет от 46 до 78%. Начиная с 2007 г. функция основных газодобывающих районов перейдет к новым газовым месторождениям с более высокими издержками добычи (месторождения в акваториях Обской и Тазовской губ, Штокмановское на шельфе Баренцева моря, месторождения полуострова Ямал). Свыше 76% добычи газа будет приходиться на новые месторождения. При этом темпы вовлечения указанных месторождений в разработку могут корректироваться в зависимости от инвестиционных возможностей для их освоения и наличия экономически оправданных альтернативных источников газа для нужд внутреннего рынка (в том числе его импорта из Центрально-Азиатских государств). Себестоимость газа, добываемого на новых месторождениях, будет достаточно высока — 8-12 долл. США за 1000 м^3 газа по сеноманским залежам и до 20 долл. США за 1000 м^3 и выше — по нижнемеловым и ачимовским отложениям.

Особое внимание будет уделено поддержке развития восточных газодобывающих районов (Ковыктинское месторождение в Иркутской области с запасами 1,6 трлн. м^3 газа, месторождения Республики Саха-Якутия, Сахалина) и формированию рынков сбыта газа, добываемого на этих месторождениях, как в контексте экономического развития регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока, так и в логике выстраивания стратегии экономических взаимоотношений с государствами Азиатско-Тихоокеанского региона. Правительством Российской Федерации в 2003 г. будет разработана и в последующем реализована программа освоения газовых ресурсов восточной части страны, которая будет предусматривать строительство соответствующей газотранспортной инфраструктуры, газификацию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Реализация программы потребует инвестиций в объеме до

около 30 млрд. долл. США. Создание условий для инвестиционной привлекательности реализации программы потребует применения свободных рыночных цен на газ, поставляемый российским потребителям в восточных регионах.

Важную роль в обеспечении достаточного уровня предложения газа на внутреннем рынке будут играть меры поддержки развития добычи газа независимыми производителями, способными в 2020 г. выйти на уровень добычи газа 140 млрд. м³ в год. Это потребует также ликвидации фактора давления чрезмерно низких цен на газ на внутреннем рынке, предопределяющих остаточный характер спроса на газ, добываемый независимыми производителями, и совершенствования порядка доступа к магистральной транспортной инфраструктуре. Региональное значение будет иметь программа освоения мелких, низкодебитных месторождений и залежей, особенно в экономически развитых европейских районах.

Прогнозируемые уровни добычи газа в целом по России при благоприятном сценарии развития экономики должны составить 600 млрд. м³ в 2005 г., 650-655 млрд. м³ в 2010 г. и 700 млрд. м³ в 2020 г., при пониженном сценарии — 598, 630 и 670 млрд. м³ соответственно.

Реализация стратегии развития газовой отрасли невозможна без принятия эффективных мер по оптимизации неестественно высокого внутреннего спроса на газ, обусловленного низкими внутренними ценами, не отражающими реальную рыночную ценность газа. Наряду с мерами по замещению газа другими видами энергоносителей, в целях реализации национального потенциала энергосбережения будут предприняты меры по сдерживанию роста внутреннего спроса на газ в промышленности, и особенно в электроэнергетике, под воздействием рыночных ценовых сигналов (в совокупности с поэтапным повышением цен на газ в регулируемом секторе газового рынка), внедрение производственных технологий, повышающих КПД использования газа. Это позволит избежать необходимости лавинообразного роста инвестиционного спроса в газовой отрасли после 2004–2005 годов и обеспечить инвестиционную привлекательность проектов по разработке, начиная с 2006 г., новых газовых месторождений с более высокими издержками добычи.

Приведение внутрироссийских цен на газ к уровню, отражающему реальное рыночное соотношение спроса и предложения на газ, будут достигаться за счет поэтапного расширения сферы применения рыночных цен на газ, поставляемый промышленным секторам, и поэтапного повышения цен на газ в секторе, где будет сохранено государственное регулирование цен (бюджетные потребители, население), с поэтапным доведением цены в этом секторе до уровня не менее 45 долл. США за 1000 м³ к 2006 г. (соответствующая программа будет разработана и реализована Правительством Российской Федерации). Темпы и условия расширения сферы применения рыночных цен на газ для предприятий будут определены исходя из оценки адаптационных возможностей всех газопотребляющих отраслей к росту ценового давления и экономических параметров реализации потребителями газа инвестиционных решений по повышению собственной энергоэффективности.

Экспортная политика в газовой отрасли будет осуществляться в соответствии с разработанными Правительством Российской Федерации основ-

ными принципами взаимодействия России со странами-производителями и со странами-потребителями природного газа.

Потребление газа в мире увеличивается весьма значительно — за десять лет (1992-2001 гг.) оно выросло на 20%. В целом в Европе за данный период потребление газа выросло почти на 40%. Рынок стран Европы остается основным перспективным экспортным рынком для России, где в ближайшие 2 десятилетия не ожидается существенного увеличения собственного производства газа (в Западной Европе добыча газа стабилизируется на уровне около 300 млрд. м^3), а прирост спроса на газ будет удовлетворяться за счет импорта, который может вырасти с уровня в 100 млрд. м^3 до почти 500 млрд. м^3 к 2020 г. с учетом ожидаемого принятия в ЕС новых стран-членов. Важным экспортным рынком в перспективе станет рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона, в первую очередь Китая, Кореи и Японии, где потенциал для сбыта российского природного газа, начиная с 2010 г., будет составлять не менее 30 млрд. м^3 в год.

14.1.8.4. Редакция проекта «Основных положений Энергетической стратегии» от октября 2002 г. [71, 76]

Исходя из прогнозируемых объемов внутреннего спроса на газ с учетом развития и перспективной экономической конкурентности альтернативных энергоносителей, а также оценок экспорта газа, объемы его добычи, в зависимости от темпов экономического развития страны, в 2010 г. должны составить от 615 до почти 655 млрд. м^3 и в 2020 г., соответственно, 660-700 млрд. м^3. Основным газодобывающим районом страны на рассматриваемую перспективу остается Ямало-Ненецкий автономный округ, где сосредоточено 72% от всех запасов России, в частности Надым-Пур-Тазовский район (Западная Сибирь). Однако выработка запасов базовых месторождений, обеспечивающих почти 60% добычи газа, составляет от 46 до 78% и неуклонно снижается. В период до 2007 г. компенсация падения добычи газа будет обеспечиваться, в основном, за счет освоения новых месторождений этого района и подготовленных к освоению горизонтов и площадей действующих месторождений. Начиная с 2007 г. стратегически приоритетным регионом для обеспечения необходимых объемов добычи газа на долгосрочную перспективу станет полуостров Ямал, а также акватории северных морей России.

Это потребует резкого роста инвестиционных затрат и увеличения эксплуатационных издержек по добыче и транспорту газа, что вызовет объективно необходимый рост цен на газ. С учетом этого и в целях обеспечения указанных выше объемов добычи газа при одновременном повышении эффективности функционирования газовой промышленности необходимо осуществление в этой сфере соответствующей государственной ценовой политики.

Долгосрочная ***государственная политика в газовом секторе*** должна быть направлена на создание условий, обеспечивающих достаточную финансовую базу для развития газовой отрасли в процессе ее реформирования, с учетом оптимизации топливно-энергетического баланса страны, и должна предусматривать:

• поэтапное изменение цен на газ на внутрироссийском рынке в текущем пятилетии с тем, чтобы обеспечить возмещение экономически обоснованных затрат и обоснованной нормы прибыли на капитал, учитывающей средства на развитие производства;

• совершенствование системы недропользования, а также налогообложения в целях создания условий и стимулов для наращивания добычи, разработки новых газовых месторождений, небольших и средних месторождений, в том числе — с более низкими продуктивными характеристиками, эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки, трудноизвлекаемыми и глубокозалегающими запасами газа;

• формирование баланса газа структурировано по газодобывающим компаниям с выделением отдельной строкой попутного газа и постепенным снижением доли газа во внутреннем потреблении первичных энергоресурсов с более чем 50% (в зависимости от выбранного сценария социально-экономического развития России) до 44,0-46,9% в 2020 г.;

• реформирование газовой отрасли с целью повышения экономических результатов ее деятельности, рационализации использования ресурсов при сохранении производственного комплекса Единой системы газоснабжения, достаточного уровня концентрации производства и капитала, совершенствования организационной структуры и создания условий развития рынка газа, ликвидации препятствий для развития рыночных институтов в системе внутрироссийской торговли газом;

• разделение естественно-монопольной и конкурентной сфер деятельности;

• развитие инфраструктуры и конкурентной среды внутреннего рынка газа, переход на реализацию газа по рыночным ценам;

• поддержка формирования и развития независимых производителей газа;

• совершенствование условий недискриминационного доступа независимых производителей газа к системам трубопроводного транспорта газа, включая приоритетный доступ переработанного и подготовленного к транспортировке попутного газа, определение паритетных принципов участия независимых производителей в развитии действующих газотранспортных систем и строительстве новых газопроводов;

• максимизацию выгод национальной экономики от экспорта газа на либерализованные газовые рынки и минимизацию потерь экспортной выручки путем сохранения единого канала экспорта российского газа с одновременным созданием механизмов, обеспечивающих получение всеми производителями справедливой доли прибыли от экспорта газа и страхования рисков, перехода к спотовой торговле газом в Европе.

Наиболее сложным вопросом в реализации указанной государственной политики является проблема формирования цен на газ, необходимое повышение которых оказывает влияние на макроэкономические параметры страны и конкурентоспособность отечественных товаропроизводителей. Динамика изменения цен на газ должна исходить из объективных потребностей развития газовой промышленности, одновременно учитывать макроэкономические условия и компромисс между адаптационными возможностями

предприятий-потребителей газа и необходимостью оказания на них конкурентного давления в целях роста энергоэффективности.Повышение цен (тарифов) на газ необходимо осуществлять поэтапно, при этом в качестве регулятора необходимого уровня их роста могут использоваться механизмы налоговой политики.Параллельно с совершенствованием уровня регулируемых государством цен (тарифов) необходимо осуществлять постепенный переход от административных принципов ценообразования к рыночным методам путем расширения нерегулируемого сегмента газового рынка, на котором цены формируются под воздействием спроса и предложения.

В 2003 г., в соответствии с концепцией развития рынка газа, предполагается создание газовой биржи, на которой ОАО «Газпром» и независимые организации — производители газа будут реализовывать газ по свободным ценам. Этот опыт будет использоваться для построения полноценного конкурентного рынка газа в Российской Федерации.

Важным направлением государственной энергетической политики станет поддержка переориентации использования газа с топливных на сырьевые цели, что обеспечит рост производств с более высокой добавленной стоимостью. Реализация указанных направлений структурного совершенствования использования газа потребует формирования соответствующих государственных нормативно-правовых механизмов.

Экспорт газа за рассматриваемый период прогнозируется увеличить на 20-30%, и наряду с традиционными направлениями этого экспорта в Европу прогнозируются поставки газа в страны АТР.

Результатом государственной политики развития газовой отрасли должно стать максимально эффективное, надежное и сбалансированное обеспечение потребностей страны в газе на основе развития предпринимательства, либерализации рынка газа, при планомерном снижении государственного регулирования вне естественно-монопольной сферы деятельности.

14.1.8.5. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, утвержденная Правительством Российской Федерации 28 августа 2003 г. № 1234-р

Результатом всех проведенных исследований и обсуждений стало утверждение в августе 2003 г. Правительством Российской Федерации окончательного текста Энергетической стратегии России на период до 2020 года, которая и будет определять развитие энергетической отрасли России на ближайшие 15 лет [122].

Как отмечается в Энергетической стратегии России на период до 2020 года, целью энергетической политики является максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Приоритетами Энергетической стратегии являются:

• полное и надежное обеспечение населения и экономики страны энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбе-

режение ценам, снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций в энергообеспечении страны;

• снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счет рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК;

• повышение финансовой устойчивости и эффективности и пользования потенциала энергетического сектора, рост производительности труда для обеспечения социально-экономического развития страны;

• минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду на основе применения экономических стимулов, совершенствования структуры производства, внедрения новых технологий добычи, переработки, транспортировки, реализации и потребления продукции.

В **газовой промышленности** стратегическими целями развития являются:

• стабильное, бесперебойное и экономически удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на газ;

• развитие единой системы газоснабжения и ее расширение на восток России, усиление на этой основе интеграции регионов страны;

• совершенствование организационной структуры газовой отрасли с целью повышения экономических результатов ее деятельности и формирования либерализованного рынка газа;

• обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета и стимулирование спроса на продукцию смежных отраслей (металлургии, машиностроения и других);

• обеспечение политических интересов России в Европе и сопредельных государствах, а также в Азиатско- Тихоокеанском регионе.

Для достижения этих целей предусматривается решение следующих основных задач:

• эффективное рациональное использование разведанных запасов газа, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы отрасли;

• ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь и снижение затрат на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче и транспорте газа;

• комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа;

• формирование и развитие новых крупных газодобывающих район и центров в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на полуострове Ямал и на шельфах арктических и дальневосточных морей;

• развитие газоперерабатывающей и гелиевой промышленности;

• развитие газотранспортной инфраструктуры для использования возможности освоения новых газодобывающих районов и диверсификация экспортных поставок газа.

Перспективные уровни добычи газа в России будут в основном определяться теми же факторами, что и нефти, однако большее значение будут иметь внутренние цены на газ.

Прогнозируемые объемы добычи газа в стране будут существенно различаться в зависимости от того или иного варианта социально-экономи-

ческого развития России. При оптимистическом и благоприятном вариантах развития добыча газа в России может составить примерно 645 – 665 млрд. м³ в 2010 г. и возрасти до 710-730 млрд. м³ к 2020 г. При умеренном варианте добыча газа прогнозируется объеме до 635 млрд. м³ в 2010 г. и до 680 млрд. м³ к 2020 г.

При развитии событий по критическому варианту добыча газа в стране начнет сокращаться уже в ближайшее время и стабилизируется до 2010 года на уровне 555-560 млрд. м³ в год. И лишь во втором десятилетии начнется рост добычи газа с достижением к 2020 г. уровня первой половины 90-х годов (610 млрд. м³).

Конкретные объемы добычи газа будут уточняться в зависимости от экономического спроса на энергоресурсы, уровня регулируемых государством цен на газ, объемов инвестиционных ресурсов, динамики либерализации внутреннего рынка газа и темпов реформирования газовой отрасли.

Необходимо отметить, что в рассматриваемой перспективе ожидается существенный рост объемов добычи газа независимыми производителями с 73 млрд. м³ (12%) в 2002 г. до 105-115 млрд. м³ (17%) в 2010 г. и 140-150 млрд. м³ (20%) в 2020 г. При этом добыча газа открытого акционерного общества «Газпром» возрастет с 522 млрд. м³ в 2002 г. до 580–590 млрд. м³ (11-13%) в 2020 г.

Добыча газа будет осуществляться и развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых является Западная Сибирь, так и в новых нефтегазовых провинциях в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на европейском севере (включая шельф арктических морей) и полуострове Ямал.

К настоящему времени базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие основную часть текущей добычи, в значительной мере уже выработаны (Медвежье на 75,6%, Уренгойское (сеноман) на 65,4%, Ямбургское (сеноман) на 54,1%. В 2002 г. на месторождениях с падающей добычей получено свыше 80% газа в России.

Основным газодобывающим районом страны на рассматриваемую перспективу остается Ямало-Ненецкий автономный округ, где сосредоточено 72% всех запасов России. Для поддержания добычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, а также принятия дополнительных мер по использованию остающегося на них низконапорного газа потребуются новые технологические решения и значительные дополнительные средства. В период до 2010 г. компенсация падения добычи газа будет обеспечиваться в основном за в счет освоения новых месторождений этого района и подготовленных к освоению горизонтов и площадей разрабатываемых месторождений.

Стратегическим приоритетным регионом добычи газа на долгосрочную перспективу станут полуостров Ямал, а также акватории северных морей России. Освоение месторождений этого региона требует значительных объемов инвестиций в связи с удаленностью от существующей системы магистральных газопроводов, необходимостью решения ряда сложнейших задач в области сооружения скважин и газопромысловых объектов в зоне многолетнемерзлых грунтов, про кладки газопроводов, внедрения новых технологи-

ческих решений и технологий, обеспечивающих сохранение окружающей среды в объективно сложных условиях Заполярья.

При благоприятных внешних и внутренних условиях добыча газа в Западной критическом варианте добыча газа на Ямале откладывается на более поздние годы, а общая добыча в Западной Сибири стабильно снижается в течение всего рассматриваемого периода.

Другим крупным районом газодобычи в 2010-2020 гг. станет Восточная Сибирь. Здесь, а также в районах Дальнего Востока, добыча газа будет развиваться на базе освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области, Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия), месторождений углеводородов в Красноярском крае, а также шельфовых месторождений на Сахалине. Развитие газовой промышленности в этом регионе будет исходить из приоритетности поставок газа российским потребителям, создания максимально благоприятных условий для социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока, координации и оптимизации перспективных проектов освоения месторождений и транспортировки газа, повышения надежности газоснабжения страны в целом посредством расширения единой системы газоснабжения на Восток.

При благоприятных условиях ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 50 млрд. м^3 к 2010 г. и до 110 млрд. м^3 к 2020 г. При умеренном и критическом вариантах добыча газа будет составлять примерно 25-30 млрд. м^3 в 2010 г. и 55-95 млрд. м^3 в 2020 г.

В европейской части России добыча газа прогнозируется в объеме 40 млрд. м^3 в 2010 г. и 65-85 млрд. м^3 в 2020 г..

Наряду с освоением крупных месторождений целесообразно вовлекать в разработку и так называемые «малые» месторождения газа, прежде всего в европейской части страны. По оценкам, только в Уральском, Поволжском и Северо-Западном регионах на этих месторождениях можно ежегодно добывать до 8-10 млрд. м^3 газа.

Независимые производители будут развивать и наращивать добычу газа в первую очередь на Яро-Яхинском, Юрхаровском, Таркосалинском (Западная Сибирь), Хвалынском (Северный Каспий), Ковыктинском и Чаяндинском (Восточная Сибирь и Дальний Восток) месторождениях.

Необходимость освоения новых сложных месторождений газа и формирования соответствующей инфраструктуры при ухудшении географических, геологических и природно-климатических условий добычи, а также увеличение дальности транспорта будут негативно сказываться на экономических показателях работы организаций по добыче и транспортировке газа.

Из общего количества запасов разрабатываемых месторождений более 2,6 трлн. м^3 (в том числе 1,2 трлн. м^3 по ачимовским отложениям) относятся к глубокозалегающим горизонтам. Из 10,3 трлн. м^3 неразрабатываемых запасов газа 1,7 трлн. м^3 приходится на не введенные в разработку месторождения сеноманских отложений, 5,8 трлн. м^3 сосредоточено на полуострове Ямал, остальные запасы в основном рассредоточены по небольшим месторождениям и глубокозалегающим горизонтам. Для вовлечения их в разработку потребуется перевооружение отрасли с привлечением значительных инвестиций.

Все это потребует резкого роста инвестиционных затрат и увеличения эксплуатационных издержек при добыче и транспортировке газа, что вызовет объективно необходимый рост цен на него.

Исходя из социальных и экономических критериев, приоритетными направлениями использования природного газа являются коммунально-бытовые потребности с соответствующим развитием газификации, государственные нужды (оборона, резервы и другие), обеспечение нетопливных нужд (производство минеральных удобрений, сырья для газохимии) и поставки газа по долгосрочным контрактам на экспорт.

Поддержка переориентации использования газа с топливных на сырьевые цели обеспечит рост производства продукции с более высокой добавленной стоимостью. Необходимы меры специальной поддержки инвестиций как в развитие газоперерабатывающих (комплексное извлечение всех добываемых углеводородных и неуглеводородных компонентов природного и попутного нефтяного газа), так и газохимических производств (включая производство минеральных удобрений). При освоении гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока потребуется развитие гелиевой промышленности и строительства ряда крупных газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ гелиевого концентрата в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия).

Техническая модернизация и реконструкция действующих газоперерабатывающих заводов будут направлены на повышение извлечения ценных компонентов из газа, рост экономической эффективности и экологической безопасности предприятий. В целом объем переработки газа увеличится более чем в 2 раза. В результате углубления переработки углеводородных ресурсов намечаются рост производства моторного топлива, сжиженных газов и серы, получение полиэтилена и при благоприятной конъюнктуре внешнего рынка метанола. Также в 1,5-2 раза возрастет использование природного газа -метана на нетопливные нужды.

Реализация указанных направлений использования газа потребует формирования соответствующей нормативно-правовой базы.

Для подачи газа потребителям в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и обеспечения его транзита потребуются существенное развитие в регионе газотранспортных систем и их соединение с единой системой газоснабжения.

Продолжится газификация регионов России, в том числе крупных промышленных центров южной части Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока. Важное место в структуре топливоснабжения села и рассредоточенных потребителей сохранит сжиженный газ, потребление которого прогнозируется увеличить в 1,2-1,3 раза.

В газовой промышленности с целью повышения эффективности ее функционирования предусматривается развитие научно-технического прогресса, и в частности использование прогрессивных технологий бурения, добычи, переработки и потребления газа, совершенствование газотранспортной системы, повышение энергоэффективности транспортировки газа, систем аккумулирования его запасов, а также технологий сжижения газа и его транспортировки.

Приоритетными направлениями научно-технического прогресса являются:

разработка оборудования и современных технологических установок в блочно-комплектном исполнении для объектов добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья;

разработка конструкций высоконадежных скважин для освоения, в первую очередь, сложнопостроенных месторождений полуострова Ямал и Прикаспия;

разработка и внедрение техники и технологий капитального ремонта эксплуатационных скважин без задавки продуктивного пласта;

создание и внедрение методов надежной ликвидации скважин с целью снижения риска возникновения экологической нагрузки на недра и окружающую среду;

использование технологии и техники обратной закачки газа или других агентов в пласт при эксплуатации месторождений, а также переход к низкотемпературным процессам;

создание и освоение техники и технологии для прокладки морских газопроводов на мелководье и больших глубинах, необходимых для освоения месторождений акватории Обско-Тазовской губы и полуострова Ямал;

реализация технологии повышения эффективности создания и эксплуатации подземных хранилищ газа;

внедрение техники и технологии сжижения природного газа и его транспортировки, включая «пик шевинг» — установку для снятия пиковых нагрузок;

разработка в ближайшие годы техники и технологии конверсии природного газа в жидкофазные продукты (синтетическая нефть, бензин, дизельное топливо и другие);

создание высоконадежных стойких к коррозии труб для магистральных газопроводов на базе новых трубных сталей и полимерных материалов с целью существенного продления межремонтного периода их эксплуатации.

Достижение намечаемых уровней добычи газа в стране и соответствующего развития геолого-разведочных работ и транспортной инфраструктуры (включая строительство новых магистральных трубопроводов на востоке России) требует значительного роста привлекаемых в отрасль инвестиций. При этом основным источником капитальных вложений будут собственные средства компаний, а также кредитные средства, в том числе на условиях проектного финансирования.

Расчеты показывают, что обеспечение необходимого роста инвестиций требует повышения цен на газ до 40-41 долл. США за 1000 м^3 к 2006 г. и (прогнозно) до 59-64 долл. США за 1000 м^3 в 2010 г. (без НДС, оплаты транспортировки газа по газораспределительным сетям и снабженческо-сбытовых услуг).

Предусматриваемая сценарными условиями социально-экономического развития страны динамика роста цен на газ в период до 2006 г. несколько отстает от указанных ориентиров. При отсутствии компенсации складывающегося дефицита инвестиций в последующий период возрастет риск недостаточного развития отрасли, что может потребовать увеличения импорта газа из центрально-азиатских государств или ограничения его экспорта.

С целью надежного удовлетворения потребностей экономики страны в газе, повышения эффективности функционирования и развития газовой промышленности необходимо осуществление долгосрочной государственной политики, предусматривающей:

совершенствование недропользования и налогообложения в целях создания условий и стимулов для наращивания добычи и разработки новых газовых месторождений, в том числе малых и средних, эксплуатации месторождений на поздних стадиях разработки и с трудноизвлекаемыми запасами газа;

обеспечение благоприятного режима развития газовой отрасли за счет создания условий для реализации производственного и инвестиционного потенциала всех субъектов газового рынка, в том числе независимых производителей газа;

получение максимальной выгоды от экспорта газа и сокращение возможных потерь экспортной выручки от перехода к спотовой торговле газом в Европе путем сохранения единого канала экспорта природного газа и заключения долгосрочных контрактов;

государственную поддержку взаимовыгодных долгосрочных контрактов на импорт природного газа, позволяющих обеспечить экономию собственных ресурсов и повысить надежность обеспечения углеводородным сырьем российских потребителей, потребителей стран-участников Содружества Независимых Государств и стран дальнего зарубежья;

совершенствование форм организации и участия государства в управлении газовой отраслью, максимальную регламентацию мер государственного регулирования и повышение их эффективности;

формирование и развитие рынка газа на основе создания равных условий для всех производителей и потребителей газа.

Реформирование внутреннего рынка газа будет осуществляться в соответствии с законодательством Российской Федерации и носить плавный, поступательный характер. При этом предусматривается:

поэтапное повышение цен на газ на внутреннем рынке, переход к реализации газа по рыночным ценам для обеспечения самофинансирования субъектов рынка, объективной оценки потребительских свойств газа;

переход от регулирования оптовой цены на газ к установлению единого для всех производителей газа тарифа за его транспортировку;

предоставление потребителям газа адаптационного периода для приспособления к меняющимся условиям функционирования рынка газа;

защита социально чувствительных категорий потребителей от резких колебаний цен на газ;

развитие инфраструктуры внутреннего рынка для перехода на реализацию

газа по рыночным ценам;

создание условий для развития независимых производителей газа;

создание условий для формирования недискриминационного доступа к системе магистральных газопроводов всех участников рынка;

в среднесрочной перспективе сохранение единой системы газоснабжения в качестве единого инфраструктурного технологического комплекса, ее

развитие за счет сооружения и подключения к ней новых объектов любых форм собственности (в том числе на основе долевого участия);

создание условий для формирования конкуренции в тех сегментах газового рынка, где это возможно и экономически целесообразно (сбыт, добыча и хранение газа в подземных хранилищах), что обеспечит в перспективе снижение издержек, повышение эффективности и качества услуг, оказываемых субъектами рынка.

Результатом государственной политики в области развития газовой отрасли должно стать максимально эффективное, надежное и сбалансированное обеспечение потребностей страны в газе на основе развития предпринимательства, либерализации рынка газа при планомерном снижении государственного регулирования вне естественно-монопольной сферы деятельности.

14.1.9. Ещё раз об основных проблемах газовой отрасли

Давайте кратко подытожим те из основных проблем газовой отрасли, которые непосредственно влияют на формирование рынка газа в России. В предыдущих разделах все они в той или иной степени уже были рассмотрены, поэтому заранее просим у читателя прощения за подобный повтор.

14.1.9.1. Исчерпание эффективных ресурсов газа

Одной из важнейших проблем является прогрессирующее исчерпание высокоэффективных запасов газа, что в перспективе грозит дефицитом газа на внутреннем рынке. Основным поставщиком газа на внутренний рынок является ОАО «Газпром». Однако за последние годы именно в его деятельности наметились существенные негативные тенденции, в том числе и по добыче газа (*табл. 14.1*).

Падение добычи газа связано с целым рядом причин. До 1998 г. — это снижение объёмов внутреннего потребления вследствие постоянного спада производства практически во всех отраслях экономики, а также из-за низкой платежеспособности как внутренних потребителей, так и потребителей в странах СНГ. После финансового кризиса в августе 1998 г. на первый план вышло несоответствие цен на газ на внутреннем рынке России растущим издержкам отрасли на поддержание достигнутых уровней производства. Наконец, спад 2001 г. обусловлен отставанием ввода производственных мощностей в период 1997-2000 гг. и ухудшением условий разработки базовых месторождений отрасли. Но есть и ещё одна, общая для всех 90-х годов, причина. Она состоит в том, что практически 85% добычи газа осуществляется на месторождениях с падающей добычей. Темпы снижения отборов газа по действующим месторождениям «Газпрома» составляют около 20 млрд. м^3 в год. В настоящее время добыча газа (более 80%) связана с разработкой гигантских сеноманских залежей Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири, для которых характерны исключительно благоприятные условия эксплуатации:

небольшая глубина залежей, высокая начальная продуктивность скважин (до 3 млн. м³ в сутки) и отсутствие в составе газа агрессивных компонентов.

Именно эти условия обеспечивают чрезвычайно низкие (по мировым меркам) издержки добычи газа, которые, по данным «Газпрома», составляют 2 долл./тыс. м³ на Уренгойском и 5,4 долл./тыс. м³ на Медвежьем месторождениях [96, 97] и позволяют особо не задумываться ни о снижении себестоимости продукции, ни о рационализации расходов в компании. Дешевая добыча покрывает все: и неэффективный менеджмент, и высокие транспортные издержки, и чрезвычайно низкую эффективность использования газа у потребителей.

Однако расчеты показывают, что богатейший ресурс сеноманского газа исчерпан более чем на 50%, что предопределяет, прежде всего, дальнейшее падение добычи на месторождениях-гигантах. Некоторое время компенсировать падение добычи газа в ОАО «Газпром» позволит ввод в эксплуатацию последнего в этом районе крупного месторождения — Заполярного. Однако ввод его сможет компенсировать падение добычи примерно в течение 3-х лет, то есть не столько решить проблему, сколько отодвинуть ее решение на несколько лет. При этом надо учитывать, что стоимость добычи газа на Заполярном месторождении составляет уже 17,5 долл./тыс. м³, то есть почти в 9 раз выше, чем на Уренгойском месторождении. Других подобных месторождений—гигантов с аналогичными условиями добычи у «Газпрома» нет.

Наступает период освоения большого количества менее крупных месторождений (порядка 3-5 месторождений ежегодно), а также модернизации действующих месторождений с переходом на более глубокие горизонты ачимовской свиты. Разведка, освоение и добыча газа из менее крупных месторождений требует значительно больших затрат, чем для эксплуатирующихся в настоящее время сеноманских залежей (примерно в три раза). Расчеты показывают, что стоимость добычи газа на подобных месторождениях (например, Адерпаютинском — одном из лучших из них) составит не менее 23,3 долл./тыс. м³, а на реконструируемых месторождениях-гигантах с переходом на извлечение низконапорного газа и на разработку ачимовских отложений будет еще выше — до 28,8 долл./тыс. м³ на Уренгойском и до 39,2 долл./тыс. м³ на Медвежьем месторождениях [96, 97].

Еще более высокая стоимость добычи газа ожидается на Штокмановском (шельф Баренцева моря) месторождении и на полуострове Ямал. Однако, по имеющейся информации, в настоящее время ни ОАО «Газпром», ни другие производители газа не имеют реальных и достаточных инвестиционных ресурсов для освоения новой ресурсной базы с повышенной себестоимостью добычи. Не готово к использованию такого дорогого газа и большинство потребителей России, избалованных стабильно низкими ценами на газ.

14.1.9.2. Ценообразование на газ

В течение 90-х годов имело место искусственное сдерживание внутренних цен на природный газ. До начала проведения экономической реформы цены на топливно-энергетические взаимозаменяемые ресурсы устанавлива-

лись централизованно, с учетом их качества и эффективности использования. К моменту либерализации, т.е. к 1992 г., соотношение цен на уголь, газ и мазут составляло, соответственно, 1 : 1,3 : 1,7. В октябре 1992 г. цены на нефть и нефтепродукты стали формироваться относительно свободно, а затем были освобождены цены на уголь. Их рост до уровня мировых не произошел благодаря низкому платежеспособному спросу и наличию балансовых заданий по поставкам на внутренний рынок. Цены же на газ, регулируемые государством, подвергались и подвергаются искусственному сдерживанию в надежде на то, что «газовая пауза» будет способствовать развитию других отраслей экономики.

В результате этого газ обесценился и на рубеже веков стал в два раза дешевле угля и в 4-5 раз дешевле мазута. При этом за период «замораживания» цен на газ ожидаемого экономического подъема страны так и не произошло. Наоборот, число убыточных предприятий в целом по России возросло с 42 до 48,3%. Более того, иллюзия неограниченности и дешевизны энергоресурсов консервирует техническую отсталость предприятий, субсидирует зачастую непроизводительные собственные расходы, а также стимулирует расточительное потребление энергоресурсов и сбыт продукции экспортно-ориентированных производств по демпинговым ценам. Заниженные цены на природный газ неизбежно привели к повышенному спросу на него и сформировали в стране нерациональную структуру топливно-энергетического баланса [96].

Экономический перекос привёл к резкому росту привлекательности природного газа для потребителей, а снижение правовой и финансовой дисциплины — к возможности накапливать долги потребителей, то есть попросту не оплачивать приобретённую продукцию. Это стало возможным из-за специфической особенности природного газа как продукта, поскольку его трудно аккумулировать в больших количествах.

В частности, в 1997-1999 гг. регулируемые государством цены оставались практически неизменными. Эффект от снижения в начале 1999 г. акциза на газ в 2 раза был полностью перекрыт инфляцией уже в течение года. Повышение цен на газ в конце 1999 г. и в середине 2000 г. в целом только компенсировало инфляцию за этот период, а новое повышение в 2001-2002 гг. всего лишь снизило убыточность поставок газа на внутренний рынок России.

Итак, низкие внутренние цены газа не отражают его реальной потребительской ценности по сравнению с альтернативными видами топлива (углем и мазутом) и формируют искаженные потребительские предпочтения, не стимулируют газосбережение.

Сохранение льгот и субсидий отдельным категориям потребителей только усугубляет обозначенные диспропорции. Ситуация на региональных рынках осложняется тем, что около 40% населения получает сетевой и сжиженный газ по льготным ценам. Хотя выпадающие доходы ГРО должны компенсироваться из средств федерального и местных бюджетов, эти условия часто не соблюдаются, так что фактически эти расходы в значительной степени несут газораспределительные организации, особенно в регионах, где доля населения в потреблении газа составляет 40-50% и более.

Проводимая тарифная политика привела к тому, что с 1996 по 1999 гг. доходы ОАО «Газпром» от внутренних продаж снизились на 20%. При этом

платежи в деноминированных рублях за экспорт в Европу увеличились в период между 1998 и 1999 гг., в основном вследствие ценовой девальвации в России.

Таким образом, соотношение платежей за газ европейских и российских потребителей изменилось с менее чем два к одному в 1996 г. до почти шести к одному в 1999 г., притом что уровень европейских цен на газ упал до критически низкой отметки. В 2001 г., когда уровень цен на газ в Европе вырос (до 136 долл./1000 м^3), соотношение внутренних и экспортных цен достигло девяти к одному и сохранялось примерно таким большую часть 2002 г.

14.1.9.3. Неплатежи

Вплоть до 2000 г. массовые неплатежи потребителей за газ представляли собой самую серьезную экономическую проблему: общий объем просроченной задолженности достиг 194 млрд. руб., что приблизительно соответствовало объему реализации газа за этот год. Объем задолженности российских потребителей достиг 119 млрд. руб., а стран СНГ — 75 млрд. руб. Практически все категории потребителей имели задолженность в оплате за газ: основными должниками являлись организации бюджетной сферы, существенные долги имели также предприятия энергетики и коммунально-бытового сектора, а также население (около 2 млрд. руб.). Основными причинами возникновения неплатежей были жесткое ограничение государством денежной массы и отсутствие эффективных судебно-правовых и регулирующих механизмов.

С 2000 г. ситуация с неплатежами за газ в корне изменилась. Впервые за много лет суммарные выплаты потребителей превысили объемы текущих платежей за газ, а к концу года оплата в денежной форме приблизилась к 100%. Это было достигнуто благодаря:

- существенному увеличению (в 1,6 раза) объема находящейся в обращении денежной массы, что увеличило оборотные средства потребителей газа;
- активной политике исполнительной власти по повышению платежной дисциплины и резкому сокращению состава «неотключаемых» потребителей;
- введению главной сбытовой организацией отрасли — ОАО «Межрегионгаз» — новых контрактных условий поставки газа, дифференцирующих уровни тарифа и ценовые поставки в зависимости от платежной дисциплины потребителей.

В настоящее время остается нерешенной проблема оплаты накопленных долгов за газ: ее погашение или реструктуризация является необходимым условием финансового оздоровления отрасли.

14.1.9.4. Налоговая система

В рамках перехода к либерализации рынка газовикам предстоит решить еще один не менее важный вопрос — налоговый. По мнению заместителя Министра энергетики Г.С. Устюжанина, действующий режим налогообложения не учитывает особенностей работы как независимых организаций,

так и самого ОАО «Газпром» [98]. В частности, до 1 июля 2001 г. действовала нулевая ставка акциза на газ, добываемый независимыми компаниями, а теперь на них распространяются общие правила налогообложения. Другой аспект этой проблемы — переход от уплаты акциза при реализации газа конечному потребителю к уплате акциза при реализации газа на устье скважины. При этом, как и в нефтяной отрасли, ставка акциза должна учитывать особенности условий добычи газа. По мнению представителей Минэнерго России, дифференцированный подход к налогообложению позволит обеспечить рентабельную добычу газа на различных месторождениях, в том числе месторождениях ОАО «Газпром», вступивших в стадию падающей добычи.

Г.С. Устюжанин считает также, что сегодня существует острая необходимость в разработке нормативных и правовых актов, позволяющих учесть особенности налогообложения организаций, осваивающих месторождения с трудноизвлекаемыми запасами и в тяжелых горно-геологических и климатических условиях. Для ускорения данного процесса Минэнерго России предлагает объединить усилия с акционерными обществами и компаниями нефтегазового комплекса по разработке документов, чтобы обратиться в Правительство с соответствующими предложениями.

Несовершенством законодательства в нефтегазовой сфере обеспокоены и депутаты Государственной Думы. Так, 20 февраля 2002 г. на совместном заседании Межфракционного депутатского объединения «Энергия России» и комитета Государственной Думы по энергетике было решено отстаивать поправки в Закон «О естественных монополиях». Депутаты намерены добиваться, чтобы Правительство получило дополнительное право на регулирование доступа недропользователей к магистральным трубопроводам — в целях регулирования энергетического баланса и соблюдения требований энергетической безопасности страны. Будут также предлагаться поправки в Закон «О недрах» (в части определения статуса малых и средних организаций — недропользователей и закрепления приоритетного права пользования недрами за предприятием, разведавшим участки недр за счет собственных средств) [99].

14.1.9.5. Дефицит инвестиций

В течение последних лет предприятия газовой промышленности испытывают острый дефицит собственных финансовых средств. Это обусловлено целым рядом экономических, внутрипроизводственных и организационных факторов. Несмотря на улучшение положения в 1999-2000 гг., финансовое положение предприятий газовой промышленности по-прежнему не позволяет вводить в действие в необходимых объемах новые мощности по добыче, переработке и транспорту газа. Причин тут несколько.

Во-первых, это низкие внутренние цены на газ и неплатежи потребителей, о чем уже было сказано выше. Во-вторых, осложняет ситуацию наличие большого объема обязательств по привлечению в период неплатежей (1994-1998 гг.) кредитов в иностранной валюте. В результате девальвации рубля (1998 г.) стоимость обслуживания валютных кредитов существенно (в 4-5 раз) возросла. В-третьих, усугубляет положение жесткий налоговый пресс. Налоги

и различные платежи уже составляют 45% в структуре оптовой цены на газ. В совокупности налоговые платежи ОАО «Газпром» (включая таможенную пошлину) в бюджеты всех уровней в 2000 г. возросли до 230 млрд. рублей, что более чем в 2 раза превышает стоимость годового объема газа, реализуемого на внутреннем рынке. Недостаток инвестиций в расчете на год для поддержания стабильного уровня добычи газа компанией (530 млрд. м^3) и транспортных мощностей оценивается в 100 млрд. рублей, что равно годовому объему инвестиций.

Основные направления инвестиций в ГРО — это газификация регионов России при коренной реконструкции уже существующих распределительных сетей, причем механизм финансирования этих направлений различен. Первое направление финансируется в основном из федерального и регионального бюджетов, второе — из амортизации и прибыли ГРО. По данным ОАО «Росгазификация», текущее финансирование программ реконструкции распределительных сетей в ГРО практически полностью осуществляется за счет внутренних источников, которые обеспечивают не более 15-40% от потребности. Недостаточные объемы инвестиций обусловлены, во-первых, действующими линейными нормами амортизации и, во-вторых, тем, что 20% ГРО имеют отрицательную балансовую прибыль, а в большинстве рентабельных компаний наблюдается ее существенное снижение.

14.1.9.6. Проблемы внешних рынков газа

Россия — крупнейший в мире экспортер газа, обеспечивающий около 1/3 всего его мирового экспорта (1995 г. — 38,8%, 2000 г. — 32,5%). Однако весь экспорт газа осуществляется по магистральным газопроводам и подается в одном — западном направлении. Основной рынок российского газа — европейский — страны Центральной и Западной Европы, прежде всего — страны ЕС. Этот рынок останется для России важнейшим и в предстоящие 20-25 лет. На масштабы экспорта природного газа из России в Европу будут оказывать влияние такие факторы, как:

— конкуренция между газом и нефтью, а также другими энергоносителями;

— конкуренция между различными поставщиками газа.

Оба вида конкуренции, которые российскому газу предстоит преодолеть на европейском рынке, связаны с ценами на энергоносители. На их динамику большое влияние будет оказывать реализация концепции либерализации газовых рынков в странах ЕС, принятой в последние годы. Основная цель подобной либерализации — снизить цены на газ для европейских потребителей. По оценкам, можно рассчитывать на снижение конечных цен потребителей в ближайшие 5-7 лет на 25-40%. На достижение этой цели направлены и такие меры ЕС, как недопущение монопольных объединений поставщиков газа, введение квот на страновые поставки (хотя речь и идет о возможности их отмены) и др.

Основными конкурентами российскому газу на рынке ЕС в настоящее время являются Норвегия и Алжир. В предстоящие 10-15 лет возможно начало

крупномасштабных поставок на этот рынок природного газа из государства Центральной Азии и Ближнего Востока.

Рынок стран СНГ, на который поступает около 12% производимого в России газа, в настоящее время менее привлекателен для российских компаний, чем рынок Центральной и Западной Европы. Но по этим же причинам он и остается полностью под контролем российских компаний. С нарастанием экономического роста в странах СНГ и возможностью полной оплаты газа по ценам, близким к ценам на западноевропейском рынке, борьба за рынок СНГ возрастет. Задачи России — сохранить здесь свое монопольное положение (включая рынки Армении и Грузии).

Прежнее руководство ОАО «Газпром» долгое время не проявляло никакого интереса к перспективным восточным рынкам газа, прежде всего стран АТР. С этим была связана пассивность «Газпрома» и в отношении Ковыктинского проекта, и сахалинских проектов, и в отношении освоения других месторождений газа на Востоке России. В определенной мере этим же объясняется и отношение «Газпрома» к освоению ресурсов газа в странах Центральной Азии. Положение стало меняться лишь в конце 90-х годов, но во многом время было упущено. В настоящее время активно изучаются и прорабатываются проекты альтернативных России поставок природного газа (как сжиженного, так и сетевого) в страны АТР.

Важное место в системе международных отношений занимает транзит энергоресурсов. Проблема транзита основных энергоносителей: газа, нефти и электроэнергии — имеет несколько весьма важных аспектов:

- транзит требует капиталоемких, предназначенных для одной конкретной цели, стационарных инфраструктур;
- нефте- и газопроводы большой протяженности и межгосударственные высоковольтные линии электропередачи предполагают взаимозависимость и риски;
- любая транзитная система по своей природе требует заключения многосторонних соглашений;
- транзит является быстро развивающимся и высокоэффективным видом внешнеэкономической деятельности;
- развитие транзита требует решения ряда политических, экономических, юридических и др. проблем.

Для России, как уже отмечалось выше, с ее уникальным географическим и геополитическим положением, проблемы транзита имеют особое значение — и как для страны, основные экспортные потоки энергоресурсов которой зависят от транзитной политики сопредельных государств, и как для страны, территория которой может стать важным транзитным коридором для энергоресурсов из стран Центральной Азии и Прикаспийских государств. Вследствие этого Россия имеет все необходимые объективные предпосылки для того, чтобы транзит обеспечивал и надежность ее снабжения энергоресурсами, и их эффективный экспорт, и получение дохода от транзитных функций. В полной мере сказанное относится и к природному газу.

14.2. РАЗВИТИЕ НЕЗАВИСИМЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ГАЗА

14.2.1. Независимые производители как участники газового бизнеса

Как весьма справедливо отмечает президент «Союза независимых производителей газа» В.Н. Баранов [58], термин «независимые производители газа», по большому счету, как и все определения, условен. Так, в Статье 2 упоминавшегося выше Закона РФ «О газоснабжении в Российской Федерации» говорится о «независимой организации», как об «организации, которая осуществляет производство и поставки газа и является независимой от организаций — собственников систем газоснабжения и организаций — собственников газораспределительных систем». Здесь же в Статье 5 записано, что независимые организации являются частью Федеральной системы газоснабжения. В этой же статье говорится о независимых организациях независимо от форм их собственности и организационно-правовых форм. Примечательно, что в Статье 27 этого закона сказано об обеспечении недискриминационного доступа уже «любым организациям», осуществляющим деятельность на территории Российской Федерации.

В нормативно-правовом смысле в России устоялся термин «организации, не входящие в ОАО «Газпром». Именно этот термин используется, например, в некоторых постановлениях Федеральной энергетической комиссии (например, в постановлениях о тарифах на услуги по транспортировке газа, произведенного на территории России, по системе магистральных газопроводов ОАО «Газпром» для независимых организаций, не входящих в ОАО «Газпром»).

В постановлениях Правительства говорится о «независимых организациях» (напр., в Постановлении Правительства РФ от 14 июля 1997 г. № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром»*) и «независимых газотранспортных организациях». Так, в уже упоминавшихся «Основных положениях формирования и государственного регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории России», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021, даётся такое определение: «Независимая газотранспортная организация» — организация, имеющая в собственности или на ином законном основании газопроводы, не принадлежащие организациям — собственникам систем газоснабжения (Единой системы газоснабжения, региональных систем газоснабжения)».

А в Постановлении Правительства РФ от 24. 11 .1998 г. № 1370 («Положение об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям») употребляется просто термин «организации». По мнению В.Н. Баранова, «независимыми» можно считать все организации, занимающиеся

---

* Последующими постановлениями Правительства РФ от 20 ноября 1999 г., 2 ноября 2000 г. и 3 мая 2001 г. в заголовок и текст этого Постановления были внесены изменения.

бизнесом по всему газовому циклу или по отдельным его направлениям и не входящие в систему «Газпрома» с юридической, организационной или управленческой точки зрения. К числу независимых организаций он относит:

— мелкие и средние газодобывающие компании;

— вертикально интегрированные нефтяные компании;

— газотрейдерские организации (которые стоят несколько особняком).

Согласимся с классификацией В.Н. Баранова, добавив лишь ещё один тип независимых — региональные газовые компании, образовавшиеся на базе бывшего государственного концерна «Газпром»: ОАО «Норильскгазпром» и ОАО «Якутгазпром».

Самое интересное, пожалуй, состоит в том, что в период становления газового рынка в России интересы и монополиста — ОАО «Газпром», и ВИНК, и других независимых его участников во многом совпадают. Это касается, прежде всего, таких вопросов, как ценообразование на газ и сокращение сферы государственного регулирования его оптовых цен; формирование налоговой системы, которая бы стимулировала разработку трудноизвлекаемых запасов и истощённых месторождений; совершенствование режима недропользования и ряд других.

Однако при этом для независимых производителей и ценообразование, и несовершенство налоговой системы, и действующий режим недропользования становятся зачастую непреодолимым барьером в стремлении развивать свой бизнес.

Так, независимые производители газа являются, как правило, некрупными компаниями, привлекающими инвестиции для реализации своих проектов за счет своих учредителей и акционеров, а также широко использующими заемные средства. Кроме того, независимые производители часто разрабатывают месторождения со сложными горно-геологическим условиями. Эти факторы объективно повышают себестоимость добычи газа у «независимых», что приводит к их неконкурентоспособности по сравнению с «Газпромом», реализующим газ по относительно низкой регулируемой цене и покрывающим убытки на внутреннем рынке за счёт экспорта газа в Западную Европу. Таким образом, низкие регулируемые цены на газ являются тормозом, замедляющим развитие добычи газа независимыми производителями. Процесс повышения цены должен быть управляемым со стороны государства и прозрачным для целей государственного регулирования с точки зрения обоснованности величины и темпов роста. По оценкам, которые уже приводились выше, поэтапное повышение оптовых цен на газ с темпом до 30% в год не должно вызвать чрезмерных негативных последствий для промышленности, особенно для экспортно-ориентированных отраслей.

Остается весьма несовершенной система налогообложения независимых организаций. Как уже отмечалось, зачастую независимые производители добывают газ в сложных горно-геологических условиях, где запасы отнесены к категории трудноизвлекаемых. При этом действующий режим налогообложения не учитывает этих особенностей производства. Назрела острая необходимость в разработке нормативных и правовых актов, позволяющих учесть необходимые особенности налогообложения организаций, осваивающих месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Еще один аспект этой

проблемы — переход от уплаты акциза при реализации газа конечному потребителю к уплате акциза при реализации газа на устье скважины. Дифференцированный подход к налогообложению позволит обеспечить рентабельную добычу газа из различных месторождений, в том числе и месторождений «Газпрома», вступивших в стадию падающей добычи.

В России в газовом бизнесе действует около полутора десятков независимых компаний — «ИТЕРА», «Дитгаз Хандельсхаус Гмбх», «СИБУР», «Томскгазпром», «ТД Союз», «Транснефтегаз УТ», «Иннефтегазстрой», «Газбытсервис», «Газсервис МК», «Оптимагаз», «Роснефть-Краснодарнефтегаз», «Адыгеянефтегаз», «Калмгаз», «Нефтегазпоставка» и ряд других. По объемам продаж лидирует Международная группа компаний «ИТЕРА» — в 2000 г. этот показатель составил около 80 млрд. м^3 газа. По объемам ежегодных продаж компания близка к тому, чтобы обойти такие крупные европейские концерны, как «Ругаз», «Газ де Франс» и «Бритиш газ». Компания добывает газ на российских месторождениях и продает его вместе со среднеазиатским топливом как в самой России, так и в Украине, Белоруссии, Молдове, Азербайджане, Армении, Грузии, Казахстане, Узбекистане и странах Балтии.

Особую роль в становлении независимых производителей газа в России играют МК «ИТЕРА» и «Союз независимых производителей газа».

Правда, в условиях переходного периода говорить о каких-либо устойчивых тенденциях в развитии экономики и её отраслей, а тем более о лидерстве той или иной компании, можно весьма и весьма условно. Возьмём, например, банковский сектор российской экономики и вспомним о его бессменных лидерах 1995-1998 гг. — Инкомбанке, Менатепе, Мостбанке, СБС-Агро и др.: где они сейчас?!

14.2.2. Международная группа компаний «ИТЕРА» и Союз независимых производителей газа

«ИТЕРА» была основана в 1992 г. как торговая компания, занимающаяся покрытием спроса на потребительские товары в бывших республиках СССР. На начальном этапе своей деятельности она занималась поставками промышленной продукции, нефти и нефтепродуктов, продовольствия. На рынок газа «ИТЕРА» впервые пришла в 1994 г., после того как туркменские компании, с которыми она торговала, смогли оплачивать поставляемые товары только газом. Вскоре деятельность на рынках природного газа стала приоритетным направлением бизнеса компании. Таким образом, компания стала торговать газом и, как следствие, организовывать поставки и продажу газа потребителям в России и других странах СНГ. В последующий период начался постепенный рост «ИТЕРЫ». Уникальной чертой деятельности «ИТЕРЫ» является не просто скорость, с которой она выросла, а способ, с помощью которого она преодолела препятствия неденежных расчетов и взаимозачетов, применяя навыки торговой компании, занимающейся бартером. У компании также имеются существенные негазовые инвестиции: сталь (Молдова), пластмассы (Россия), золото (Монголия).

В настоящее время газовый сегмент составляет порядка 80% совокупного бизнеса «ИТЕРЫ». Традиционными партнерами «ИТЕРЫ» по работе на газовых рынках выступают крупнейшие энергетические компании, такие как российские ОАО «Газпром» и РАО «ЕЭС России», а также газотранспортные предприятия и организации большинства стран на территории бывшего СССР. Во многих совместных проектах, над реализацией которых ОАО «Газпром» и «ИТЕРА» работают в странах СНГ, участвуют правительства этих государств.

Увеличение масштабов и расширение сферы деятельности «ИТЕРЫ» на рынках различных стран привели к созданию группы компаний. Расширяющаяся деятельность «ИТЕРЫ» на газовом рынке России потребовала создания особой управляющей структуры. В конце 1999 г. было образовано ООО «ИТЕРА Холдинг». На Общество с ограниченной ответственностью возложена задача по выработке стратегии ведения бизнеса, управления и координации деятельности российской группы компаний «ИТЕРА», в которую входят «ИТЕРА-Русь» (Москва), «ИТЕРА-Русь» (Салехард), «ИТЕРА М» и Торговый дом «УралСевергаз», которые, в свою очередь, контролируют значительное число дочерних компаний. На сегодняшний день Группа компаний «ИТЕРА» объединяет более 120 дочерних предприятий, проводящих единую политику бизнеса [101].

Совокупный объем реализации природного газа «ИТЕРОЙ» составил в 1998 г. 40 млрд. м^3, нефти и газового конденсата — 500 тыс. т, в 1999 г. — 60,5 млрд. м^3 и 1 млн. т, соответственно. В 1999 г. компания продала около 60,5 млрд. м^3 газа потребителям из России, СНГ и стран Балтии, а в 2000 г. — уже 80 млрд. м^3. С таким уровнем продаж «ИТЕРА» оказалась в первой шестерке газовых компаний мира. Продажи в эти годы складывались из трех основных составляющих:

Производство: в 2000 г. компания добыла около 18 млрд. м^3 газа. Основное производство приходится на Губкинское и Восточно-Таркосаленское месторождения в Западной Сибири.

Покупка газа от российских производителей: ежегодно компания покупала 30 млрд. м^3 газа, который предлагался на комиссию региональными структурами газодобывающего Ямало-Ненецкого округа в Сибири. В свою очередь, ОАО «Газпром» предоставляло ЯНАО газ в качестве уплаты налогов, в том числе и налога на пользование недрами.

Покупка газа из Центральной Азии: ежегодно в Центральной Азии «ИТЕРА» закупала 35 млрд. м^3 газа, в первую очередь в Туркменистане, а также Узбекистане и Казахстане.

В 2001 г. «ИТЕРЕ» удалось сохранить свои позиции в газовом секторе России, на рынках стран СНГ и Балтии: объемы поставок 12 странам этого региона составили около 70 млрд. м^3 газа (*табл. 14.2*). Прибыль Международной группы компаний «ИТЕРА» от реализации газа в 2001 г. достигла 200 млн. долл. [100].

Принятие Государственной Думой Второй части Налогового кодекса РФ, запрещающей уплату налогов в натуральной форме, подстегнуло «ИТЕРУ» к наращиванию собственной добычи газа.

На четырех месторождениях в Ямало-Ненецком автономном округе, разрабатываемых с участием «ИТЕРЫ», в 2001 г. было добыто 23 млрд. м^3 газа, что

составляет больше половины объемов, которые извлекли из российских недр все частные производители природного газа. В 2001 г. был дан старт реализации сразу трех новых проектов «ИТЕРЫ» в сфере газодобычи: компания приступила к освоению в ЯНАО еще двух месторождений — Берегового и Ханчейского, а третий проект связан с разработкой залегающих на сверхбольших глубинах ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

На 2003 г. планы «ИТЕРЫ» — произвести около 30 млрд. м³ природного газа. По её расчетам, расширение ресурсной базы Группы компаний и инвестирование в газовую сферу порядка 1,5 млрд. долл. позволило бы в течение ближайших 7 лет увеличить собственную газодобычу до 80 млрд. м³. Однако, как уже отмечалось, во многом реализация этих планов будет зависеть от темпов реформирования газового рынка, создания инвестиционного климата и т.д. [100]. В 2004 г. «ИТЕРА» планирует увеличить добычу газа до 45 млрд. м³, а к 2007-2010 гг. добыча должна увеличиться до 80 млрд. м³ в год, что и потребует вышеназванных инвестиций в объёме 1,5 млрд. долл. За последние 4 года «ИТЕРА» уже вложила в добычу газа около 800 млн. долл.

«ИТЕРА» намерена расширять свою ресурсную базу и за счет освоения месторождений в ряде государств СНГ. В 2002 г. Группа компаний вместе со своими партнерами приступила к практической реализации проекта по добыче углеводородов в Узбекистане. Это, прежде всего, разработка газовых месторождений Бухаро-Хивинского и Гиссарского нефтегазовых регионов. Соответствующее соглашение было подписано с Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» и нефтяной компанией «Лукойл». Запасы месторождений, вовлеченных в проект, оцениваются в 250 млрд. м³ газа и 10 млн. т жидких углеводородов. Согласно расчетам специалистов, ежегодный объем добычи газа на данных месторождениях может составить 6-7 млрд. м³. В числе ближайших планов Компании также освоение морских и континентальных нефтяных и газовых месторождений Туркменистана. Осуществлением этих проектов «ИТЕРА» займется вместе с российской государственной компанией «Зарубежнефть» путём создания СП, которое станет участником, как минимум, двух нефтегазовых проектов на туркменском шельфе Каспийского моря: блока Челекен и соседнего с ним Блока-1 [100].

Как известно, компанию «ИТЕРА» часто подозревают в аффилированности с ОАО «Газпром». По данным аналитических исследований, сделанных Международным энергетическим агентством [91], это связано с тем, что «ИТЕРА» очень быстро заняла лидирующие позиции на российском рынке газа и в странах СНГ. Этот факт, а также увеличение числа операций, производимых компанией, стали причиной для распространения спекулятивных суждений о характере взаимоотношений «ИТЕРЫ» и ОАО «Газпром». Иногда в западных источниках на «ИТЕРУ» ссылаются как на «подразделение ОАО «Газпром», что обусловлено следующими причинами:

— остаётся неясным, каким образом «ИТЕРА» вместе с консорциумом, в котором она занимает главенствующую позицию, приобрела месторождения газа с общими запасами в 1,8 трлн. м³;

— на каких условиях «ИТЕРА», являющаяся единственным крупным пользователем газопроводной системы ОАО «Газпром», занималась транспортировкой газа;

— каковы отношения собственности между Советом директоров ОАО «Газпром» и «ИТЕРОЙ» [91].

Руководство «ИТЕРЫ» постоянно утверждает, что Компания действует независимо от ОАО «Газпром», не покупает у него газ и оплачивает транспортируемый газ в соответствии с установленными тарифами. Кроме того, ни ОАО «Газпром», ни кто-либо из его сотрудников не обладает ни одной акцией «ИТЕРЫ».

В 2001 г. Правительство РФ поручило Счётной палате проверить взаимоотношения «ИТЕРЫ» и ОАО «Газпром» на наличие нарушений законодательства страны. Аналогичная проверка была поручена и аудитору ОАО «Газпром» — аудиторской компании «PricewaterhouseCoopers».

Согласно официальному отчету Счетной палаты, обе компании были «независимы в коммерческой деятельности» [103].Счетная палата проверила все 70 работающих в России компаний, которые входят в группу под названием «ИТЕРА» с целью выяснения подлинного характера взаимоотношений последней с ОАО «Газпром». Проверка, в частности, показала, что «ИТЕРА» в полном объеме выполнила условия, прописанные при покупке трех российских газодобывающих компаний в Ямало-Ненецком автономном округе, где «ИТЕРА», в основном, и производит добычу газа: «Пургаза», «Роспан Интернешнл» и «Таркосаленефтегаза». В этих компаниях «ИТЕРЕ» принадлежат контрольные пакеты акций.Главной претензией Счетной палаты к «ИТЕРЕ» в отчете было то, что Компания за два года заплатила в бюджет слишком мало налогов. С оборота в 3 млрд. долл. и чистой прибыли в 240 млн. долл. «ИТЕРА» заплатила всего 3 млн. долл. налогов. Тем не менее, в соответствии с российским законодательством, нарушений обнаружено не было.

К аналогичным выводам пришла и аудиторская компания [90, 91].

Некоммерческая организация «Союз независимых производителей газа» («Союзгаз») была создана в декабре 2001 г. девятью не входящими в структуру ОАО «Газпром» газодобывающими предприятиями. В «Союзгаз» вошли: ОАО «Минлей», ОАО «Иртышнефтегаз», ОАО «Пурнефтегазгеология», ОАО «Нефтяная компания Таркосаленефтегаз», ОАО «Ханчейское НГДУ», ОАО «Новафининвест», ОАО «Севернефтегазпром», ЗАО «Пургаз» и ОАО «Национальные нефтегазовые технологии». Как отмечали сами организаторы «Союзгаза», образование «Союза независимых производителей газа» — это, прежде всего, реакция на неблагоприятные, а часто и дискриминационные по сравнению с «Газпромом» условия работы этих производителей.

Главными целями объединения независимых производителей газа являются:

- объединение усилий всех компаний-участников для решения общих проблем независимых производителей газа;
- представление и защита интересов независимых производителей газа во властных структурах всех уровней;
- создание информационной инфраструктуры развития сектора независимых производителей газа;
- продвижение интересов независимых производителей газа на международной арене.

Поскольку независимый газовый бизнес в России очень динамичен, состав участников «Союза независимых производителей газа» меняется. Так, некоторые компании, войдя в структуру «Газпрома», потеряли статус «независимых», а потому вынуждены были выйти из «Союза».

Во второй половине 2002 г. членами «Союзгаза» являлись девять компаний: ОАО «Пурнефтегазгеология», ОАО «Таркосаленефтегаз», ОАО «Ханчейское НГДУ», ОАО «Новафининвест», ОАО «Арктикгаз», ОАО «Сибирская нефтегазовая компания», ЗАО «НортГаз», ОАО «Национальные нефтегазовые технологии», «Центр Рус Газ».

14.2.3. Общие проблемы и интересы независимых производителей газа

Естественно, что между интересами отдельных участников российского газового рынка имеются и большие расхождения. И «водораздел» интересов проходит здесь между ОАО «Газпром» и аффилированными с ним структурами, с одной стороны, и всеми остальными участниками рынка — с другой. Это, в первую очередь, такие вопросы, как доступ к магистральным газопроводам, уровень тарифов на транспортировку газа, право на экспортные поставки газа, участие в работе газовой биржи и многие другие, которые в той или иной степени более подробно будут рассмотрены ниже.

Здесь лишь отметим, что на рубеже XX и XXI веков независимые производители газа стали уже достаточно значимым сегментом российской газовой отрасли.

Особый интерес к деятельности независимых производителей спровоцировало уже отмеченное выше падение добычи газа в стране, и особенно в ОАО «Газпром». Это падение породило целый ряд достаточно пессимистических прогнозов развития газовой отрасли. Так, в аналитической записке, подготовленной специалистами Минэнерго России в середине 2000 г., отмечается, что уже в ближайшем будущем страна столкнется с угрозами энергетической безопасности [104]. В этом документе подчеркивается удручающее состояние основных производственных фондов: седьмая часть всех магистральных газопроводов России эксплуатируется уже свыше 30 лет, пятая часть — от 20 до 30 лет и третья часть — от 10 до 20 лет. Реконструкция и модернизация технического состояния отрасли требует колоссальных капиталовложений. Одна лишь программа ОАО «Газпром» по модернизации газоперекачивающих агрегатов оценивается в 3,0 — 3,5 млрд. долл. Замена действующих агрегатов на новые, более производительные, позволит существенно сократить потери топливного газа. Однако инвесторы и кредиторы, знающие о том, что российское законодательство фактически не защищает их права, вряд ли в ближайшие годы рискнут прийти в Россию.

Не менее пессимистические выводы сделаны экспертами восточноевропейского отделения американского аналитического центра «Ист Юропиан газ анализис инк.», которые внимательно изучили деятельность ОАО «Газпром» за последние три года [105].

Из подобных оценок ситуации многими экспертами делался и главный вывод: при существующей экономической конъюнктуре, налоговом и

таможенном режимах ОАО «Газпром» не в состоянии самостоятельно решить все проблемы отрасли. Усилия гиганта концентрируются на решении «горящих» задач — бесперебойном снабжении газом российских потребителей, выполнении обязательств по экспортным поставкам в страны Европы, поддержании в рабочем состоянии действующего производства. Образно говоря, российская газовая труба, на которой в значительной мере держится экономика государства, может «лопнуть» в любой момент. Тем не менее, произведенные в последнее время исследования свидетельствуют о том, что задача роста добычи и воспроизводства запасов газа может стать вполне реальной. И российские, и американские эксперты едины при этом в главном: необходимо использовать потенциал независимых компаний — производителей газа [58, 104-106].

Здесь вполне уместно отметить, что уже сегодня эффективность добычи газа у некоторых независимых производителей существенно выше, чем у ОАО «Газпром». Так, объем добычи условного топлива в расчете на одного сотрудника выглядит следующим образом: у ОАО «Газпром» — 0,104 тыс. т в месяц, у Тюменской нефтяной компании — 0,133 тыс. т в месяц, а у независимой газодобывающей компании «Нортгаз» — 1,267 тыс. т [107].

В пользу независимых производителей — а это, как было отмечено выше, в первую очередь, ВИНК, новые и региональные газовые компании — свидетельствует и распределение запасов газа по недропользователям (**рис. 14.1**). Сравнение их структуры со структурой добычи газа в стране показывает, что ОАО «Газпром», владея 65% запасов газа, обеспечивало в 2000 г. 90% его добычи (**рис.14.2**). Однако уже в ближайшие годы ситуация может измениться (**рис. 14.3**).

Что касается более отдалённой перспективы, то и ВИНК, и новые газовые компании имеют в области добычи газа весьма амбициозные цели, о которых будет сказано ниже, в разделе 14.2.3.

Среди основных условий, обеспечивающих реализацию подобных планов, независимые производители газа, прежде всего, называют следующие:

1. Доступ к системам магистрального транспорта газа:

— переход от разрешительной к уведомительной процедуре оформления доступа к системам магистрального транспорта и газораспределительным сетям (в особенности для попутного нефтяного газа);

— отмена монополии ОАО «Газпром» на экспорт газа, предоставление независимым производителям прав экспортёра газа. Квотирование объёмов экспорта газа.

2. Совершенствование налогообложения:

— нулевой акциз на разведку запасов газа, на доставленный конденсат и пропан-бутановую смесь (ШФЛУ);

— освобождение средств, направляемых предприятиями на развитие систем сбора, переработки, транспорта попутного нефтяного газа, от налога на прибыль, а имущества этих объектов — от налога на имущество;

— освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на освоение газовых и газоконденсатных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, удалённых от систем магистральных газопроводов.

3. Совершенствование ценообразования:

— отмена государственного регулирования цен на газ, кроме предприятий энергетики и для населения;

— установление чётких критериев формирования государственных тарифов на транспорт газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям, обеспечивающих развитие систем без прямого участия независимых производителей.

При этом считается, что решение о доступе независимых производителей газа к транспортной системе должно быть интересно, прежде всего, потребителям, так как в результате создания торговых площадок по торговле газом потребители смогут выбирать наиболее дешёвого поставщика. Но такие площадки реально заработают только в том случае, если производители смогут пользоваться трубопроводами наравне с ОАО «Газпром», а для этого транспортная инфраструктура должна принадлежать государству, как, например, «Транснефть», или как создаваемая сетевая компания в электроэнергетике. Безусловно, при этом необходимо полностью пересмотреть формирование тарифов на транспортировку газа по магистральным газопроводам, обоснованность которых не очевидна, и, возможно, установить для независимых те же тарифы, что и для ОАО «Газпром».

По многим из вышеназванных позиций мнения и ВИНК, и новых газовых компаний, как уже было отмечено выше, практически единодушны. К таким позициям относится, прежде всего, необходимость совершенствования ценообразования на газ — вернее, переход от государственного регулирования цен на газ для промышленных потребителей (по мнению «ИТЕРЫ» — и для электроэнергетики) к формированию полноценного газового рынка, а также постепенное сокращение разрыва между внутренними и мировыми ценами на газ (переход к равновесным ценам).

Ключевым условием развития конкурентного рынка является осуществление мер по повышению эффективности ценовой политики и внедрению рыночных принципов ценообразования. Ещё раз повторим: низкие цены на газ лишают производителей газа возможности вкладывать необходимые средства в поддержание и наращивание добычи. Приведение цен на газ к паритету с другими видами топлива, а также с ценами на газ на близлежащих рынках является важнейшим шагом к дальнейшему развитию рыночных реформ, организации современного рынка газа. Основными путями реформирования газовой отрасли являются: поэтапное индексирование внутренних цен на газ для основной массы потребителей и наращивание объёмов продаж по свободным ценам для группы высокодоходных потребителей.

Единодушны компании и в том, что необходим отказ от необоснованного сдерживания цен на газ как средства государственной экономической поддержки отечественных товаропроизводителей: практика показала, что эта мера лишь поощряет неэффективных хозяйственников. Цены на газ должны повышаться темпами, обеспечивающими, с одной стороны, инвестиционные потребности газовых компаний, а с другой — «посильную» финансовую нагрузку для потребителей. Иными словами, нужна государственная программа поэтапного повышения цен на газ, и чем скорее она будет разработана и принята, тем быстрее начнётся приток инвестиционных ресурсов в газовую отрасль.

В этих условиях высокие цены на газ будут являться (при надлежащем государственном контроле за эффективным использованием доходов газовых компаний) своеобразным залогом обеспечения энергетической безопасности страны в части газовой отрасли, а соответствующая разница в цене может рассматриваться как плата за надёжные и безопасные поставки газа (в том числе и будущие), как плата за «энергетическую безопасность».

Другая позиция, по которой у независимых производителей газа нет разногласий, это установление единой ставки тарифов за транспортировку газа независимо от направления транспортировки и структуры капитала собственника газа с одновременным усилением государственного контроля обоснованности затрат и инвестиций, включаемых в тарифы на транспортировку газа. Практически нет разногласий у независимых производителей и по вопросу квот на экспорт газа. И ВИНК, и новые газовые компании сходятся во мнении, что все производители газа должны иметь квоту на поставку газа в дальнее и ближнее зарубежье и потребителям газа в России пропорционально своей добыче. Это обеспечит равные условия для всех производителей газа при его реализации. Квота на поставку газа на экспорт может быть реализована только при исполнении квоты на поставку газа потребителям Российской Федерации.

При этом многие независимые производители понимают, что свободная конкуренция российских компаний между собой на европейском рынке газа будет иметь для них больше «минусов», чем «плюсов». В качестве способа решения этой проблемы предлагается, в частности, в целях упорядочения экспорта газа, недопущения недобросовестной конкуренции и демпинга цены, обособить в рамках ОАО «Газпром» ВЭП «Газэкспорт», наделив его правами комиссионера всех внешних квот газа. Тем самым государство будет иметь возможность наблюдать за ценой на выходе за пределы РФ, наблюдать за возвратом валютной выручки, контролировать уплату налогов производителями газа, трейдерами и другими участниками газового рынка, препятствовать осданию валютной выручки за пределами страны.

Ряд независимых производителей газа, работающих (или намечающих работать) с ачимовскими отложениями, считает необходимым разработать специальный комплекс мер, стимулирующий недропользователей, осваивающих эти отложения. Для этого требуется, прежде всего, разработать нормативную базу, определяющую понятие «трудноизвлекаемые запасы», а также отнести к таковым месторождения ачимовских отложений Западной Сибири. Имеются также предложения об освобождении от налогообложения работ (или доходов), связанных с эксплуатацией малодебитных и ранее бездействующих скважин, об установлении нулевой ставки акциза и экспортной пошлины при поставке газа российским потребителям и в государства СНГ и др. Большинство подобных предложений выдвигается в качестве меры (или средства) для увеличения добычи газа на период, предшествующий переходу на свободные цены на газ, или вместо подобного перехода, поскольку, мол, «правительство на такой шаг в ближайшие годы не решится».

Наряду с вышеназванными специфическими проблемами независимых производителей газа есть и целый ряд более общих проблем, определяющих перспективы развития всей нефтегазовой промышленности. В их решении в

той или иной степени заинтересованы и новые производители газа, и региональные газовые компании, которые обслуживают изолированные регионы, — «Норильскгазпром», «Камчатскгазпром», «Якутскгазпром», «Сахалинморнефтегаз», ВИНК и само ОАО «Газпром». Эти проблемы касаются, прежде всего, развития сырьевой базы отрасли и совершенствования налоговой системы в нефтегазовом комплексе.

Для решения вышеназванной проблемы предлагается:

1. Разработку основных параметров федерального бюджета осуществлять непрерывно на трех-, пятилетний период в увязке не только с параметрами соответствующего прогноза социально-экономического развития РФ, но и с Программой поэтапного совершенствования цен на природный газ, о необходимости принятия которой было сказано выше. Для справки: в настоящее время в рамках среднесрочного прогнозирования социально-экономического развития страны на трехлетний срок осуществляется только разработка перспективного финансового плана.

2. Разработку соответствующих параметров федерального бюджета осуществлять в тесной увязке с намечаемыми Федеральной энергетической комиссией мерами по регулированию цен и тарифов на продукцию и услуги естественных монополий.

3. В ежегодных федеральных бюджетах предусматривать специальный резерв средств, необходимых для покрытия разницы на закупку энергоносителей федеральными потребителями, возникающей из-за несоответствия планируемых и фактически складывающихся (в результате превышения фактической инфляции над планируемом её уровнем) цен на топливо и энергию. Остаток средств этого специального резерва должен автоматически переходить на следующий финансовый год.

Последнее предложение особенно важно с позиций энергетической безопасности регионов России, так как позволяет минимизировать угрозы нарушения бесперебойного энергообеспечения стратегически важных федеральных энергопотребителей.

14.2.4. Оценка перспектив и возможностей независимых производителей газа

О том, что в газоснабжении российских регионов независимые производители газа должны играть возрастающую роль, в настоящее время с полной уверенностью говорит большинство экспертов [104-106]. По мнению ряда аналитиков, добыча 700 млрд. м^3 газа в год, как это предусмотрено «Энергетической стратегией России до 2020 г.», без участия независимых производителей невозможна. ОАО «Газпром» в течение всего этого периода сможет лишь поддерживать добычу на уровне 530 млрд. м^3 в год. Остальное — добыча независимых производителей [92].

Сами независимые оценивают свои возможности ещё выше. В *табл. 14.3* приведены данные по ряду таких компаний, однако надо иметь в виду, что определённые планы по добыче газа имеет и ряд других нефтяных компаний — ТНК, «Славнефть», «Сиданко», «Сибнефть» и др., причём речь идёт

в данном случае лишь о тех из независимых производителей, деятельность которых осуществляется в зоне УСГ (за исключением НК «Роснефть», которая намечает масштабную добычу газа на Дальнем Востоке).

Практически все независимые производители газа говорят о планах по дальнейшему наращиванию его добычи. При этом многие из них уже работают над реализацией конкретных проектов, имеют необходимые лицензии, располагают специализированными добывающими предприятиями. К 2005 г. «ИТЕРА» планирует довести добычу до 50 млрд. м³ газа в год, а к 2007-2010 гг. — до 890 млрд. м³ [100]. НК «Роснефть» в ближайшие 5-10 лет планирует довести пропорцию в добыче нефти и газа до 50 : 50. Такие громкие заявления подкрепляются целым рядом газовых проектов компании, часть из которых реализуется уже сегодня. Прежде всего, речь идёт о добыче газа на Харампурской группе месторождений. У «Роснефти» есть ещё три перспективных проекта: добыча газа в Иркутской области, Якутии и на Сахалине. Руководство «Роснефти» уже сегодня характеризует свою компанию как нефтегазовую, поскольку объём её газодобычи приближается к 6 млрд. м³, а с 2003 г. только на месторождениях Харампура будет добываться более 12 млрд. м³ [57, 71].

Одним из потенциальных независимых производителей газа является НК «ЛУКОЙЛ» [71]. Уже к 2015 г. эта компания планирует добывать 40 млрд. м³ газа против 5 млрд. м³ в настоящее время, а в перспективе — до 30% всего российского газа. Инвестиционная программа НК «ЛУКОЙЛ» на ближайшие 5 лет включает вложение 1 млрд. долл. на освоение газовых залежей в Ямале. Компания планирует стать в течение 10 лет вторым после ОАО «Газпром» производителем газа в Европе. Основные изменения должны произойти после 2006 г., когда начнется либерализация газового рынка Европы и перестанут действовать многие эксклюзивные контракты ОАО «Газпром». Компания планирует добывать газ не только на месторождениях Ямала, но и на Северном Каспии, а также в Поволжье. Несколько менее активно, но в том же направлении диверсификации своего традиционного бизнеса работают практически все российские ВИНК.

Ещё около 70 млрд. м³ газа в год могут добывать при благоприятных обстоятельствах и другие независимые производители. В частности, в соответствии со стратегией развития НК «Юкос» на ближайшие 5 лет, предусматривается увеличение добычи газа компанией до 15 млрд. м³ в год [71].

Однако в ближайшие годы у российских ВИНК могут появиться серьёзные конкуренты в лице зарубежных корпораций. Последние уже сегодня являются участниками крупных проектов по добыче нефти и газа на территории России — как в рамках совместных предприятий, так и на условиях СРП.

Параллельно с добычей развивается и «независимая» переработка газа. На данный момент наибольший интерес к этой сфере деятельности проявляет НК «ЛУКОЙЛ», которая активно развивает собственные нефтехимические производства. В 2000 г. она поставила на свои газоперерабатывающие предприятия (Коробковский и Усинский ГПЗ, а также «Пермьнефтегазопереработка») 1,4 млн. т сырья [57].

Правда, анализ показывает, что ряд независимых компаний, особенно ВИНК, прогнозирует свою добычу газа из одних и тех же месторождений, находящихся в настоящее время в нераспределённом фонде.

Кроме того, вполне допустимо, что новое руководство ОАО «Газпром» не согласится с принятой в Обществе стратегией своего развития, ориентированной на стабилизацию в обозримой перспективе добычи газа на постоянном уровне в 530 млрд. м³. А возможностей поучаствовать в «дележе» нераспределённого фонда у «Газпрома» вполне достаточно.

14.2.5. Проблема доступа к магистральным газопроводам

14.2.5.1. Правовая основа регулирования доступа к магистральным сетям

Как уже отмечалось в разделе 14.1.1., впервые вопрос о доступе независимых организаций к газотранспортным сетям ОАО «Газпром» был поставлен при его создании на базе газового концерна «Газпром» Указом Президента России от 5.11.1992 г. № 1333. Именно в этом Указе на учреждаемое РАО «Газпром» была возложена ответственность за обеспечение доступа любого производителя к газотранспортной системе страны пропорционально объёму добываемого им на территории РФ газа при соблюдении единого механизма регулирования цен (п. 2 Указа).

Однако только в Указе Президента России от 28.04.1997 г. № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий» вопросы доступа получили надлежащее развитие. В частности, в этом Указе в целях стимулирования конкуренции в газовой промышленности была отмечена необходимость:

— совершенствования порядка доступа независимых поставщиков к газотранспортной системе (ГТС) РАО «Газпром»;

— предоставления независимым российским производителям газа на территории РФ недискриминационных прав на доступ к **свободным** мощностям ГТС РАО «Газпром»;

— разработки и внедрения единой системы тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам как для независимых поставщиков газа, не входящих в РАО «Газпром», так и для организаций названного акционерного общества [70].

Во исполнение этого Указа был принят целый ряд нормативных документов, определивших существующий в настоящее время режим доступа независимых производителей газа к ГТС ОАО «Газпром», в том числе [65, 70, 86]:

— Постановление Правительства РФ от 14 июля 1997 г. № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе Российского акционерного общества «Газпром», утвердившее соответствующее Положение об обеспечении доступа;

— Постановление Правительства РФ от 30 сентября 1997 г. № 1269 «О межведомственной комиссии по рассмотрению споров, связанных с доступом независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром» и состав этой Комиссии;

— Постановление Госкомстата России № 42 от 27 июня 1997 г. «Формы федерального государственного статистического наблюдения за деятельностью газотранспортных организаций РАО «Газпром» с целью сбора информации и установления контроля затрат, включаемых в транспортный тариф»;

— Решение ФЭК России № 109 от 19 сентября 1997 г., утвердившее Положение о тарифах на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых поставщиков газа, не входящих в РАО «Газпром». В Положении были установлены две ставки тарифов: базовая и пониженная (в случае оплаты транспортных услуг авансовыми платежами и денежными средствами);

— Решение Межведомственной комиссии от 17 октября 1997 г. (Протокол заседания № 1), утвердившее форму заявки на транспортировку газа по ГТС РАО «Газпром»;

— Пакет документов для организации работы по рассмотрению заявок на транспортировку газа и выдачи соответствующих разрешений, разработанных и утверждённых 15 сентября 1998 г. ОАО «Газпром» (Предложение о порядке подготовки и выдачи разрешений на доступ независимых организаций к ГТС ОАО «Газпром», форма разрешения на доступ, форма договора на транспортировку газа, состав Комиссии по рассмотрению вопросов, связанных с доступом независимых организаций к ГТС «Газпрома»).

Принцип недискриминационного доступа любых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории РФ, к свободным мощностям газотранспортных систем (к любым, а не только к мощностям ГТС ОАО «Газпром») был установлен Федеральным законом РФ от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации». Установление порядка обеспечения такого доступа этим Законом было отнесено, как уже отмечалось выше, к компетенции Правительства РФ.

После разработки основных нормативных документов по доступу к магистральным газотранспортным сетям были приняты нормативные акты, регламентирующие вопросы доступа к газораспределительным сетям, в том числе:

— Постановление Правительства РФ от 24 ноября 1998 г. № 1370 «Об утверждении Положения об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям»;

— Постановление ФОК России № 6/1 от 19 февраля 1999 г., утвердившее Положение о порядке рассмотрения вопросов, связанных с доступом организаций к местным газораспределительным сетям.

В частности, в Постановлении Правительства РФ № 1370 были закреплены за ФЭК или за уполномоченными ею региональными энергетическими комиссиями функции регулирующих органов, рассматривающих вопросы доступа к сетям газораспределительных организаций (ГРО).

Таким образом, в соответствии с принятыми в 1997-1998 гг. нормативно-правовыми документами в России был введён новый режим доступа к ГТС ОАО «Газпром», который действует по настоящее время. Однако следует отметить, что действующее законодательство не регулирует доступ к сетям АОА «Газпром» при поставках газа за пределы РФ, что важно, в частности, для МК «ИТЕРА». По другим системам газоснабжения («Норильскгазпром», «Якутгазпром») положения доступа к ГТС пока не разработаны.

К недостаткам действующего режима доступа относится и то, что для развития газового рынка в России **требуется единый режим доступа** ко всем газовым сетям от производителя до конечного потребителя, однако сейчас доступ к ГТС ОАО «Газпром» и местным сетям ГРО имеет свои особенности.

14.2.5.2. Анализ действующего Положения по доступу к ГТС ОАО «Газпром»

Анализ действующего Положения по доступу к ГТС ОАО «Газпром» свидетельствует, что этому документу присущ целый ряд существенных недостатков.

Во-первых, в Положении нет требований, связанных с организацией и ведением коммерческого учёта объёма поставок (транспортировки газа). Многие специалисты считают, что в Положении должен быть отдельный раздел, регламентирующий решение вопросов коммерческого учёта при предоставлении доступа к ГТС независимых организаций (либо содержащий ссылку на нормативный документ по коммерческому учёту газа). Недостаточно проработаны вопросы приоритетности предоставления услуг по транспортировке. Приоритеты устанавливаются только в отношении направлений использования газа, а не организаций — пользователей услуг. При этом не регламентированы действия в случае, когда пользователь услуг осуществляет поставки газа сразу по нескольким направлениям использования газа.

Во-вторых, принятый в Положении принцип пропорционального распределения транспортных мощностей между поставщиками газа (осуществляемого при прочих равных условиях) приводит к экономической неэффективности, если этими поставщиками являются производители газа. Если доступ последних к транспортным мощностям будет предоставляться безотносительно к уровню цен, по которым они продают газ, то это поставит потребителей газа перед необходимостью платить любую цену, запрошенную производителем.

В-третьих, в Положении о доступе к ГТС допускается возможность частичного удовлетворения заявок или отказа от их выполнения при недостатке газотранспортной мощности. Однако не предусмотрен применяемый в мировой практике механизм очереди заявок, организуемый по отдельным маршрутам транспортировки газа оператором ГТС.

Кроме того, в рассматриваемом документе неудовлетворительно решены вопросы отклонений от договорных обязательств. Стороны договора на услуги по транспортировке газа обязаны только информировать друг друга о возникающих сложностях по исполнению своих договорных обязательств. При этом ОАО «Газпром» дополнительно предоставлено право досрочно расторгнуть договор в случае, если поставщик газа — пользователь ГТС не обеспечил поставку газа в ГТС в объёмах и в сроки, предусмотренные в договоре на транспортировку газа. Таким образом, проблема неиспользуемых мощностей решается исключительно административными мерами. Не предусмотрены механизмы экономического стимулирования более полного использования газотранспортных мощностей и высвобождения неиспользуемых мощностей. Не предусмотрен механизм организации вторичной продажи мощности пользователями сети или перепродажи временно неиспользуемой мощности газотранспортными организациями на условиях прерываемых поставок.

Ещё один существенный недостаток Положения — в рамках действующего режима доступа к сетям не решается важная проблема балансировки поставок газа. При отклонениях в режимах поставки/потребления газа по договорам между независимой организацией и потребителями, возникаю-

щих по инициативе (вине) сторон этого договора, ГТС должна выполнять общесистемную функцию (услугу) по балансировке этих отклонений. Эта услуга ГТС должна быть обязательной для всех пользователей сети и предоставляться на возмездной основе.

Установление порядка платежей за услуги по транспортировке отнесено к договорённости сторон. В условиях неплатежей (а эта проблема до конца так и не решена) необходимо дать право газотранспортным организациям требовать от независимых производителей сведений об их кредитоспособности, а также банковских или иных гарантий оплаты услуг ГТС.

Следует также отметить, что введенная ОАО «Газпром» процедура получения разрешения на транспортировку газа не предусмотрена действующим Положением по доступу. Главное здесь в том, что эта процедура не заканчивается заключением договоров на транспортировку с газотранспортными организациями системы газоснабжения, а требует от независимых организаций проведения дополнительных переговоров с ними по всему маршруту транспортировки. Такая процедура усложняет подготовку договоров на транспортировку, особенно в случаях подготовки портфеля договоров для поставок газа по сложным маршрутам. Необходимо упростить эту договорную процедуру, обязав ОАО «Газпром» организовывать по результатам рассмотрения заявок централизованную подготовку всего портфеля договоров на транспортировку газа для независимых организаций.

Тем не менее, введение нового режима доступа, несмотря на отмеченные недостатки, уже дает реальные результаты. В 1998 г. доступ к ГТС ОАО «Газпром» получили шесть организаций с общим разрешительным объемом транспортировки газа 28,2 млрд. м^3, а в 1999 г. — десять организаций с объемом 83,7 млрд. м^3. Вместе с тем введение нового режима доступа пока еще мало повлияло на развитие конкурентных поставок на российском рынке газа, поскольку внутренний российский рынок газа практически не интересует существующих и особенно потенциальных производителей газа в силу того, что он не обеспечивает в нынешних условиях прибыльности бизнеса.

Реально борьба идет за получение недискриминационного доступа для подачи газа на экспортный — западноевропейский рынок. Однако в условиях лимитирования со стороны ЕС страновых квот экспортеров газа подобный доступ приведет к конкуренции независимых производителей газа не с компаниями Норвегии или Алжира, а с ОАО «Газпром» и снижению экспортных цен на российский газ в целом со всеми вытекающими из этого (в том числе и для бюджета Российской Федерации) последствиями.

Анализируя проблему доступа к магистральным сетям, необходимо также отметить, что для целей конкуренции бесполезно дробление ГТС (ЕСГ), так как большинство газодобывающих предприятий ОАО «Газпром», а также независимых производителей газа расположены в Ямало-Ненецком автономном округе и могут выходить на оптовый рынок только по трём коридорам газопроводов и системе Ямал — Европа. В подобной концентрации газовых ресурсов страны как раз и состоит одна из основных объективных проблем энергетической (газовой) безопасности.

Таким образом, деление ОАО «Газпром» ради создания конкурентной среды лишено практических оснований, противопоказано с точки зрения

повышения инвестиционной привлекательности компании и отрасли в целом и не обеспечивает роста энергетической безопасности России.

Альтернативой этому подходу является формирование и длительное сосуществование в России регулируемого и конкурентного рынков газа с постепенным сокращением регулируемого рынка в пользу конкурентного, однако этот вопрос подробнее будет рассмотрен ниже.

14.2.6. Ещё раз о ценах на газ и тарифах на его транспортировку

Представители независимых газодобывающих компаний убеждены, что федеральным министерствам и ведомствам, ответственным за тарифное и ценовое регулирование, необходимо приступить к постепенному выравниванию внутренних цен на газ и цен мирового рынка, а еще лучше, к плавному дерегулированию — снятию ограничений для независимых компаний и участников биржевых торгов. По оценкам независимых экспертов, планка цены на газ на внутреннем рынке должна быть поднята до 40-50 долл. за 1 тыс. куб. м^3 к 2005 г. Для сравнения: сейчас цена газа независимых газопроизводителей в Ямало-Ненецком автономном округе составляет около 12 долл. за 1 тыс. м^3, а дочерние предприятия ОАО «Газпром» продают газ «Межрегионгазу» по цене чуть больше 5 долл. за 1 тыс. м^3. По данным «Союзгаза», тариф в 40-50 долл. за 1 тыс. м^3 рассчитывается из оценки нижнего уровня рентабельности проектов освоения углеводородного сырья [108].

Идею повышения цен на газ поддерживает и профильное министерство, свидетельством чего являются соответствующие разделы «Энергетической стратегии». По мнению заместителя Министра энергетики Г.С. Устюжанина, поэтапное повышение оптовых цен на газ с темпом до 30% в год не вызовет чрезмерных негативных последствий для промышленности, особенно экспортно-ориентированных отраслей. «Процесс повышения цены должен быть управляемым со стороны государства и прозрачным для государственного регулирования с точки зрения оценки обоснованности величины и темпов роста, а низкие и регулируемые цены на природный газ являются тормозом, замедляющим развитие добычи газа независимыми организациями», — считает заместитель Министра [97].

Одним из инструментов постепенного поднятия цен на газ до уровня, обеспечивающего рентабельную работу отрасли, могла бы стать (в условиях существующего спроса на него внутри страны) специальная газовая биржа. Подробнее эта проблема будет рассмотрена ниже, а здесь лишь отметим, что и ОАО «Газпром» является сторонником такого решения. Так, по мнению заместителя председателя Правления Общества А.Н. Рязанова, «сегодня, к примеру, по свободным ценам могло бы продаваться 100-150 млрд. м^3 газа. Это дало бы возможность получить дополнительные инвестиции как ОАО «Газпром», так и независимым производителям, а также сформировать саму идею цены на газ — ведь есть отрасли, которые могли бы покупать газ по более высоким ценам» [93]. Это мнение разделяет и председатель Правления ООО «ИТЕРА Холдинг» В. Отчерцев. По его словам, «сегодня на свободные цены можно выводить 20-30% от объёма продаж газа, сохранив регулирова-

ние цен только для населения, коммунальных, бюджетных организаций и энергетиков». «Промышленность в странах СНГ давно получает газ по договорным свободным ценам», — добавил глава «ИТЕРЫ» [109].

В то время как в Правительстве пытаются найти оптимальное решение проблемы реструктуризации газового рынка, в России есть регион, который в течение последних трех лет пытается на практике внедрять рыночные отношения в систему газоснабжения. Таким регионом является Свердловская область, в 1998 г. заключившая соглашение с группой компаний «ИТЕРА» и администрацией Ямало-Ненецкого округа о создании Торгового дома «Уралсевергаз». С тех пор Торговый дом полностью закрывает потребности области в природном газе за счет собственной добычи группы «ИТЕРА» в Ямало-Ненецком автономном округе. ОАО «Газпром» отказался от снабжения газом Свердловской области в пользу «Уралсевергаза», имея на то веские основания. Добыча газа в ОАО «Газпром» падает, в то время как экспортные обязательства выполнять нужно, поэтому предложение «ИТЕРЫ» взять на себя газоснабжение одной из областей Урала пришлось как нельзя более кстати.

Внутренняя цена газа на территории России такова, что, по словам заместителя Председателя ФЭК О. Жилина, каждая тысяча куб. м газа, продаваемая на российском рынке, имеет дотацию за счет выручки от экспорта [110]. Как сообщил в феврале 2002 г. Вице-премьер Правительства РФ Виктор Христенко, для того чтобы покрыть издержки на добычу газа за счет продажи его на внутреннем рынке и выйти «в ноль», цена на внутреннем рынке должна составлять 45–50 долл. за тыс. м^3 [111]. В январе 2002 г. цена составляла 16 долл., а с 15 февраля поднялась примерно на 20% и достигла 20 долл. за тыс. м^3. Таким образом, передав газоснабжение Свердловской области «ИТЕРЕ», ОАО «Газпром» избавился от части своих убытков.

«Уралсевергаз» полностью обеспечил потребности области в газе, поставив туда за три года 46,4 млрд. м^3 (15,3 млрд. м^3 в 1999 г., 15,7 млрд. м^3 в 2000 г. и 15,5 млрд. м^3 в 2001 г.). Более того, он сумел вывести поставки на уровень положительной рентабельности за счет налаживания интенсивного торгового обмена. Иными словами, промышленные предприятия, потребляющие газ, расплачивались за поставки не только деньгами, но и своей продукцией, а затем «ИТЕРА» по своим каналам подыскивала для нее рынки сбыта. Но даже при такой схеме рентабельность Торгового дома оставалась на уровне 24%, что заставляет задуматься о том, в какой мере опыт «Уралсевергаза» — несомненно, позитивный для Свердловской области — может быть тиражирован в других газодефицитных регионах России.

Очевидно, что нефтяные компании, привыкшие к рентабельности добычи нефти на уровне 20-25%, вряд ли согласятся продавать газ в расчете на прибыль, фиксируемую Торговым домом «Уралсевергаз» — 1 руб. 04 коп. (3,3 цента) за 1 тыс. м^3, при том, что себестоимость добычи газа составляет в среднем от 5 до 10 долл. за 1 тыс. м^3, не считая налогов и расходов на транспортировку газа. При фиксированных ценах на газ у независимых производителей газа нет стимулов для наращивания инвестиций в газодобычу, для заключения договоров с другими областями. Это означает, что многие регионы, в том числе и прилегающие к местам добычи газа или трассам магистральных газопроводов, как были, так и будут лишены возможности пользо-

ваться газом, а энергетические компании не смогут рассчитывать на то, чтобы перейти на наиболее чистый, с точки зрения экологии, вид топлива.

Теоретически у Торгового дома «Уралсевергаз» есть возможность ценового маневра, федеральные законы позволяют независимым производителям продавать газ по договорным ценам. Но воспользоваться этой возможностью чрезвычайно трудно. До сих пор «Уралсевергаз» продавал газ в Свердловской области (в основном) по ценам, устанавливаемым ФЭК. Попытки установить договорные отношения хотя бы с частью коммерчески наиболее успешных промышленных потребителей терпели неудачу. Основная причина этого явления заключается в том, что газовый рынок чрезвычайно монополизирован. По мнению представителей «ИТЕРЫ», если бы ОАО «Газпром» контролировал 50-60% рынка, то остальные 50-40% можно было обеспечивать по свободным ценам. Но если в той же Свердловской области 95% потребителей получают газ по цене 16 долл., а «ИТЕРА» предлагает 5% предприятий платить 30 долл., то они начинают жаловаться. И вполне обоснованно. Ведь не могут два одинаковых предприятия, расположенных рядом, платить разную цену, так как это снижает их конкурентоспособность. У предприятий должны быть сопоставимые условия деятельности. А поднять цену для всего промышленного сектора тоже невозможно — рядом, в Челябинской области, газ продают по 16 долл.» [112].

Разница заключается в том, что ОАО «Газпром», поставляющий газ в Челябинскую область по 16 долл., имеет возможность компенсировать убытки от этих продаж за счет экспорта, а независимые производители лишены такой возможности. Кроме того, ОАО «Газпром» обладает наиболее производительными месторождениями, обеспечивающими низкую себестоимость добычи. Наконец, ОАО «Газпром» устанавливает для своих подразделений транспортные тарифы ниже, чем для сторонних компаний. Та же «ИТЕРА» в настоящее время платит за прокачку газа по трубам ОАО «Газпром» по тарифам, в два-три раза превышающим собственно газпромовские, при том что добыча газа Компании обходится дороже, чем газовому монополисту. В настоящее время «ИТЕРА» может поставлять газ на расстояние максимум в полторы тысячи километров от своих месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе, и Свердловская область попадает в эту зону. Но если речь зайдет о какой-либо области за пределами полутора тысяч километров, пусть даже остро нуждающейся в газе, на сегодняшний день «ИТЕРА» будет вынуждена отказаться от сотрудничества, так как работать с такой областью для компании нерентабельно.

Как бы то ни было, решение проблемы газоснабжения российских регионов становится все более насущной задачей. Трехлетний опыт работы Торгового дома «Уралсевергаз» показывает, что для ее решения в России есть всё необходимое: газовые ресурсы, компании, готовые поставлять газ регионам, наконец, рынок потребителей, развивающийся на волне экономического роста. Дело за малым: созданием системы поощрения инвестиций в наращивание добычи газа и развитие сетей газоснабжения. Как только такая система будет создана, модель поставок газа, отработанная в Свердловской области, несомненно, может быть тиражирована по всем российским регионам, испытывающим нехватку газа.

Способов решения ценовой проблемы предлагалось немало. Например, руководители Торгового дома «Уралсевергаз» предлагают продавать газ 30% потребителей по ценам, превышающим тарифы ФЭК на 30%. При этом предлагается выбрать те социально значимые сферы, в которых цены на газ должны регулироваться: население, бюджетная сфера, больницы, школы, оборонная промышленность, — и держать цены на газ для этих потребителей на минимальном уровне. Но существуют и эффективные, экспортно ориентированные отрасли, продающие свою продукцию по мировым ценам: цветная металлургия, нефтехимия, производство минеральных удобрений. Они вполне могут оплачивать газ если не по мировым, то хотя бы по достаточно высоким ценам, обеспечивающим окупаемость добычи. Между тем они получают газ также по 16 долл.

С таким подходом соглашается и Д. Дружинин, аналитик ИК «Проспект» [113]. «Наиболее разумным из предложенных методов поддержки независимых производителей газа является разрешение торговать небольшими объемами газа по свободным ценам, — полагает он. — И для Правительства РФ, и для ОАО «Газпром» было бы неплохо, если бы независимый производитель договорился с регионом (к примеру, на Урале, где велика доля потребления газа промышленностью) о поставках газа по цене немного выше государственной, прописав в договорах свои жесткие обязательства. ОАО «Газпром» освободил бы дополнительные объемы для экспорта, а Правительство РФ получило бы с экспортных поставок налоги».

«Прежде всего, это должно быть интересно потребителям, — продолжает Дружинин. — После создания торговых площадок по торговле объемами газа потребители смогут выбирать наиболее дешевого поставщика газа. Но такие площадки реально заработают, если производители смогут пользоваться трубопроводами наравне с ОАО «Газпром».

Для того чтобы это условие соблюдалось, транспортная инфраструктура должна принадлежать государству, как «Транснефть», как планируемая сетевая компания в энергетической отрасли. Безусловно, необходимо разобраться и с тарифами на транспортировку газа по магистральным газопроводам, обоснованность которых не очевидна и, возможно, установить для независимых производителей скидку к существующему тарифу до тарифов ОАО «Газпром». Создание цивилизованного рынка газа невозможно, пока какая-то компания находится в неравных условиях по сравнению с другими участниками рынка. Пока транспорт и добыча принадлежат одной компании, какой бы прессинг со стороны правительства монополист ни испытывал, он всегда сможет дискриминировать другую добывающую компанию, полагает аналитик «Проспекта» [113].

14.2.7. Доступ независимых производителей к экспорту газа

Аналитики «Ист Юропиан газ анализис инк.» подчеркивают, что до 1997 г. почти весь российский экспорт газа в СНГ осуществлял ОАО «Газпром». Результатом этого направления деятельности компании были убытки и растущие долги потребителей. «Газпром» впервые забил тревогу в 1998 г.,

когда уровень платежей стран СНГ составил всего 38% (т.е. не оплачивались два из трех м³ «купленного» у России газа). Функции экспортера были переданы независимой компании «ИТЕРА», после чего доход ОАО «Газпром» увеличился с 9,66 долл. до 25,55 долл. за 1 тыс. м³ газа, то есть в 5 раз. Сторонняя компания разбила одну убыточную операцию на две прибыльные, что нередко случается при ликвидации монополии на какой-либо вид деятельности. Американские эксперты считают, что это был единственно верный способ «перевернуть пирамиду» и убытки обратить в прибыль [105].

Вопрос экспортных поставок газа для независимых газовиков как никогда важен. На сегодняшний день экспорт является исключительной прерогативой ОАО «Газпром» и, по мнению Минэнерго России, продажа российского природного газа на внешний рынок и впредь должна осуществляться единым оператором, проводящим единую ценовую и маркетинговую политику. Каким образом, по какой цене и в каком количестве единый оператор будет приобретать газ на внутреннем рынке — все это должно быть прописано в концепции развития рынка газа. Однако над ее созданием газовикам еще предстоит поработать. Понимание наличия этой проблемы существует и в ОАО «Газпром». Так, уже упоминавшийся выше А.Н. Рязанов в ходе парламентских слушаний, состоявшихся 11 февраля 2002 г. на тему «Концепция развития рынка газа в России», заявил: «Сегодня независимые производители газа говорят, что надо получить доступ к экспорту для того, чтобы покрыть издержки и получить дополнительную прибыль, так как продажа газа в России приносит им убытки. Мы понимаем, что такой момент рано или поздно наступит» [94]. Ему вторит другой заместитель председателя Правления — Ю.А. Комаров: «Создание условий для увеличения добычи газа независимыми производителями — объективная необходимость, но делать это надо, не подрывая положения российского газа в Европе, а путем создания модели экономического стимулирования развития данного бизнеса. Стоит подумать о том, чтобы предоставить независимым производителям право выбора — продавать газ потребителям внутри России по внутренней системе ценообразования или ОАО «Газпром» — по средневзвешенной цене, с учетом как внутренних, так и экспортных цен» [95].

На сегодняшний день вопрос стоит таким образом: смогут ли независимые газовые компании помочь ОАО «Газпром» в конкуренции с другими газодобывающими странами и восполнить недостающие объемы газа. По единодушному мнению экспертов, если у независимых газовых компаний и нефтяников, добывающих газ, появится возможность продавать газ по нормальным ценам, то желающих добывать газ в России будет намного больше. Первым элементом реформы должно быть создание условий для нормальной конкуренции. Как только независимые производители получат доступ к экспорту, в России появится 10-15 серьезных производителей газа, в том числе и нефтяные компании. И Россия от этого только выиграет как на мировом, так и на внутреннем рынке.

Тем не менее, западные партнеры ОАО «Газпром», которые традиционно покупают российский газ, опасаются, что независимые производители не смогут гарантировать свои экспортные контракты. При этом нет оснований предполагать, что Запад будет серьезно протестовать против независи-

мых компаний. К тому же это не значит, что им придется отказываться от сотрудничества с ОАО «Газпром». Либерализация рынка газа проводится не в интересах одной компании, а для всех потребителей. Например, раньше во Франции был традиционный поставщик газа, который распределял газ конечным потребителям (Gaz de France), а в процессе либерализации появится еще несколько таких продавцов. В том случае, если эти продавцы предложат более низкую цену, потребитель подумает, стоит ли ему поддерживать сотрудничество с традиционным поставщиком, если можно покупать газ на более выгодных условиях.

14.3. РАЗНЫЕ ИГРОКИ — РАЗНЫЕ ВЗГЛЯДЫ НА РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ

14.3.1. Развилки интересов на дороге реформирования газовой отрасли

Среди основных элементов, сдерживающих процесс реформирования газовой отрасли, можно отметить следующие [102]:

- Многочисленность влиятельных сторон, преследующих противоположные цели в борьбе за крупные выгоды.
- Газ является стратегическим активом России, есть опасность совершить ошибку в реформах.
- Наличие юридических рычагов, используя которые, можно противодействовать преобразованиям.
- Сложность инвестиционного климата в стране и в отрасли.
- Неясность последствий реформ в газовой отрасли и других работающих на газе отраслях экономики России.
- Отсутствие простых и очевидных решений — неочевидность оптимального подхода к реструктуризации.

В вопросах реформирования ОАО «Газпром» можно выделить следующие основные действующие силы:

— Собственно само ОАО «Газпром» и аффилированные с ним структуры.

— Портфельные инвесторы ОАО «Газпром», с точки зрения которых реформа самого Общества не так важна, как, например, либерализация рынка акций этой компании.

— Рыночно ориентированные реформаторы, считающие, что конкуренция повысит эффективность функционирования отрасли.

— Независимые производители газа, прежде всего российские нефтяники (ВИНК), которые надеются с выгодой использовать свои значительные запасы газа.

— Крупные потребители газа (прежде всего, РАО «ЕЭС России»).

— Производители других видов топлива и их лоббисты (напр., угольщики, заинтересованные в устранении дисбаланса между ценами на газ и другие виды топлива).

— Зарубежные энергетические компании, пересекающиеся с ОАО «Газпром» как в Европе, так и в рамках ряда проектов в самой России.

— Структуры Европейского союза, преследующие цели обеспечения газовой безопасности Европы в рамках стратегии ЕС.

— Государственная Дума ФС РФ.

— «Бюджет» России и регионов — абстрактное понятие, которое, тем не менее, может стать фактором реального давления на людей, принимающих решения.

В реальных условиях России начала нового тысячелетия одной из важнейших действующих сил в вопросах реформирования газовой отрасли в целом, и ОАО «Газпром» в частности, выступает непосредственно Президент Российской Федерации.

Обратим внимание, что одна из этих основных сил — структуры ЕС — однозначно действуют в вопросах реформирования газовой отрасли России с позиции обеспечения энергетической безопасности. Для ЕС в вопросе реформ газовой промышленности России энергетическая безопасность — самое главное. Естественно, энергетическая безопасность Европейского союза, а не России.

В России же аргументы в пользу реформ газовой отрасли называются самые разные — и развитие рынка, и конкуренция, даже забота о потребителях. Но как эти реформы повлияют на газовую безопасность страны — остаётся только догадываться.

Как уже отмечалось в предыдущих главах и разделах, Россия располагает крупнейшей в мире сырьевой ресурсной базой развития газовой промышленности. Только суммарные разведанные запасы газа составляют 47 трлн. м^3, из которых 46% вовлечено в разработку. Однако ни ОАО «Газпром», ни другие производители не имеют реальных инвестиционных источников для освоения этой ресурсной базы с повышенной себестоимостью добычи. Цены, обеспечивающие привлечение инвестиций в освоение новых месторождений, должны быть в 3-4 раза выше сложившегося уровня регулируемых цен на газ. Поэтому в первоочередном порядке следует устранить ценовые диспропорции, поскольку, согласно проведенным расчетам, рост доходов государства в связи с изменением уровня цен на газ значительно перекрывает увеличение затрат на оплату энергоресурсов организациями, финансируемыми из бюджетов различного уровня.

Как решить эту проблему, какие принять меры в целях обеспечения условий самофинансирования газовой отрасли, устранения диспаритета цен на взаимозаменяемые виды топлива, создания экономических предпосылок для диверсификации топливно-энергетического баланса — ответы на эти вопросы у разных действующих сил на российском «газовом поле» различны.

Эффективность работы газовой промышленности во многом будет определяться принятыми мерами по реструктуризации отрасли. Главными целями реформирования газовой промышленности являются повышение эффективности функционирования отрасли, снижение издержек потребителей и повышение качества их обслуживания. В связи с этим необходимо продолжить совершенствование организационной структуры газовой отрасли с целью повышения эффективности производства, прозрачности затрат на осу-

ществление регулируемых видов деятельности, а также создания условий для развития рынка газа, не забывая при этом и о необходимости обеспечения энергетической безопасности России и её регионов.

И опять-таки, пути достижения названных выше целей реформирования газовой отрасли разные «игроки» видят по-своему.

Рассмотрим вкратце некоторые наиболее типичные подходы к решению названных выше проблем.

14.3.2. Предложения межфракционного депутатского объединения «Российские инвестиции» по развитию рынка газа в России

14.3.2.1. Оценка рыночных отношений и проблем реформирования газовой отрасли России

В течение 2001-2002 гг. разрабатывались различные предложения по реформе газовой отрасли. В частности, в соответствии с решением Правительства РФ готовятся предложения по формированию рынка газа в России. В связи с исключительной важностью разрабатываемых положений для развития всей экономики страны, межфракционное депутатское объединение (МДО) «Российские инвестиции» разработало и представило для рассмотрения собственное видение путей развития газовой отрасли России [114]. Острота рассматриваемой темы вызвана сокращением добычи газа ОАО «Газпром» при прогнозируемом росте внутреннего и экспортного спроса на газ, возрастающими издержками на освоение новых месторождений, необходимостью срочного создания условий для наращивания добычи газа независимыми производителями с тем, чтобы устранить реальную угрозу возникновения дефицита газа в стране.

Итогом проводимой МДО «Российские инвестиции» работы должна стать подготовка пакета мер, как неотложных, так и долгосрочных, подкрепленных соответствующими законопроектами, направленными на привлечение в отрасль крупных инвестиций (прежде всего, со стороны независимых производителей газа). В результате реализации мер, содержащихся в этом пакете, должны быть созданы в полной мере условия для наращивания добычи газа, соблюдены интересы Российской Федерации как с точки зрения наполнения бюджетов различных уровней, социальной защиты населения, так и с точки зрения развития межстрановых отношений.

Представители МДО «Российские инвестиции» полагают, что в целом в газовой отрасли необходимо применение таких же подходов, как и в других секторах российского энергетического комплекса, — демонополизации (там, где это возможно), создания конкурентного и прозрачного рынка, обеспечения равных возможностей для всех участников рынка. Развитие рынка газа не может идти в обход общих принципов, уже применяемых Правительством РФ к другим отраслям ТЭК и ко всем естественным монополиям. Признавая, что в последнее время руководство ОАО «Газпром» сделало несколько позитивных шагов для развития диалога с независимыми производителями газа, представители МДО, однако, считают, что в силу доминирующего положения ОАО «Газпром» в газовой отрасли России продолжают существо-

вать структурные проблемы принципиального характера, препятствующие внедрению в газовом секторе действительно рыночных отношений. К таким проблемам относятся следующие:

• интеграция внутри ОАО «Газпром» потенциально конкурентных (добыча газа) и естественно-монопольных (транспортировка газа) видов деятельности;

• наличие фактически замкнутых на ОАО «Газпром» региональных рынков газа;

• дискриминационные условия доступа к газопроводам и неодинаковые тарифы на транспортировку газа;

• отсутствие возможности для независимых производителей экспортировать газ;

• непрозрачность функционирования системы газоснабжения.

С учетом вышесказанного, в долгосрочном плане предложения по развитию рынка газа должны закрепить главные принципы:

• создание равных возможностей для всех участников рынка газа (в частности, равных условий доступа к газотранспортной системе для всех производителей газа);

• строгое разделение видов деятельности в газовой отрасли России на монопольные и потенциально конкурентные;

• обязательный учет региональных особенностей при развитии рынка газа (например, поскольку уровень развития систем газоснабжения в западных и в восточных регионах России принципиально различен, то и методы развития и регулирования рынка газа в этих регионах, по-видимому, должны также различаться);

• учет опыта развития и реформирования других отраслей энергетического комплекса России (таких, как нефтяная промышленность и электроэнергетика).

В конечном итоге, необходимым условием поступательного развития газовой отрасли России является требование по разделению деятельности по добыче и деятельности по транспортировке газа. МДО «Российские инвестиции» считает, что наиболее адекватным способом такого разделения является последовательное выделение из ОАО «Газпром» подразделений по газодобыче. Таким образом, ОАО «Газпром» должно превратиться в газотранспортную организацию (некий аналог «Транснефти»), а нынешние газодобывающие подразделения ОАО «Газпром» должны стать экономическими субъектами, самостоятельно работающими на рынке газа по единым правилам доступа к газотранспортной системе и выхода на экспорт. Подобная реорганизация позволит ликвидировать кризис, все более явственно формирующийся в газовой отрасли, привлечь инвестиции, обеспечить страну газом и налоговыми поступлениями от его продажи.

В связи с тем, что реформирование газовой отрасли является процессом достаточно длительным и трудоемким, то, помимо конечных целей, необходимо сформулировать и предложения по неотложным мерам в газовой отрасли, а также охарактеризовать особенности и временные рамки переходного периода. В любом случае такое реформирование должно осуществляться поэтапно.

14.3.2.2. Доступ к газотранспортной системе ОАО «Газпром»

В ближайшее время следует провести упрощение административных и организационных процедур, необходимых для получения третьим сторонам доступа к газотранспортной системе. Для получения долгосрочного доступа (в особенности связанного с необходимостью строительства подводящих и отводящих газопроводов) целесообразно введение отдельных этапов в процедуре доступа, предполагающих официальный взаимный обмен информацией между третьей стороной и ОАО «Газпром».

Целесообразно возложить на ОАО «Газпром» дополнительное обязательство представлять на рассмотрение Комиссии Правительства Российской Федерации по вопросам использования систем магистральных нефтегазопроводов и нефтепродуктопроводов при любом случае отказа в доступе к газотранспортной системе подробное обоснование этого отказа. Целесообразно также создать независимый орган, который бы проводил оценку представленных обоснований.В дальнейшем, при унификации и стандартизации процедур доступа, целесообразно передать право допуска к ЕСГ от ОАО «Газпром» данному независимому органу регулирования. При этом необходимо формализовать процедуру предоставления ОАО «Газпром» информации о предполагаемой плановой загрузке и имеющихся резервах свободных мощностей по всем элементам газотранспортной системы и, таким образом, обеспечить необходимую гласность и прозрачность механизмов доступа к ней. ***Принцип равнодоступности должен быть закреплен законодательно.***

14.3.2.3. Тарифы на транспортировку газа по трубопроводам

Стоимость транспортировки газа и условия его транспортировки должны устанавливаться органом регулирования и быть едиными для всех потребителей газотранспортных услуг. Транспортные тарифы должны включать в себя затраты на транспортировку, административно-управленческие расходы, а также капитальные затраты на поддержание работоспособности и развитие Единой системы газоснабжения, т.е. инвестиционную составляющую. Для упрощения и стандартизации договоров на оказание газотранспортных услуг возможно введение зонального («почтового») типа тарифов. Стоимость услуг по транспортировке газа должна соответствовать объему реально совершаемой при этом газотранспортной работы, что может повлечь необходимость формирования системы тарифов с учетом возможного замещения газа другими энергоносителями. Регулируемый транспортный тариф и инвестиции, привлекаемые в соответствии с традиционными бизнес-процедурами, должны быть основными источниками средств для поддержания и развития газотранспортной системы. Никакие другие обязательства по развитию газотранспортной системы не должны накладываться на потребителей газотранспортных услуг.

14.3.2.4. Развитие внутрироссийского рынка газа

Помимо описанных выше вопросов доступа к газотранспортной системе, для развития рынка газа в России ключевым вопросом является уровень регулируемых цен на газ. В настоящее время цены искусственно занижены. В

условиях необходимости повышения внутрироссийских цен на газ, только отказ от ценового регулирования рынка может привести к формированию системы цен, отражающей реальные затраты на поставку газа тем или иным группам потребителей и создающей возможность для отдельных групп (в том числе — для крупных промышленных потребителей) покупать газ по относительно более низким ценам, чем для других групп потребителей, но по экономически обоснованным ценам, а не за счет платежеспособных потребителей (т.е. исключая перекрестное субсидирование). В конечном счете, единственно возможными критериями классификации потребителей газа могут быть только технико-экономические характеристики условий потребления ими газа (стабильность и величина отбора газа, удаленность от мест добычи и магистральных газопроводов и т.д.).

МДО «Российские инвестиции» признаёт, что возможны различные пути перехода к такому рынку газа, где не будут регулироваться конечные цены. Но в любом случае этот переход должен осуществляться по ясной программе и под четким государственным управлением. ***При любом варианте должен быть обеспечен необходимый уровень социальной защиты населения и должна быть предоставлена возможность (и время) предприятиям других отраслей адекватно отреагировать на изменение ситуации на газовом рынке.*** Именно поэтому никакие действия по повышению регулируемых государством цен на газ и/или по формированию переходных моделей рынка газа (биржевая торговля, развитие сектора нерегулируемого рынка газа и т.д.) не должны реализовываться без осуществления конкретных шагов по структурным преобразованиям в отрасли. Иными словами, каждый процент повышения регулируемой государством цены на газ и каждый шаг по увеличению нерегулируемого сектора рынка газа должны сопровождаться ясными действиями по структурной реформе в отрасли. Если государство не будет принимать необходимых мер в этом направлении, то кризисные явления в отрасли неизбежно будут нарастать.

Административное разделение рынка газа на сектора (например, на регулируемый и нерегулируемый, на поставки газа для бюджетных и для прочих потребителей и т.д.) может носить только временный, переходный характер. Это разделение должно осуществляться под жестким контролем непосредственно государства (а не уполномоченных коммерческих организаций) и обязательно сопровождаться ясной программой реформирования отрасли с указанием этапов проведения этих реформ.

14.3.2.5. Экспорт — импорт газа

В условиях переходного периода на российском газовом рынке (и, соответственно, в условиях относительно низких внутренних цен на газ) для увеличения объемов добычи газа с участием независимых производителей, сохранения стабильной ситуации и умеренных цен на внутреннем газовом рынке, по мнению МДО «Российские инвестиции», целесообразно предоставить независимым газодобывающим компаниям квоту на экспорт газа (включая экспорт в страны СНГ, но не ограничиваясь им) в размере около 30% от добываемых ими объемов, аналогично тому соотношению, которое имеется у ОАО «Газпром» между объемом экспортируемого газа и общим объемом

добываемого газа. Таким образом, МДО предлагает ввести принцип равнодоступности производителей газа к экспортным мощностям. Одновременно с этим необходимо создание четкой системы государственной координации экспорта газа.

Учитывая то, что ведущую роль в области организации экспорта природного газа из России в настоящее время играет ООО «Газэкспорт», целесообразно на обозримую перспективу закрепить за этой организацией статус государственного координатора экспорта газа (в ранге государственной компании «Газэкспорт»). Предлагаемое решение продиктовано тем, что ООО «Газэкспорт» является уникальной организацией, обладающей более чем двадцатилетним опытом международной торговли газом, имеет статус исключительного комиссионера крупнейшей в мире газовой компании, статус совладельца целого ряда европейских компаний, активно работающих на газовых рынках Европейских стран, а также рядом других преимуществ. Принудительное лишение ООО «Газэкспорт» какого-либо из перечисленных статусов неизбежно приведет к ослаблению позиций российского газа на европейских рынках (и к потере значительных сумм, которые государство и ОАО «Газпром» в настоящее время терять не намерены). Именно поэтому, не лишая ООО «Газэкспорт» перечисленных преимуществ, представляется целесообразным расширить их список, придав данной структуре статус ***общероссийского специализированного газового экспортера*** (а не комиссионера только ОАО «Газпром»).

В настоящих условиях для решения вопросов импорта газа и его транзита целесообразно также введение непосредственной государственной координации, и в частности развитие межстранового (межправительственного) сотрудничества в данной сфере.

14.3.2.6. Предложения по организации рынка акций ОАО «Газпром»

В целях повышения курсовой стоимости акций и привлечения инвестиций Межфракционное депутатское объединение «Российские инвестиции» предлагает снять ограничения на свободную куплю — продажу акций ОАО «Газпром».

14.3.2.7. Оптимизация налогового законодательства

Основной целью оптимизации налогового законодательства в газовой отрасли является юридическое стимулирование инвестирования средств в прирост добычи природного газа, повышение деловой активности независимых газовых компаний на всех стадиях производственного процесса, начиная от добычи газа и заканчивая поставкой его потребителям. Акциз на газ в его нынешнем виде, когда он уплачивается «на выходе из магистрального газопровода», и его величина определяются предполагаемым последующим направлением использования этого газа или расходами на его транспортировку (вне территории РФ), что объективно препятствует развитию рынка газа. Необходимо сосредоточение налоговой нагрузки на этапе добычи газа и на этапе его реализации конечным потребителям, например, путем установления таможенной пошлины, задающей желаемый уровень разницы цен на газ внутри и вне страны и изымающей дополнительный рентный доход про-

изводителей газа на экспортных рынках. Введение налогов, регулирующих направление использования газа (например, для целей производства тепла и электроэнергии не для собственных нужд) возможно только у соответствующих конечных потребителей газа и должно сопровождаться разработкой четкой адекватной государственной системы регулирования рынка газа.

14.3.4. Позиция МК «ИТЕРА» относительно формирования газового рынка в России

МК «ИТЕРА» в настоящее время является крупнейшей в России независимой газовой компанией (подробнее см. раздел 14.5). Казалось бы, кому как не ей лучше других знать проблемы формирования газового рынка в стране, иметь предложения по реформированию газовой отрасли, выступать лидером (или хотя бы инициатором) преобразований в этой сфере. Однако до сих пор документально оформленной позиции по основным проблемам отрасли «ИТЕРА» не имеет. Представления о такой позиции дают лишь различные высказывания топ-менеджеров этой компании, в частности интервью председателя Правления ООО «ИТЕРА Холдинг» В. Отчерцова информационному агентству «Прайм Тасс». По материалам этих высказываний [109] основные положения этой позиции сводятся к следующему.

Уже в ближайшие годы «ИТЕРА» намечает (или могла бы) увеличить добычу газа в России в несколько раз (2001 г. — около 30 млрд. куб. м^3). Однако реализация этих планов во многом будет зависеть от темпов реформирования газового рынка, создания благоприятного инвестиционного климата в стране.

Условия, в которых сегодня действуют предприятия газовой отрасли в России, далеки от совершенства. Существующие тарифы не способствуют реализации проектов, связанных с поставками газа с ямальских месторождений российским потребителям, находящимся далее Свердловской области. В настоящее время «ИТЕРА» продает природный газ в Свердловской области по цене 16 долл. за 1 тыс. м^3. При этом рентабельными такие поставки становятся лишь при цене 22 долл. за 1 тыс. м^3. Группа компаний «ИТЕРА» готова в течение ближайших десяти лет направлять существенную часть получаемой от ее деятельности прибыли на развитие добычи газа в России. В таком случае «ИТЕРА» могла бы заместить собственной добычей газа те объемы, которые она в настоящее время закупает в Узбекистане, Туркменистане и Казахстане — в общей сложности 50 млрд. м^3 газа. Однако для осуществления этих планов требуется одно исключительно важное условие: федеральное законодательство должно создавать условия, при которых инвестиции в отечественную газодобычу стали бы рентабельными.

Безусловно, «ИТЕРА» заинтересована в поставках газа на стабильные прибыльные рынки Европы. Ресурсная база компании позволяет уже сегодня участвовать в реализации таких проектов. Однако будет ли востребован потенциал компании — зависит от решения на государственном уровне вопроса о допуске частных компаний к экспортной трубе. На сегодняшний день экспорт энергоносителей в страны Запада является исключительной прерогативой ОАО «Газпром». Независимые производители природного газа в Рос-

сии, для которых поставки газа на внутренний рынок находятся на грани убыточности, уже неоднократно ставили вопрос о том, чтобы им была предоставлена возможность экспортировать определенные объемы топлива в государства дальнего зарубежья — пропорционально объемам добываемого ими природного газа. В числе прочего это является одним из главных условий создания в России цивилизованного газового рынка. Равные условия для всех субъектов российского рынка предусмотрены Законом «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках». Так что в данном случае речь идет о приведении экономической ситуации в соответствие с уже имеющейся правовой базой.

Для создания рынка независимых производителей необходимо принять ряд первоочередных мер. Прежде всего, следует создать такие условия, чтобы частной компании было выгодно присутствие на этом рынке. Помимо уже упоминавшейся проблемы доступа к экспортной «трубе», следует принять целый комплекс мер в области ценовой политики, транспортировки газа и налогообложения, которые бы обеспечили рентабельность ее деятельности на внутреннем рынке. Сегодня низкая цена на газ, реализуемый в России, высокие тарифы на транспортировку и высокая себестоимость газа сводят норму прибыли частных газовых компаний практически к нулю.

В условиях устойчивого сокращения объемов газодобычи в России само государство должно быть заинтересовано в максимально активном привлечении потенциала частных компаний для решения проблемы энергообеспечения страны. Согласно планам Правительства, на долю независимых производителей будет приходиться уже каждый пятый куб. м добытого в России газа. Однако для претворения этих замыслов в жизнь необходимо создать продуманную систему стимулов, которая бы содействовала привлечению необходимых инвестиций в газодобывающую сферу и обеспечила бы всем участникам газового рынка равные возможности. К таким стимулам относятся:

В области ценовой политики:

переход от государственного регулирования цен на газ для промышленных потребителей и предприятий электроэнергетики к формированию полноценного газового рынка; постепенное выравнивание внутренних цен на газ и цен мирового рынка.

В области транспортировки газа:

установление одинаковых тарифов на транспортировку газа по территории России для всех участников; обеспечение равновыгодных условий поставок газа в любой регион России.

В области налогообложения:

установление нулевой ставки акциза и экспортной пошлины при поставке газа российским потребителям и в государства СНГ; освобождение от налога на прибыль предприятий, осуществляющих ввод в эксплуатацию новых месторождений, а также эксплуатирующих малодебитные и ранее бездействующие скважины.

Кроме того, «ИТЕРА» выступает за установление одинаковых тарифов на транспортировку газа по территории России для всех участников рынка и обеспечение равновыгодных условий поставок газа в любой регион страны. По мнению представителей «ИТЕРЫ», для независимых производителей газа

необходимо устанавливать квоты на его экспорт в дальнее зарубежье в прямой зависимости от объема добычи и поставок на внутренний рынок. В целях формирования в России конкурентного рынка, способного обеспечить потребителям свободу выбора, необходимо предусмотреть проведение тендеров между поставщиками газа на реализацию природного топлива в регионах России.

14.3.5. Позиция Союза независимых производителей газа

Позиция Союза независимых производителей газа по актуальным проблемам развития отрасли и формирования рынка газа в стране сформулирована в ходе уже упоминавшейся презентации «Союзгаза» в ноябре 2002 г. в Брюсселе в докладе его президента В.Н. Баранова [58]. Эта позиция характеризуется следующим.

14.3.5.1. Проблемы добычи газа

Ключевым вопросом, от решения которого зависит добыча газа и вообще режим воспроизводства газовой промышленности России, является ценообразование на газ. Низкие внутренние цены на газ резко сокращают инвестиционные возможности компаний и делают невозможным ведение газового бизнеса в России без его «субсидирования» со стороны — либо за счет экспорта, либо за счет смежных видов деловой активности.

В этой области нужна долговременная государственная политика. Тем, кто осваивает скважины, важно ориентироваться на то, какая цена будет на газ в среднесрочной перспективе. Только тогда можно будет подсчитать рентабельность вложений и привлечь инвесторов. Ведь для независимых производителей газа, которые по существу лишены государственной поддержки, поиск внешних инвесторов — вопрос выживания.

Вторым аспектом развития ситуации с регулируемыми ценами является сокращение самого регулируемого сегмента газового рынка и развитие «свободной» торговли.

Отсюда вывод — важнейшим направлением реформирования газовой отрасли является поэтапное индексирование внутренних цен на газ для основной массы потребителей и наращивание объемов продаж по свободным ценам для группы высокодоходных (прежде всего, ориентированных на экспорт) потребителей.

Было бы целесообразно разработать методику образования цены на газ и порядок ее индексирования. По подсчетам, уровень цены на газ должен быть поднят для потребителей до 40-50 долл. за 1000 м^3 к 2005 г. Этот показатель выводится из оценки нижнего уровня рентабельности проектов освоения углеводородных месторождений. Обязательным условием при этом должно стать реинвестирование в производство не менее 50% от полученной выручки.

Режим СРП мог бы играть положительную роль в развитии газодобычи в России вообще и независимыми производителями газа — в частности. Однако в силу неотрегулированности механизма практического применения потенциал этого режима остается незадействованным. В настоящее время

требования, предъявляемые к подпадающим под условия СРП месторождениям, и сама процедура заключения соглашений настолько непрозрачны, что не позволяют независимым производителям на практике использовать такой способ осуществления проектов в газодобыче.

В этой связи представляется необходимым:

— упростить процедуры заключения соглашений, четко регламентировать сроки и определить организации, ответственные за каждый этап работ;

— в механизме реализации СРП необходимо усовершенствовать систему налогообложения с упором на ее упрощение.

Непомерно высокие налоговые ставки являются вторым после низких цен на газ бичом для независимых газовых компаний.

Предпринимаемые попытки реформирования системы регулирования сферы недропользования под лозунгом «одного ключа» представляются нереалистичными, не достигают провозглашенных целей и, по сути, ведут к усложнению и запутыванию существующей системы.

Для создания оптимального режима недропользования необходимо предпринять следующее:

• Сохранить лицензионную основу взаимоотношений между государством и недропользователем при всемерном укреплении дисциплины выполнения условий лицензионного договора.

• Усилить прямую и регулирующую роль государства в решении проблем воспроизводства минерально-сырьевой базы.

• Решать вопрос о полном финансировании поисково-оценочных и разведочных работ на нефть и газ через соответствующую часть налоговых поступлений от производственной деятельности недропользователей, занятых добычей нефти и газа. Это позволит доразведать значительную часть открытых месторождений углеводородного сырья, переданных недропользователям в освоение, а также выйти на новые перспективные площади.

• Привести в соответствие существующее региональное и федеральное законодательство и координировать разработку будущего законодательства. Определить приоритеты и порядок совместного владения и мониторинга освоения ресурсов недр федеральными и региональными органами исполнительной власти, включая механизмы и процедуры справедливого разрешения возникающих разногласий.

• Ввести в действующую классификацию запасов нефти и газа дополнительное разделение месторождений по их значению и доступу: федерального значения, регионального значения, общедоступных, а также стратегического резерва страны.

• Ввести в практику систему выбора недропользователей на основе аукционного подхода при обязательной реальной стоимостной оценке лицензионных участков и адекватной ресурсной перспективности недр, сохранив в отдельных случаях конкурсный порядок предоставления недр в пользование.

• Разработать и ввести в практику недропользования понятие «упущенной выгоды государства» и методику оценки размера выгоды, которую государство могло бы получить, но не получило из-за того, что недропользователи ненадлежащим образом изучили, освоили и/или осуществляли про-

мышленную эксплуатацию запасов нефти и газа и не выполняли свои обязательства по лицензионным соглашениям или действующим отраслевым правилам, нормам и регламентирующим документам.

• Разработать систему мер для государственного стимулирования недропользователей, занятых разведкой, освоением и разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, например, из ачимовских отложений Тюменской области и их аналогов на территории других субъектов Федерации.

• Разработать и ввести в действие дополнительные государственные меры по предотвращению появления компаний, являющихся в отдельных регионах страны неявными монополистами в нефтегазовой отрасли.

• Разработать порядок и условия владения, а также стоимостной оценки всех видов геолого-геофизической и промысловой информации о недрах, необходимой и достаточной для принятия новыми недропользователями решений о выходе на новые лицензионные участки. Определить, на каких условиях часть этой информации, ранее полученной за счет государства, вернется государству в виде денежной компенсации.

• Разработать и ввести в практику лицензирования порядок переуступки, досрочного отзыва и отказа от лицензий на пользование участками недр.

14.3.5.2. Доступ к газотранспортной системе ОАО «Газпром»

Режим транспортировки газа независимыми производителями является критически важным для определения направлений и способов его реализации, и, естественно, влияет на планы разработки месторождений и добычи.

Несмотря на то, что руководство «Газпрома» заверяет, что «проблемы доступа нет», она существует. Отсутствуют эффективные механизмы реализации Постановления Правительства РФ от 14 июля 2000 г. № 1021 «Об обеспечении доступа к газопроводным системам».

Доступ к трубопроводам на прокачку газа независимых производителей в совокупном объеме до уровня 50-60 млрд. м^3 (а именно столько газа независимых производителей «Газпром» в состоянии прокачать без привлечения дополнительных инвестиций) должен быть гарантирован безусловно (в т.ч. и для обеспечения реального участия независимых производителей в любых организационных формах свободных торгов газом). Доступ к трубе объемов свыше этого уровня может быть увязан с инвестициями в строительство дополнительных транспортных мощностей. Стратегия и планы строительства дополнительных подводов (врезок), перемычек и т.п. в действующие магистральные газопроводы должны быть увязаны с динамикой промышленного освоения месторождений независимыми производителями газа.

Радикальным решением по налаживанию действительно эффективного функционирования рынка газа могло бы стать финансовое и организационное обособление газотранспортной компании. Кстати, именно это предусмотрено Указом Президента РФ от 28 апреля 1997 г. № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий», Постановлением Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021 и распоряжением Правительства РФ от 10 июля 2001 г. № 910-Р. Однако политические и экономические реалии таковы, что ставить таким образом вопрос в практической плоскости еще рано.

Видимо, сначала необходимо отработать конкурентное использование имеющихся транспортных мощностей. У «Газпрома», со своей стороны, нередко бывают обоснованные претензии, например, к тем независимым компаниям, которые, зарезервировав место в трубе для прокачки газа, уходят в сторону, не неся при этом никакой юридической ответственности. Очевидно, что такая практика дестабилизирует газоснабжение и дискредитирует идею развития независимого газового бизнеса. Для предупреждения таких случаев необходимо законодательно закрепить ответственность за невыполнение обязательств независимых компаний по предоставлению для прокачки заявленных объемов. Необходим конкурентный, но ответственный рынок.

Для будущих устойчивых потоков, превышающих наличные транспортные мощности, должен быть разработан механизм совместного с «Газпромом» финансирования создания дополнительных транспортных мощностей. Нужно разработать стратегию строительства дополнительных подводов (врезок) в действующие магистральные газопроводы, учитывающую темпы промышленного освоения месторождений углеводородов и объемы добычи.

Другая большая проблема для независимых производителей газа — дискриминационно высокие тарифы на транспортировку добытого ими газа.

14.3.5.3. Тарифы на транспортировку газа по трубопроводам

Представляется логичным, чтобы тарифы на транспортировку по существующей трубопроводной системе были одинаковыми для всех российских производителей газа — независимо от направления транспортировки и структуры капитала собственника газа. Разумеется, этот принцип включает в себя понимание, что заявки независимых производителей на использование «будущих» трубопроводов могут быть удовлетворены лишь в том случае, если они либо участвуют в их строительстве, либо компенсируют часть понесенных при этом затрат (например, через более высокие тарифы). Модель определения таких затрат и их компенсации должна быть прозрачной.

Для обеспечения прозрачности деятельности естественных монополий желательно законодательно закрепить четыре основные составляющие тарифа:

- цена прокачки единицы объема продукции как чисто эксплуатационных затрат транспортной системы;
- расходы на погашение инвестиций в новые и развивающиеся системы трубопроводов на прокачиваемую единицу объема продукции;
- часть тарифа, направляемую на ремонтные работы;
- часть тарифа, соответствующую норме прибыли.

Одновременно должен быть усилен государственный контроль обоснованности текущих затрат и инвестиций, включаемых в тарифы на транспортировку газа.

В мае 2002 г. были изменены условия транспортировки газа по системе магистральных газопроводов ОАО «Газпром» для независимых поставщиков из Ямало-Ненецкого автономного округа. Ранее расчеты за оказанные услуги проводились по факту выставления счетов-фактур на основании коммерческого акта выполненных работ. Сейчас «Газпром» предлагает полностью оплачивать услуги по транспортировке на условиях предоплаты, что является прямой дискриминацией и ущемляет интересы независимых производи-

телей газа. Внезапное изменение правил только «ИТЕРЕ» стоило примерно 50 млн. долл.

14.3.5.4. Развитие внутрироссийского рынка газа

Нерегулируемый сегмент рынка, на котором газ может продаваться по свободному выбору и по рыночным ценам, не развит. Зачастую он формировался в результате заключения соглашений между «Газпромом» и независимыми поставщиками, которые нельзя охарактеризовать иначе, как картельные. В настоящее время этот сегмент рынка не оказывает влияния на его регулируемую часть.

Возможности использовать право продажи газа по свободным ценам у независимых производителей весьма ограничены.

Формирование конкурентного рынка газа немыслимо без создания механизмов, инструментов и процедур свободной торговли, которые для прочности должны быть закреплены законодательно. В качестве первого шага в этом направлении необходимо, чтобы соблюдались давно продекларированные и нормативно оформленные условия «свободной торговли» газом независимых компаний.

Сужение охвата государственного регулирования оптовых цен на газ (как по общему объему, так и по категориям потребителей) освободит нишу для свободной торговли — как на основе прямых контрактов, так и с помощью «посреднических» механизмов.

Среди вопросов обеспечения равных возможностей в деятельности независимых производителей газа и «Газпрома» — установление такого порядка, при котором независимые производители могли бы свободно выбирать регионы поставки, где на условиях дифференцированного ценового подхода могли бы снабжать как массовых потребителей по ценам ФЭК, так и предприятия, для которых приемлема более высокая цена. Таким образом, можно было бы «в целом» преодолеть убыточность торговли газом.

14.3.5.5. Экспорт — импорт газа

В существующих условиях вопрос экспорта для всех добывающих компаний в России стоит очень остро. Эта острота предопределяется спецификой модели российского газового бизнеса, базовым элементом которой является поддержание сильно заниженных внутренних цен на газ — как по сравнению с мировыми ценами на газ, так и по сравнению с ценами на конкурирующие виды топлива. В такой обстановке любая газовая компания в России может существовать и развиваться только в том случае, если потери от поставок газа на внутренний рынок перекрываются доходами от экспорта. Разные участники российского газового рынка по-разному «оснащены» для ведения бизнеса.

Независимые газовые компании, в отличие от «Газпрома», отрезаны от платежеспособных рынков Европы. В редких случаях им дают возможность заработать на экспорте в страны СНГ и Балтии. Правда, независимые имеют право продавать свой газ по сравнительно свободным ценам на внутреннем рынке (на деле эта свобода ограничивается «разнарядкой» на поставку их газа в счет оставшейся части газового баланса по регулируемой цене и фактичес-

кой привязкой к определенным потребителям). Однако это незначительное «преимущество» сводится на нет высокими транспортными тарифами.

Никто из «независимых» не оспаривает отстаиваемые «Газпромом» два основополагающих принципа российского экспорта газа на уже освоенные рынки — единый канал поставок и (преимущественно) долгосрочные контракты.

По мнению «ИТЕРЫ», основными исходными точками подхода к решению проблемы экспорта газа являются следующие:

— допуск независимых производителей газа к экспорту на традиционных направлениях должен происходить постепенно и быть экономически обоснован;

— Россия должна иметь один экспортный канал для поставок в Европу;

— Россия должна иметь одного оператора экспортных поставок в Европу («Газпром» — «Газэкспорт»);

— основную часть экспорта должны составлять долгосрочные поставки;

— экспорт на географически новые рынки (например, в АТР) должен с самого начала строиться как совместный.

Модели подключения независимых производителей газа к экспортным поставкам могут быть различными и должны быть согласованы с «Газпромом». В качестве основных параметров могут быть обсуждены следующие:

• Объем газа, который может быть поставлен на экспорт независимыми производителями, пропорционален объему их собственной добычи или их доле в удовлетворении внутрироссийского спроса всеми российскими производителями газа в соответствии с утвержденным газовым балансом.

• Общий объем экспорта независимых определяется, исходя

(1) из неспособности «Газпрома» выполнить свои текущие или возможные будущие экспортные обязательства и

(2) модели оптимального развития газовой отрасли России, учитывающей инвестиционные потребности независимых производителей.

• Этот объем экспорта и распределение его между российскими производителями газа осуществляет специальный правительственный орган при консультативном участии «Газпрома» и независимых производителей.

• Независимые производители сдают «на комиссию» свой газ, который «Газпром» реализует на внешних рынках ЕС и стран — кандидатов в ЕС.

• Рынки стран — членов СНГ недискриминационно открываются для поставок газа независимыми производителями в зависимости от условий межправительственных соглашений.

Что касается вопросов импорта природного газа из стран Центральной Азии, то при всем искушении сделать ставку на использование (за определенную плату — геополитическую и долгосрочную экономическую) газового потенциала наших соседей, следует понимать, что, по сути, мы стоим перед важным выбором: развивать ли собственную добычу (по сегодняшним меркам, возможно, менее экономически эффективную) или дать возможность развиваться газовой промышленности стран-соседей, рискуя сдержать рост собственной добычи и вырастить конкурентов.

Представляется, что наша политика должна быть направлена на гибкое оптимальное использование всех имеющихся возможностей.

Важно понимать, что надежным ядром энергетической безопасности России может быть только российская энергетика. В диалоге с Европейским Союзом следует исходить из своих собственных возможностей. Задействование в этих целях энергетических потенциалов других стран должно носить, прежде всего, тактический характер (какой, кстати, носит и подход к «газовой» России основных среднеазиатских стран-производителей газа).

Последний тезис В.Н. Баранова — об энергетической безопасности — хотелось бы выделить особо. В нём присутствует главное — понимание стратегической роли ТЭК России, в частности газовой промышленности, в обеспечении и сохранении энергетической независимости страны, её энергетической безопасности. Такое бы понимание проблемы — да государственным деятелям, носителям реформаторских идей!

14.3.6. Позиция ОАО «Газпром»

В ОАО «Газпром» разрабатывается собственная концепция формирования рынка газа в стране. В этих целях была создана рабочая группа, которая подготовила альтернативный проект Концепции, представленный 15 ноября 2000 г. в Федеральную энергетическую комиссию России и другим соисполнителям соответствующего поручения Правительства РФ, включая Минэкономразвития России. Суждения об основных положениях и принципах разрабатываемой концепции можно сделать, анализируя как этот проект, так и выступления руководства Общества, его письма в Правительство РФ и Президенту России, а также те материалы, которые были предоставлены ОАО «Газпром» в Минэнерго РФ в рамках подготовки «Энергетической стратегии» и её последующих редакций [71, 92-95] .

В упомянутом выше проекте в концептуальном плане были сформулированы принципы реформирования единого рынка газа и его приоритеты, определены главные условия формирования и развития полноценного рынка газа в Российской Федерации, разработана его структура (включая регулируемый и нерегулируемый сегменты рынка).

Учитывая, что ко второй половине 2002 г. в стране были подготовлены три варианта Концепции развития рынка газа в Российской Федерации, по предложению ОАО «Газпром» была создана комиссия, состоящая из специалистов ФЭК России, Минэкономразвития России, Минэнерго России, МАП России, других заинтересованных министерств, а также самой компании. Цель работы этой комиссии — подготовить с учетом «Энергетической стратегии» и указанных в ней вариантов реформирования газовой отрасли всесторонне проработанный и согласованный текст проекта Концепции, который будет представлен на рассмотрение Правительства.

В сентябре 2001 г. ОАО «Газпром» направил в Минэкономразвития России свои предложения по реформированию газовой отрасли. ОАО «Газпром» исходит из того, что реальные темпы формирования рынка газа будут зависеть от динамики сближения цен на газ и основные виды топлива, от ликвидации перекосов в топливном балансе. При этом формирование конкурентной среды и снижение зависимости экономики России от одного вида топ-

лива, то есть газа, понимается как двуединая задача. Разработанная модель предполагает поэтапное, эволюционное формирование нерегулируемого сектора рынка. Эта модель, по мнению руководства ОАО «Газпром», позволит сохранить баланс интересов газовых компаний, государства и потребителей газа, обеспечить инвестиционную привлекательность отрасли. Реформирование хозяйственных отношений в ней должно осуществляться в три этапа.

На первом этапе происходит формирование условий для развития добычи газа и газификации с учетом платежеспособного спроса; создаются предпосылки демонополизации рынка и формирования независимых производителей газа; сохраняются основы действующей системы государственного регулирования оптовых цен с учетом возмещения всех затрат и обеспечения воспроизводства; ликвидируется перекрестное субсидирование и вводится объективная территориальная дифференциация цен. Вновь подключаемые потребители переводятся на поставки газа по свободным ценам.

На втором этапе идет создание и расширение конкурентной среды рынка: обеспечивается конкуренция с другими видами топлива, а также конкуренция между независимыми производителями газа. Осуществляется переход на свободные цены для всех потребителей, за исключением населения и бюджетных организаций. Вводится государственное регулирование тарифов на транспортировку газа. Происходит формирование оптимального топливного баланса и задействуется потенциал энергосбережения.

Третий этап предполагает, что при расширенном присутствии на рынке независимых производителей газа и наличии возможности выбора его поставщиков сохранится государственное регулирование цен для населения и тарифов в сфере транспорта газа. Эффект развития газового рынка будет ощутим при достижении конкретных результатов на каждом из трех этапов.

Поспешные и непродуманные структурные изменения ОАО «Газпром» могут негативно отразиться как на экономике газовой отрасли, так и на надежности газоснабжения страны. Ни один план организационных изменений структуры ОАО «Газпром» сам по себе не может привести к существенному росту физических объемов товарного газа на российском рынке из-за ограниченности запасов газа России на действующих месторождениях при существующих регулируемых ценах и налоговом бремени.

Реформирование Общества и в дальнейшем должно осуществляться в направлении сохранения целостности ЕСГ, как это предусмотрено положениями Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации». Руководством Общества утвержден план структурной перестройки компании, в котором определены конкретные мероприятия по реализации принятых Президентом и Правительством Российской Федерации решений и сроки их выполнения. На сегодняшний день проведена работа по преобразованию в самостоятельные хозяйствующие субъекты организаций, осуществляющих монопольные виды деятельности по добыче и транспортировке газа. Руководством Общества разрабатываются предложения по совершенствованию структуры и методов корпоративного управления, главной целью которых является повышение эффективности работы и управляемости организаций отрасли, концентрация финансовых ресурсов на основных направлениях производственной деятельности, рост капитализации компании, привле-

чение инвестиций в создание новых и расширение действующих мощностей в добыче, транспортировке и хранении газа, обеспечение надежного газоснабжения российских потребителей и исполнение обязательств по экспортным поставкам газа.

Что касается такого аргумента преобразований ОАО «Газпром», как недостаточная прозрачность его деятельности, то иностранные эксперты, например, считают деятельность компании прозрачной, поскольку ОАО «Газпром» в течение последних 4-х лет наряду с отчетностью по российским правилам публикует и отчетность по международным стандартам.

В материалах ОАО «Газпром» большое внимание уделяется вопросам открытого и недискриминационного доступа независимых организаций к газотранспортным сетям Общества. В настоящее время имеющиеся у независимых организаций ресурсы газа, соответствующие стандартам и техническим условиям, без какой-либо дискриминации транспортируются по свободным мощностям газотранспортных сетей Общества. Однако открытость доступа к газотранспортным сетям имеет естественные ограничители, связанные с технологическими режимами, правилами безопасности, а также с необходимостью соответствия предлагаемого для транспортировки газа стандартам и техническим условиям.

Подчёркивается, что проблема доступа к газотранспортным мощностям ОАО «Газпром» пока рассматривается весьма односторонне, в основном как доступ к этим мощностям независимых производителей газа. Между тем наиболее важным является предоставление открытого доступа к сетям потребителей и покупателей природного газа, что и предусмотрено Федеральным законом «О газоснабжении».

Доступ к мощностям ГТС независимых производителей газа — средство для предоставления потребителям и покупателям газа возможности выбирать источники и пути его доставки. Если покупатели имеют такой выбор и свободны в его реализации, может возникнуть реальная конкуренция во всей цепочке газоснабжения. Доступ к газотранспортным мощностям потребителей и покупателей (включая независимых поставщиков) газа имеет принципиальное значение для развития рынка газа. Потребитель или покупатель газа, получая газ по единому для всех тарифу и на основе одинаковых правил доступа к газотранспортным мощностям, сможет самостоятельно решать, у каких производителей он считает целесообразным приобретать газ.

Открытый доступ независимых производителей к газотранспортным сетям ОАО «Газпром» неизбежно приведет к тому, что эти независимые организации будут экономически тяготеть и стремиться к экспортным поставкам газа на внешнем рынке, поскольку внутренние цены существенно ниже экспортных цен. В конечном итоге на либерализованном внешнем рынке российский газ, поставляемый независимыми поставщиками, будет конкурировать с газом, поставляемым ОАО «Газпром» по долгосрочным контрактам. В результате на внешних рынках произойдет падение цен на газ, снижение валютных и налоговых поступлений в российский бюджет и, в конечном итоге, — разрушение системы долгосрочных контрактов, заключенных ОАО «Газпром», и утеря Россией своих позиций на внешних рынках газа, связанных с геополитическими интересами государства в различных регионах.

Что касается ценовой политики, то, насколько об этом позволяют судить имеющиеся материалы, основными её принципами в ОАО «Газпром» считают следующие:

— отказ от сдерживания цен на газ как средства экономической поддержки отечественных производителей и решения социальных задач;

— скорейший выход регулируемых цен газа на уровень самофинансирования компаний с учётом инвестиционной составляющей затрат;

— проведение заранее объявленного и постепенного повышения цен на газ такими темпами, которые бы обеспечивали инвестиционные потребности газовых компаний без чрезмерной нагрузки на потребителей. При этом существует опасность, что применение конкурентных цен на газ, формирующихся из условий его равной экономичности с углем или мазутом, может породить чрезмерный рост энергетических затрат потребителей. Поэтому ценовая политика в части газа должна быть дополнена жестким антимонопольным контролем по отношению к другим энергоносителям;

— обеспечение примерно одинаковой доходности каждого рынка газа (т.е. исключение перекрёстного субсидирования) для всех поставщиков газа, но с дифференциацией по категориям потребителей.

Кроме того, ОАО «Газпром» считает:

— разработке правительственной Концепции развития рынка газа должно предшествовать принятие «Основных положений Энергетической стратегии России на период до 2020 года»;

— должна быть разработана государственная программа поэтапного повышения цен на нефть;

— должны быть разработаны принципы участия независимых производителей газа в реконструкции газотранспортной системы;

— «Газпрому» необходимо предоставить право продавать часть газа на российском рынке по свободным ценам.

Для развития ОАО «Газпром», как и других участников российского бизнеса, необходимы: последовательно осуществляемая и предсказуемая государственная экономическая политика (в том числе, в области ценообразования, налогообложения, кредитования и инвестирования); устойчивая и непротиворечивая нормативно-правовая база; обеспечение свободы предпринимательства, недопущение неоправданного вмешательства в хозяйственную деятельность субъектов бизнеса со стороны чиновников и, наконец, контроль государства за соблюдением государственных интересов при осуществлении бизнеса и поддержка реализации крупных долгосрочных проектов.

14.3.7. Взгляды правительственных структур на вопросы формирования рынка газа в стране

В правительственных структурах (федеральных министерствах и ведомствах и аппарате Правительства РФ) до настоящего времени нет единой позиции во взглядах на реформирование газовой отрасли и формирование рынка газа в стране. Естественно, это тормозит процесс реформ и преобра-

зований, делает его непредсказуемым как для участников газового бизнеса, так и для потребителей газа.

Отражением отсутствия такого единства является и уже рассмотренная выше череда доработок и уточнений «Энергетической стратегии России на период до 2020 года».

В правительственных структурах условно можно выделить несколько основных групп интересов:

— интересы акционерных групп и компаний ТЭК (при том, что в самом комплексе по вопросам реформирования — и не только газовой отрасли — существуют диаметрально противоположные взгляды и интересы);

— интересы потребителей (в том числе — но не главное — интересы населения. Главное — интересы структур, потребляющих энергоресурсы: металлургической, химической, обрабатывающей промышленности и др.);

— интересы федерального бюджета;

— интересы «реформаторов» как таковых (для которых важен не столько результат как таковой, сколько соответствие определённым взглядам и понятиям).

Естественно, что все эти и другие группы интересов тесно переплетены, находятся в непрерывном движении и сочетании.

Так, Минэнерго России, как и его предшественник — Минтопэнерго РФ, в вопросах реформирования естественных монополий, как правило, занимает умеренную позицию, традиционно близкую к позициям соответствующих акционерных обществ и компаний. Если позиция Минэнерго РФ и меняется, то, как говорили в советское время, «только с линией партии», то есть, в нашем случае, вместе с линией Премьер-министра. Это особенно хорошо можно было наблюдать при доработке и уточнении «Энергетической стратегии России».

К позиции Минэнерго России в данных вопросах достаточно близки (в последнее время) и позиции ряда других федеральных министерств и ведомств так называемого «производственного» блока правительства, в частности — Федеральной энергетической комиссии.

Напротив, представители «реформаторского крыла» в правительстве, прежде всего Министерство экономического развития и торговли РФ, занимают традиционно значительно более «рыночные» позиции по вопросам реформирования газовой отрасли.

Как уже отмечалось выше, принципиальные подходы к реформированию газовой отрасли и формированию конкурентного энергетического рынка в стране изложены в «Энергетической стратегии России». Что касается непосредственно формирования рынка газа в РФ, то для полноты картины кратко рассмотрим основные положения соответствующей Концепции, разработанной представителями обоих «блоков» в правительстве: «производственного» (ФЭК) и «реформаторского» (Минэкономразвития РФ), — тем более что оба варианта Концепции появились практически одновременно — осенью 2002 г.

Основные положения Концепции по созданию федерального оптового рынка газа, разработанной ФЭК в сентябре-ноябре 2002 г., состоят в следующем:

— создание федерального оптового рынка газа, состоящего из регулируемого и нерегулируемого секторов;

— ресурсная база рынка формируется из поставок АОА «Газпром», независимых производителей газа и импортного газа;

— торговля газом на нерегулируемом рынке осуществляется на одной или нескольких газовых биржах;

— объём поставок газа ОАО «Газпром», выводимый на регулируемый рынок, должен зависеть от объёма поставок других производителей;

— цена газа на регулируемом рынке должна состоять из двух основных составляющих (стоимости добычи газа и тарифа на транспортировку);

— тарифы на транспортировку устанавливает ФЭК;

— транспортный тариф одинаков в обоих секторах федерального рынка;

— системным оператором, организатором и администратором регулируемого сектора рынка является ОАО «Газпром», нерегулируемого — некоммерческая организация, организованная «Газпромом», другими участниками рынка и потребителями;

— регулируемый сектор постепенно сокращается в пользу нерегулируемого.

12 июля 2001 г. о плане реформирования ОАО «Газпром» объявил Председатель Правительства России М.М. Касьянов. В частности, он объявил, что для увеличения прозрачности и эффективности функционирования газового сектора планируется отделение процесса транспортировки газа от производства и предоставление права доступа к трубе каждому независимому производителю [115]. М.М. Касьянов подписал среднесрочную программу социально-экономического развития РФ (Программа социально-экономического развития РФ на 2002-2004 гг. — [116]), согласно которой финансовое и организационное разделение ОАО «Газпром» на транспорт и добычу должно состояться до конца 2004 г.

Программа социально-экономического развития РФ на 2002-2004 гг. предполагает финансовое и организационное выделение в составе ОАО «Газпром» газотранспортной компании, эксплуатирующей магистральную газотранспортную систему. Как подчеркивается в документе, в дальнейшем предполагается определить организационные формы, функции и правовые условия участия во внутреннем газовом рынке новых субъектов — коммерческих операторов, независимых поставщиков, биржевых операторов и др. В целях развития конкурентного сектора на внутреннем рынке газа в эти сроки будут определены правовые основы применения нерегулируемых цен на газ. Для выполнения этого условия необходимо повысить эффективность системы антимонопольного регулирования в сфере поставок газа.

С целью выполнения задач по реформированию газовой отрасли в Минэкономразвития России была создана специальная рабочая группа, уполномоченная подготовить концепцию развития рынка газа в России.

Суть проекта документа «О концепции развития рынка газа в Российской Федерации», подготовленного Минэкономразвития России в ноябре 2002 г., можно свести к следующим позициям:

— с целью повышения прозрачности затрат на транспортировку газа выделение из состава ОАО «Газпром» транспортной составляющей в форме стопроцентной «дочки» компании — специальной газотранспортной компании (ГТК). В собственность этой компании предлагается передать все имущество,

связанное с эксплуатацией транспортной инфраструктуры, что должно способствовать четкому определению затрат на транспортировку газа и, на их основе, установлению справедливых тарифов, которые должны поставить ОАО «Газпром» и независимых производителей в равные коммерческие условия;

— обеспечение действительно равного доступа к газопроводам всем участникам газового рынка;

— либерализация рынка акций ОАО «Газпром».

Таким образом, разница между концепциями Минэкономразвития России и ФЭК заключается в том, что ФЭК предлагает начать реформу рынка газа, не трогая при этом сам ОАО «Газпром», а Министерство настаивает на том, что начать нужно с реструктуризации газовой компании. Именно поэтому оно предлагает на первых этапах реформы выделить из ОАО «Газпром» транспортную составляющую. При этом ГТК получит лицензии только на транспортные услуги, что поможет добиться равного доступа к трубе всем производителям газа.

14.4. ГАЗОВАЯ БИРЖА В РОССИИ

Ранее уже было показано, что одним из важнейших элементов современного конкурентного рынка газа является газовая биржа. Естественно, что, обсуждая проблемы организации газового рынка в России, правительственные структуры и участники газового бизнеса в нашей стране закономерно выходят на целесообразность создания аналогичной структуры по свободной торговле газом и в РФ.

Функционирующий в настоящее время российский рынок газа не имеет развитой инфраструктуры и конкурентной среды, а его особенностью в сфере ценообразования по-прежнему является высокая степень государственного регулирования. Организатором и основным поставщиком газа этого рынка является ООО «Межрегионгаз» — специализированная сбытовая организация ОАО «Газпром», реформировавшая свои филиалы в самостоятельные региональные торговые операторы. Технологическую и информационную инфраструктуру сформировавшегося рынка газа обеспечивают ОАО «Газпром» (газотранспортная компания), ЦПДУ в составе ОАО «Газпром», управляющая в настоящее время режимами работ ЕСГ и координирующая деятельность объектов по добыче, транспортировке, хранению и сбыту газа всех производителей, включая независимых поставщиков, пользующихся услугами ЕСГ, в частности ее транспортной системой. ЦПДУ управляет также межсистемными перетоками газа, закачкой и отбором газа из подземных хранилищ и другими вопросами, связанными с производственно-диспетчерским управлением. ОАО «Газпром» как субъект рынка газа через ЦПДУ осуществляет непрерывный диспетчерский контроль за деятельностью всех объектов ЕСГ, включая графики ремонтов объектов системы.

Фактически сложившаяся торговая система нуждается только в юридическом оформлении, которое может быть осуществлено через организацию по торговле газом, к созданию которой можно приступить уже сегодня.

Как считают многие эксперты, именно биржа газа должна стать тем элементом, на базе которого будет создан рынок газа в России. Реализация указанного положения не потребует внесения кардинальных изменений в законодательство, регулирующее деятельность газовой отрасли и вопросы газоснабжения, за исключением принятия Постановления Правительства РФ о процентном соотношении газа, реализуемого непосредственно ОАО «Газпром» и аффилированных с ним структур по рыночным, либо регулируемым ценам [117].

На сегодняшний день есть ряд конкретных предложений от различных организаций по созданию газовой биржи. Все эти предложения являются хорошей основой для разработки соответствующих документов по данному вопросу. Основные из этих предложений будут рассмотрены ниже.

Создание газовой биржи в России имеет большое значение не только с точки зрения формирования цивилизованного газового рынка в России, но и адаптации этого рынка к условиям функционирования аналогичного рынка в Европе. В этой связи представляется целесообразным рассмотреть возможность совместного выполнения силами российских и европейских экспертов проекта по созданию такой биржи в рамках гармонизации энергетической политики России и Европейского Союза и осуществления «Энергетического диалога Россия — ЕС».

14.4.1. Основные положения создания некоммерческого партнёрства «Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса» (НП «МБНК»)

Основным преимуществом предлагаемой системы организаций биржевых торгов газом [118] является решение этой проблемы без увязки с разработкой и принятием Концепции рынка газа, предусматривающей реструктуризацию и реформирование естественной монополии — ОАО «Газпром». Кроме того, создание независимой биржи позволит решить ряд других вопросов:

- будет сформирована рыночная цена на газ, которая послужит ориентиром для дальнейшего развития рыночных механизмов;
- рыночная цена на газ установит ориентиры для повышения регулируемых цен, обеспечит переход от регулируемой цены реализации к регулированию ФЭК транспортных расходов, создаст условия для выбора целым рядом потребителей альтернативных видов топлива;
- ОАО «Газпром» и независимые производители получат более широкий рынок и выгодные цены за счет выведения части потребителей из сектора регулируемых тарифов;
- уменьшатся потери газа от его сжигания из-за невозможности подключения к ЕСГ, кроме того, используется наиболее экологически чистый вид топлива;
- создание независимой от ОАО «Газпром» биржи газа позволит снять значительную часть обвинений в монополизме, не прибегая к кардинальному структурному реформированию компании;
- продажа на бирже транспортных мощностей будет способствовать решению проблем, связанных с доступом независимых производителей к газо-

транспортной системе ОАО «Газпром», а также обеспечит приток финансовых средств на ее модернизацию;

• создание независимой газовой биржи будет способствовать скорейшей интеграции России в мировое сообщество. Прежде всего, это касается вступления в ВТО и требований Европейского Союза по либерализации внутреннего рынка;

• в перспективе возможен перенос уплаты акциза с реализации на добывающие предприятия по фиксированным ставкам.

Как известно, в настоящее время нерегулируемый сегмент рынка формируется с помощью заключения картельных соглашений между ОАО «Газпром» и независимыми поставщиками, выход которых на своих потребителей существенно затруднен. Для функционирования полноценного организованного рынка газа до сих пор не созданы основные инфраструктурные элементы и рыночные инструменты, такие, как биржа, которая позволяет выбирать продавца/покупателя, условия, сроки поставки и другие аспекты рыночной купли/продажи продукции. Создание НП «МБНК» позволит, помимо формирования конкурентного рынка газа в РФ без форсирования процесса реструктуризации ОАО «Газпром», опровергнуть обвинение последнего в монополизме. Централизация отношений независимых производителей газа, объединенных на бирже, с ЦДПУ ОАО «Газпром» позволит обеспечить при прочих особых условиях равноправный их допуск к транспортным магистралям на условиях, утвержденных Биржевым Советом и согласованных с ОАО «Газпром». Данное обстоятельство особенно актуально в свете обсуждения требований ЕС к России при вступлении последней в ВТО.

Аргументированные и предельно четкие правила торговли газом, утвержденные Биржевым Советом и согласованные с ОАО «Газпром», позволят справедливо решать вопросы допуска к торгам только тех организаций, деятельность которых не может дестабилизировать рынок газа, а также организовывать торговлю по секциям: нерегулируемые цены, регулируемые цены, экспортные цены для импортируемого газа из стран СНГ. Торговля газом на бирже должна осуществляться под контролем государственного регулятора — Министерства по антимонопольной политике, — на основании лицензии, выданной Комиссией по товарным биржам при вышеуказанном министерстве, и на базе Федерального закона «О товарных биржах и биржевой торговле». Организация биржевой торговли газом позволит также обеспечить эффективное регулирование внутреннего рынка газа в случае увеличения или уменьшения объемов добычи или объемов экспорта, а также дать ориентиры биржевых рыночных цен, к которым ОАО «Газпром» должен стремиться для достижения прибыльности своей хозяйственной деятельности.

Преимущество МБНК перед другими проектами организации биржевой торговли газом необходимо обеспечить за счет максимального представительства производителей и крупных потребителей газа, а также за счет продажи транспортных мощностей. Но главным достоинством МБНК является то, что, ее создание инициировано самими производителями. В этом свете представляется необходимым проработать вопрос о возможности принятия постановления Правительства РФ по вопросу создания газовой биржи, закрепляющего право продажи газа по свободным ценам на МБНК.

Логично предположить, что работа по созданию Российского биржевого рынка газа должна вестись по нескольким направлениям одновременно, в том числе по созданию юридической, технической и организационной базы рынка в лице НП «МБНК», а также изучения возможности использования в дальнейшем этой структуры для функционирования регулируемого и нерегулируемого секторов рынка газа ОАО «Газпром».

14.4.1.1. Первый этап — создание биржевой инфраструктуры в НП «МБНК»

Учредителями Некоммерческого партнерства «Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса» на первом этапе должны стать ОАО «Газпром» и независимые производители газа (Союз независимых производителей газа, Российское газовое общество и др.). Биржа организуется по стандартным процедурам, предусмотренным Федеральными законами «О товарных биржах и биржевой торговле», «О некоммерческих организациях», «О газоснабжении в РФ» и другими нормативными документами, оснащается необходимой техникой и технологиями, позволяющими осуществлять круглосуточную биржевую торговлю в Интернете. Правление биржи, по согласованию с ЦДПУ ОАО «Газпром» и ООО «Межрегионгаз», разрабатывает правила биржевых торгов, предусматривающих решение следующих базовых задач:

- взаимоотношения сторон в процессе торгов;
- организация подключения независимых производителей газа к магистральной сети;
- разрешение доступа к системе магистральных газопроводов ЕСГ и технические разрешения на покупку объемов газа на свободном рынке;
- разработка правил биржевой торговли и обеспечения контроля за их выполнением;
- проведение расчетов за поставленный газ и услуги, оказываемые членам биржи;
- организация схем замещения в поставках газа, дающих право независимым производителям, не подключенным к системе магистральных газопроводов ЕСГ, попадать на сектор свободных торгов;
- участие в подготовке проектов баланса распределения газа на основании прогнозов Минэнерго, МЭРТ и других министерств и ведомств;
- привлечение капиталов независимых производителей газа и его потребителей для осуществления проектов по расширению магистральных сетей.

По согласованию с представителями ОАО «Газпром» и ООО «Межрегионгаз» существует технологическая возможность организации биржевой торговли свободными мощностями магистральных газопроводов по транспортировке газа. Данный вопрос, тем не менее, требует детальной проработки со специалистами ОАО «Газпром» и заинтересованными государственными структурами.

Торговля поставками газа осуществляется согласно типовым Правилам биржевой торговли, утвержденным Биржевым Советом, с учетом специфики поставки газа. На первоначальном этапе торги должны производиться на газ, который возможен к поставке в определенное время в двух или трех узлах. Например, могут использоваться узлы типа ХАБ «Тюменьтрансгаза»

(поставки на север или в центральную часть); точка «Сургуттрансгаза» (поставки на юг) и точка «Кубаньгазпрома» или «Кавказтрансгаза» (поставки на юг и в центральную часть). При этом априори принимается то, что производитель должен иметь договорные отношения с транспортными организациями для доставки этого газа в эти точки. Как вариант можно расписать возможные области поставки газа при покупке его на том или ином узле. К торгам допускаются уполномоченные брокерские конторы или прямые получатели в соответствии с положениями биржевой торговли (взнос участников торгов составляет не менее 100 тыс. долл.). После заключения контракта покупатель должен в соответствии с действующими положениями оформить допуск к газотранспортной системе ОАО «Газпром». Гарантом оплаты поставок или допуска к трубе ОАО «Газпром» должна стать биржа. Вопросы недоборов газа должен решать покупатель совместно с ОАО «Газпром», который, в свою очередь, должен утвердить в ФЭК расценки на ответственное хранение.

14.4.1.2. Второй этап — привлечение к работе НП «МБНК» максимально числа производителей и потребителей газа

Расширению ресурсной базы для торговли газом на НП «МБНК» будет способствовать вывод на биржу газа независимых поставщиков, импортного газа, газа независимых организаций, занимающихся утилизацией факельных газов, а также газа ОАО «Газпром» в объемах, не позволяющих ему становиться доминирующим поставщиком. Это означает, что объем газа, поставляемого на рынок ОАО «Газпром», не должен превышать 35% от объема продаж на свободном рынке, либо объемы, поставляемые другим крупнейшим поставщиком на сегменте, если объемы поставки последнего превышают 35% объемов рынка. Таким образом, ресурсная база биржевой торговли может составить при оптимистическом прогнозе около 60-70 млрд. м^3 газа (20-24% от общего объема рынка). Для выхода ОАО «Газпром» на рынок для торговли газом по нерегулируемым ценам (первоначально предполагается от 5% до 25% объема поставок на внутренний рынок) требуется постановление Правительства РФ и ФЭК, в которых может быть указана торговая площадка (например, Некоммерческое партнерство «Администратор торговой системы»).

14.4.1.3. Третий этап — внедрение биржевых технологий НП «МБНК» на регулируемом рынке

Как уже указывалось выше, структура регулируемого сектора рынка уже сформировалась и нуждается только в своем юридическом оформлении. В составе этого сектора преобладают поставки газа населению, бюджетным организациям, а также производителям тепловой энергии, причем ответственность за газоснабжение этих социально значимых категорий потребителей целиком и полностью лежит на ОАО «Газпром». Помимо явной убыточности продажи газа по регулируемым ценам, ситуация для ОАО «Газпром» усложняется кризисом неплатежей от бюджетополучателей и жилищно-коммунального хозяйства. Однако с введением конкурентного рынка газа на НП «МБНК» появляются возможности на базе биржевых технологий проводить работу по созданию рыночных ориентиров для потребителей регулируемого

сектора посредством вывода их наиболее платежеспособных категорий на биржу для приобретения недостающего объема газа.

Внедрение биржевых технологий НП «МБНК» осуществляет на протяжении 4-х лет в качестве эксперимента на базе Некоммерческого партнерства «Северо-Кавказская Универсальная Биржа».

На начальном этапе, в течение 1999-2001 гг., биржевые механизмы использовались предприятиями для реализации своей продукции, в том числе и поставок газа, при условии направления полученных от продажи денег на расчеты по имеющимся налоговым платежам. В результате этого был накоплен уникальный для России опыт организации и государственного регулирования регионального товарно-оптового рынка (в том числе газа) на основе экономической заинтересованности участников этого рынка. На основании этого опыта Правительством Ставропольского края было издано Постановление № 74 от 24 апреля 2002 г. «О мерах по формированию единой системы биржевых торгов при закупках продукции для государственных нужд Ставропольского края». Данное Постановление впервые в России позволит использовать электронную биржевую Интернет-торговую систему для реализации «Комплексной программы» при закупках продукции для государственных и муниципальных нужд.

По мнению разработчиков рассматриваемого предложения, ОАО «Газпром» совместно с ООО «Межрегионгаз» и НП «МБНК» могут использовать наработки биржи для организации регулируемого рынка газа как на региональном, так и на федеральном уровне. Главным достоинством применения биржевых технологий для этого рынка является, по мнению их авторов, уникальная система расчетов посредством зачисления средств местного и федерального бюджета, направляемых бюджетополучателями на оплату поставок газа со счетов казначейства, непосредственно на биржу, которая использует их для расчетов с поставщиками. При сложившейся ситуации у бюджетополучателя образуется стимул для применения систем энергосбережения, строгой экономии газа и всех других видов топлива. Учитывая тот факт, что в настоящее время регулируемый рынок является преобладающим, введение биржевых механизмов в регулируемом секторе приведет, помимо всего прочего, к возобновлению межтопливной конкуренции (уголь и мазут могут при этом рассматриваться в качестве замыкающих топливных ресурсов на конкурентном рынке). Это обстоятельство, вместе с внедрением эффективных мер биржевого саморегулирования на рынках альтернативного видов топлива, приведет к постепенной нормализации топливного баланса страны. Идентичность биржевой технологии НП «МБНК», применяемой на конкурентном и регулируемом рынках, позволит их участникам без проблем адаптироваться к новым условиям торгов.

14.4.2. Позиция Объединённой Финансовой Группы по вопросам создания газовой биржи

Позиция ОФГ по вопросам создания газовой биржи в стране изложена в [119]. Эта позиция является своеобразной реакцией на подготовленный ФЭК проект Концепции создания рынка газа в стране.

Основные положения позиции ОФГ состоят в следующем.

Признание Федеральной энергетической комиссией возможности и целесообразности создания газовой биржи в стране является весьма положительным фактом.* Однако ряд важных вопросов, включая сроки реализации предложений, пока остаются без ответа.

Цели создания газовой биржи абсолютно понятны. Правительство хочет более точно определить реальную стоимость газа в России, а также создать условия для привлечения инвестиций в газовую отрасль и заставить потребителей более экономно относиться к энергоносителям. Все поднятые в Концепции ФЭК вопросы представляют собой грани главной проблемы: внутренние тарифы на газ являются заниженными и создают неверное представление о реальном положении дел в отрасли. При цене 17 долл./тыс. м^3 (средняя цена для промышленных потребителей в 2002 г.) ОАО «Газпром» едва выходит на уровень рентабельности с точки зрения бухучета, так как себестоимость добычи составляет 1 долл./тыс. м^3, а расходы на транспортировку — 15 долл./тыс. м^3. Однако с финансовой точки зрения компания несет убытки от операций на внутреннем рынке, если принять во внимание амортизацию и рентабельность инвестиций. Финансовая безубыточность может быть достигнута при цене 30 долл./тыс. м^3, а при нынешних темпах увеличения тарифов этот уровень вряд ли будет достигнут до 2004 г., как это предусмотрено подготовленным ФЭК проектом Концепции создания рынка газа в стране.

Рост цен на газ мог бы ускориться в случае создания газовой биржи. Однако более высокие цены будут устанавливаться только на часть продукции. Предлагается, чтобы объем газа, реализуемогоОАО «Газпромом» на бирже, не превысил 10 млрд. м^3. При этом указанный объем не должен превышать объемы газа, продаваемого всеми независимыми производителями. По имеющимся оценкам, в 2003 г. объем биржевых продаж газа мог бы составить около 17 млрд. м^3 (5% от общего объема продаж на внутреннем рынке).

По мере формирования рынка газа, независимые производители будут стремиться официально закрепить за собой доступ к трубопроводам посредством создания газовой биржи. Доступ независимых производителей к трубопроводам является важной составляющей процесса либерализации рынка. Теоретически такой доступ уже предусмотрен законодательством, но принятие окончательного решения оставлено на усмотрение ОАО «Газпром». Проблему можно отчасти решить путем введения санкций в отношении газового монополиста за необоснованные отказы в предоставлении доступа к трубопроводам. Эти санкции могли бы предусматривать уменьшение объемов газа, которые сам ОАО «Газпром» продавал бы по свободным ценам.

---

* Речь идёт о Концепции по созданию Федерального оптового рынка газа — см. раздел 14.3.6.

14.4.3. Позиция ЗАО «Нортгаз» относительно создания газовой биржи в России

Создание биржевой торговли газом, по мнению члена Совета директоров ЗАО «Нортгаз» С. Тупицина [120], должно стать первым этапом либерализации рынка газа в стране. ЗАО «Нортгаз» является независимой от ОАО «Газпром» компанией—недропользователем Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения с объемом запасов в 332,7 млрд. м^3 газа, 29,7 млн. т газового конденсата и 22,7 млн. т нефти. Начало добычи газа на этом месторождении относится к сентябрю 2001 г.

По мнению представителей ЗАО «Нортгаз», именно независимым компаниям предстоит восполнить надвигающийся дефицит газа, связанный с падением объема добычи предприятиями ОАО «Газпром». Однако условия, в которых сегодня находятся такие компании, нельзя назвать приемлемыми из-за монопольного положения ОАО «Газпром» на российском рынке газа.

Более того, независимым компаниям работать сегодня на внутрироссийском рынке просто невыгодно. Возможности независимых производителей газа весьма ограниченны — ведь сфера транспортировки газа по магистральным трубопроводам отнесена к естественным монополиям. Эти услуги предоставляет собственник газотранспортных сетей — ОАО «Газпром», а независимые производители газа (предприятия малого и среднего бизнеса) используют транспортные и перерабатывающие мощности дочерних предприятий газового монополиста и привлекают инвестиции для реализации проектов за счет акционеров. Кроме того, большинство независимых компаний разрабатывают месторождения со сложными горно-геологическими условиями — большими глубинами залегания газа, экстремально высокими давлением и температурой. Значительная доля таких запасов может быть отнесена к категории трудноизвлекаемых. Перечисленные факторы объективно повышают себестоимость газа, что приводит к дополнительному снижению конкурентоспособности по сравнению с ОАО «Газпром», реализующим газ по относительно низкой регулируемой цене, но компенсирующим убытки за счет экспорта.

В процессе либерализации должен быть решен ряд неотложных проблем. Для начала должны быть созданы новые правила, которые бы обеспечивали прозрачность работы на рынке. При этом первым конкретным шагом на пути к либерализации должна стать организация биржевой торговли газом, так как только путем создания рыночного механизма можно определить реальное соотношение спроса и предложения. Когда производители — ОАО «Газпром», независимые газовые компании и нефтяники — смогут выставлять газ на продажу, а потребители — заявки на его приобретение, станет ясно, кому, когда и в каких объемах он нужен, в каких направлениях его транспортировать и действительно ли существует дефицит газа на внутреннем рынке. В нынешних условиях заявки на потребление газа со стороны потребителей — предприятий или электростанций — часто не совпадают с реальными потребностями. В результате ОАО «Газпром» вынужден невостребованный газ закачивать в подземные хранилища. Биржа поможет решить проблему

ОАО «Газпром» и позволит другим производителям газа продавать сырье на равных с газовым монополистом условиях.

14.4.4. Позиция Союза независимых производителей газа

«Союзгаз» настоятельно и последовательно проводит линию на либерализацию газового рынка в России с учётом реального положения дел в стране и в отрасли. Реалистичность отличает его и в вопросах создания газовой биржи. В уже неоднократно упоминавшейся презентации «Союзгаза», сделанной его президентом В.Н. Барановым [58], изложены чёткие взгляды независимых производителей газа по этой проблеме. Их суть сводится к следующему.

Появление газовой биржи предопределено уже самой вызревающей реформой газовой отрасли и созданием федерального оптового рынка газа, который будет разделен на регулируемый и нерегулируемый. И если на регулируемом рынке цена будет диктоваться государством, то на нерегулируемом — в значительной части рыночное ценообразование будет обеспечиваться биржей. В большинстве проектов организации федерального оптового рынка газа роль Администратора торговой системы предлагается газовой бирже.

С точки зрения независимых производителей газа, недискриминационное функционирование биржи с обязательным участием «Газпрома» будет отвечать интересам всех игроков газового рынка:

- позволит «Газпрому» и независимым производителям увеличить добычу газа и обеспечить прирост рационального потребления в результате повышения цены на газ на конкурентном рынке;
- будет способствовать изменениям в режиме доступа к единой системе газопроводов, повышению степени прозрачности деловых операций и надежности поставок, повышению инвестиционной привлекательности газовых проектов;
- сформирует представление о рыночной цене на газ, что будет служить ориентиром для развития рыночных механизмов и регулируемых цен;
- будет способствовать устранению диспаритета цен на различные виды энергоносителей и топлива, а также переориентации на альтернативные источники энергии;
- повысится инвестиционный потенциал «Газпрома» и независимых газовых компаний.

Создание газовых бирж, разумеется, не является единственным направлением формирования конкурентного рынка газа в России и не становится самоцелью. Однако оно очень важно для того, чтобы запустить рыночный механизм. Никто уже не спорит о том, нужны ли газовые биржи или нет. Спор идет, скорее, о том, в какой последовательности выстраивать механизмы и инструменты рынка, о роли газового монополиста в создании и функционировании биржи.

Очевидно, что в нынешних условиях (да и в обозримом будущем) без участия «Газпрома» никакая солидная биржа эффективно функционировать

не сможет. «Газпром» это отлично понимает и также разрабатывает несколько вариантов своего участия в бирже. Начав с требования о том, чтобы иметь контрольный пакет акций создаваемой биржи, он снижает планку своего участия, учитывая реалии ситуации.

Важно, чтобы не получилось «как всегда» и чтобы все движение к созданию либерального рынка газа в России не свелось только к созданию газовой биржи или ряда «торговых площадок». А опасность этого, к сожалению, существует.

Что же, нельзя и в этот раз не согласиться с мнением такого специалиста, как В.Н. Баранов.

14.4.5. ОАО «Газпром» о газовой бирже

Как уже отмечалось, в настоящее время ОАО «Газпром» ещё не завершило разработку своей концепции формирования рынка газа в стране. В этой же концепции, по-видимому, найдут своё отражение и вопросы создания газовой биржи в России. Пока же, исходя из имеющихся материалов [71, 85, 93, 94], можно лишь отметить следующее:

ОАО «Газпром» поддерживает идею создания газовой биржи.

Газовая биржа должна торговать и оперативными поставками природного газа, и фьючерсными (в том числе — долгосрочными) контрактами.

Для определения уровня рыночных цен на газ должны быть организованы торговые площадки по реализации газа по свободным ценам и отработаны механизмы их функционирования.

Основной прирост поставок газа на нерегулируемый сегмент рынка обеспечивают независимые производители газа, а также поставки по импорту газа.

Наиболее крупные коммерческие потребители газа — конденсационные электростанции в зоне действия ЕСГ, металлургические, химические предприятия и др. — должны быть выведены с регулируемого рынка на конкурентный рынок. Их поставщиками станут независимые производители газа и сбытовые организации, реализующие импортный (например, туркменский) газ.

Объём спроса потребителей газа на конкурентном рынке должен предварительно балансироваться (в годовом плане) с возможностями независимых поставщиков.

Рис. 14.1

Структура распределения запасов газа по недропользователям в 2000 г., трлн. м³



Источник: [97]

Рис. 14.2

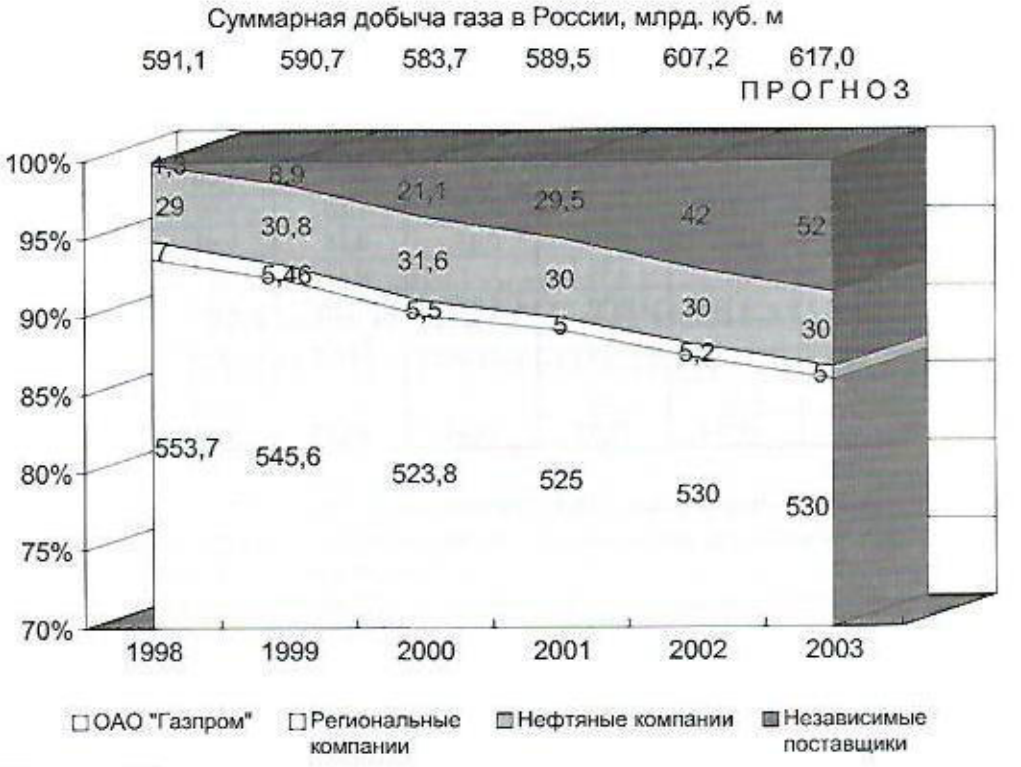
Структура добычи газа в России (по производителям) в 2000 г., млрд. м³



Источник: [97]

Рис. 14.3

Изменение структуры добычи газа по недропользователям



Источник: [97]

Таблица 14.1

Динамика добычи газа в России

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Разница между 2001 и 1996
Добыча, всего, млрд. м^3	640,6	595,7	601,5	571,1	591,1	591,6	583,9	581,0	593,8	-20,5
в т.ч. – ОАО «Газпром», млрд. м^3	596,0	559,5	564,7	533,8	553,7	545,6	523,1	511,9	521,5	-52,8
Удельный вес ОАО «Газпром» в добыче газа, %	93,0	93,9	93,9	93,5	93,7	92,2	89,6	88,1	87,8	—

Источник: [57]

Таблица 14.2

Поставки природного газа компанией «ИТЕРА» (млрд. м³)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Украина	17, 49	13,55	22,88	31, 12	32,41	34,80
Россия	0,73	1, 07	10, 55	19,79	40,09	20,00
Белоруссия	—	0,48	1, 11	3, 85	5, 78	5,10
Казахстан	3,05	1, 87	1, 95	1, 74	2,66	2,90
Армения	1,12	1,44	1,51	1,29	1,40	1,40
Грузия	0,89	0,87	0,92	1,10	1,05	1,00
Молдавия	0,29	0,40	0,43	0,66	0,62	0,60
Литва	0,05	0,32	—	0,48	0,57	0,50
Латвия	—	0,30	0,30	0,29	0,36	0,40
Эстония	—	—	—	0,21	0,20	0,20
Азербайджан	—	—	—	—	0,26	3,10
Узбекистан	2,32	0,61	—	—	0,22	—
ВСЕГО	**25, 94**	**20,91**	**39,65**	**60,53**	**85,62**	**70, 00**

Источник: [101]

Таблица 14.3

Прогнозирумые уровни добычи газа некоторыми независимыми производителями (млрд. м³) (прогнозы компаний — 2002 г.)

	2000	2005	2010	2015	2020
НК «Роснефть»	5,6	15-16	40-42	45-50	45-50
НК «Юкос»	1,6	20,2	40,1	50,2	51,5
ОАО «Сургутнефтегаз»	11,2	10,3	8,5	5,7	4,2
ОАО «ЛУКОЙЛ»	3,4	4,6	27,8	50,0	67,7
ООО «ИтераХолдинг»	18,0	74,8	80,8	82,2	60,6
«Союзгаз»	…	50,0	59,6	57,3	45,9
Итого по названным компаниям (округл.)	**39,8**	**175-176**	**257-259**	**290-295**	**276-281**

Источник: [71]

Глава 15

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Существующие в России экологические проблемы носят сложный, многогранный характер, а их решение имеет огромную экономическую и социальную значимость для страны.

Известно, что в последнее время в России значительно ужесточились экологические требования, а по многим позициям (например, по допустимым сбросам загрязняющих веществ в водные объекты) они оказались даже более строгими, чем в других странах.

Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) России, в котором газовая промышленность занимает ведущее место, остается (во многом — в силу объективных причин) одним из крупных в промышленности загрязнителей окружающей природной среды.

Доля отраслей ТЭК в выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух и в сбросе загрязняющих сточных вод промышленностью достигла в 2002 г. 53,4% и 21,4% соответственно (**рис. 15.1** и **15.2**) [123].

Хотя природный газ и является экологически чистым минеральным топливом, отношение «Газпрома» к проблемам окружающей среды существенно изменилось в последние годы. Это связано с тем, что был принят ряд новых, довольно жестких законов в области природоохранной деятельности предприятий, а также в связи с присоединением России к международным конвенциям ООН, заключенным в Монреале, Рио-де-Жанейро и др. Это вызвано также тем, что деятельность «Газпрома» вышла далеко за пределы границ России.

Следует также отметить, что, исходя из приоритетности сохранения окружающей среды, объекты газовой отрасли отнесены к категории опасных (Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», 20 июня 1997 г.).

На всех стадиях освоения месторождений, транспортировки, хранения, переработки и распределения углеводородного сырья объектами воздействия являются практически все компоненты природной среды: атмосферный воз-

дух, поверхностные и подземные воды, почвы, недра, многолетнемерзлые породы, растительный покров, биотические комплексы. Все это определяет сложность и многоплановость задач при обеспечении экологической безопасности и охраны окружающей природной среды в газовой промышленности, решение которых во многом зависит и от общего экономического состояния в России.

«Газпром» первым в Топливно-энергетическом комплексе России определил и реализует свою экологическую политику в области охраны окружающей среды. Она была разработана с учетом опыта зарубежных фирм и в соответствии с проектом Международного стандарта ИСО 14000.

Главным содержанием экологической стратегии «Газпрома» является снижение непосредственного воздействия производственной деятельности на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов и оздоровление социально-экологической обстановки.

Экологические аспекты в отрасли учитываются на всех этапах производства – от разведки и разработки месторождений природного газа до его доставки потребителю.

Несмотря на экологические преимущества использования газа в сравнении с другими видами топлива, все же факт ощутимого (прямого и косвенного) влияния предприятий «Газпрома», расположенных в ряде географических регионов России, никто не оспаривает.

Так, доля газовой отрасли в общих выбросах загрязняющих веществ в атмосферу промышленными предприятиями России составляет около 3,4%, в сбросе загрязненных сточных вод – 0,2% (**рис.15.1** и **15.2**) [123].

Вся природоохранная деятельность предприятий Газпрома обеспечивается действующей отраслевой системой управления охраной окружающей среды, новой редакцией экологической политики, принятой ОАО «Газпром» в 2000 г., и локальными экологическими программами.

Приоритетами ОАО «Газпром» в области охраны окружающей природной среды и рационального природопользования являются:

— сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой промышленности;

— обеспечение промышленной и экологической безопасности строительства и эксплуатации объектов добычи, переработки и транспорта углеводородного сырья;

— охрана здоровья работников отрасли;

— участие в обеспечении экологической безопасности регионов, в которых размещены объекты ОАО «Газпром» (организационное, техническое, финансовое).

Производственная деятельность ОАО «Газпром» ведется, в основном, в районах повышенного экологического риска Арктической и Субтропической зоны, в этих районах бурится более 90% скважин. Деятельность предприятий связана с изъятием земель для постоянного и временного пользования, нарушением почвенного покрова при штатных и особенно при аварийных ситуациях. При этом 70% ущерба окружающей среде наносится в период строительства.

Природоохранная деятельность «Газпрома» включает в себя совокупность научно- обоснованных мероприятий, реализация которых в рамках отдельных

предприятий или региона в целом обеспечивает достижение установленных экологических норм и нормативов. При этом основное внимание отводится оптимизации организованных структур управления охраной природы, сокращению объемов выбросов (сбросов) ЗВ, увеличению темпов и улучшению качества рекультивации нарушенных земель, утилизации отходов производства.

В ходе выполнения поставленных задач в газовой отрасли проведена инвентаризация природоохранных проблем. Создан регистр природоохранного законодательства, инструкций, требований по планированию мероприятий в области охраны окружающей среды.

Создана нормативная база природопользования, включающая комплекс нормативно-технических и руководящих документов, инструкций, методик по контролю и учету выбросов (сбросов) ЗВ.

Эти документы конкретизируют и развивают общеотраслевые положения, содержат экологические характеристики оборудования и технологических процессов и обеспечивают экологические требования.

Какова же практика выполнения обязательств экологической политики «Газпрома» и подведомственных предприятий в регионах по природоохранной деятельности?

Сводные данные, характеризующие воздействие газовой отрасли на окружающую среду и природные ресурсы, приведенные в *табл. 15.1, 15.2* и на **рис. 15.3 – 15.7**, показывают, что за период с 1995 г. реализация принципов экологической политики «Газпрома» позволила стабилизировать, а по некоторым показателям снизить техногенное воздействие на окружающую среду и получить ощутимые результаты [124].

В последние годы в газовой промышленности наметилась устойчивая тенденция снижения выбросов, сбросов ЗВ и отходов в окружающую среду.

Выбросы в атмосферу содержат основные ЗВ: углеводороды (63,3%), оксид углерода (25,2%), оксиды азота (6,5%), диоксид серы (3,2%) и широкий спектр микропримесей, на который приходится 1,8% суммарных выбросов. Динамика выбросов ЗВ приведена на **рис. 15.8**.

Высокий процент выбросов углеводородов (в основном метана) характерен для газотранспортных и добывающих предприятий. В настоящее время удалось приостановить рост этого показателя. Это достигнуто за счет модернизации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций, работ по диагностике оборудования и экологическому мониторингу.

ОАО «Газпром» были предприняты значительные усилия по снижению выбросов оксидов азота в соответствии с обязательствами России, вытекающими из Конвенции 1979 г. о трансграничном загрязнении воздуха на больших расстояниях. Хорошие результаты по сокращению выбросов оксидов азота на газотранспортных предприятиях получены при модернизации камер сгорания на эксплуатируемых газоперекачивающих агрегатах. С 1990 г. модернизировано более 600 камер сгорания на газоперекачивающих агрегатах мощностью в 6 и 10 тыс. кВт отечественного производства, имеющих высокие эмиссии оксидов азота. Выбросы оксидов азота объектами «Газпрома» в пределах европейской части страны значительно снижены.

За счет реконструкции и модернизации камер сгорания ГПА выбросы оксидов азота в атмосферу сокращены в 1,6 раза (*табл. 15.2*, **рис. 15.8**).

Разрабатывается новое поколение газоперекачивающих агрегатов мощностью от 6,3 до 25 Мвт с малоэмиссионными камерами сгорания, обеспечивающими КПД до 35-38% и выбросы оксидов азота до 50 мг/куб. м.

Начиная с 1996 г. по настоящее время в ОАО «Газпром» был выполнен большой объем работ по внутритрубной диагностике магистральных газопроводов и экологическому мониторингу, а также по обнаружению, локализации и ликвидации утечек и потерь природного газа, включая наземные и аэрообследования трасс газопроводов с использованием лазеров, тепловизоров и других современных технических средств.

Определенные успехи были достигнуты в снижении выбросов диоксида серы при переработке сероводородсодержащих газов, в основном в результате работ по повышению надежности и безопасности Оренбургского и Астраханского газовых комплексов. Наглядным свидетельством является динамика значений валовых выбросов на этих предприятиях за последние годы *(табл. 15.3)*. Так, на Оренбургском газовом комплексе были введены в эксплуатацию дополнительные установки доочистки отходящих газов, установки очистки ШФЛУ от меркаптанов, установки получения одоранта и его контейнерной отгрузки [125].

На Астраханском газовом комплексе (АГК) обеспечена надежность энергоснабжения, выполнены ремонт и реконструкция установок получения серы. Разработан проект реконструкции I и II очереди Комплекса. Выполнена оценка совокупного воздействия на окружающую среду обеих очередей АГК.

Газовая отрасль не является водоемкой, потребление воды из природных источников составляет 0,7% от используемой в целом промышленностью России.

Соответственно доля газовой промышленности в использовании свежей воды и сбросе сточных вод в поверхностные водоемы незначительна.

В газовой промышленности отмечается высокий процент экономии воды с 1995 г. — в 2 раза, *(табл. 15.2)* и снижение объема сброса загрязненных сточных вод в 1,2 раза *(табл. 15.2)* за счет проведения следующих мероприятий, направленных на решение конкретных проблем: оснащения биологическими очистными сооружениями; внедрения системы оборотного водоснабжения; систематического контроля качества сбрасываемых в природные водоемы сточных вод, а также контроля за соблюдением норм водопотребления и водоотведения нормативов сбросов; создания бессточных технологий; совершенствования методов очистки сточных вод.

Предприятия газовой промышленности постоянно, с применением современных технологий ведут работы по рекультивации и возврату основным пользователям земель, нарушенных в процессе производства. За период 1995-2002 гг. рекультивировано более 50 тыс. га нарушенных земель, из которых 50% возвращено землепользователям (*табл. 15.1*, **рис.15.9**) [124].

В газовой промышленности большая часть отходов производства (более 90%) представлена металлоломом, который до 1998 года считался вторичным сырьем и не включался в состав отходов. Количество отходов, остающихся на предприятиях «Газпрома», с 1995 г. уменьшилось в 3,4 раза *(табл. 15.1*, **рис.15.10**) [124]. Металлолом с территорий предприятий передается на переработку на металлургические заводы.

Таким образом, в течение ряда лет в Газпроме реализуется комплексная схема достижения высокого научно-прикладного уровня новых технологий и технических разработок, фундаментальных и прикладных научных исследований, опытно-промышленная обработка и промышленное внедрение которых дает ощутимые результаты по минимизации техногенной нагрузки предприятий отрасли на окружающую среду.

Однако экологические проблемы в отрасли еще остаются, работы по их решению продолжаются и нашли свое отражение в Постановлении Правления «Газпрома» от апреля 2000 г., в котором утвержден перечень «Первоочередных работ по охране окружающей среды на 2000-2005 гг.».

Остановимся на экологических проблемах, решение которых в отрасли необходимо продолжить:

- Предотвращение растепления многолетнемерзлых пород в Арктических и Субтропических районах Западной Сибири, где сосредоточена основная сырьевая база газовой промышленности.
- Сохранение природного ландшафта. Метод кустового расположения скважин, принятый при бурении из-за сильной заболоченности территории и наличия многолетнемерзлых пород, предполагает подсыпку грунта на площади кустов. При густой сетке кустов искусственные инженерные сооружения и карьеры начинают превалировать над окружающим ландшафтом.
- Нарушение природных экосистем из-за бурения скважин, прокладки промысловых и магистральных газопроводов. Утилизация технологических отходов бурения, которые по традиционной технологии накапливаются и хранятся на территории буровой в земляных амбарах. Следует заметить, что на районы с экологически уязвимыми природно-климатическими условиями приходится около 90% буровых работ.
- Техногенные последствия геодинамических процессов, которые проявляются в виде деформаций (просадок) земной поверхности и сейсмических толчков разной силы, что может повлиять на устойчивость промысловых сооружений.
- Обеспечение экологической безопасности районов нового строительства и их экологическое сопровождение.
- Снижение выбросов и сбросов загрязняющих веществ и отходов производства при добыче, транспорте, хранении и переработке природного газа.
- Утечки метана на всех стадиях производственного процесса (от бурения скважин до потребительских горелок включительно), что является крупной составляющей эмиссии парниковых газов.
- Стабилизация объемов выбросов парниковых газов на уровне 1990 г.
- Снижение выбросов оксидов азота и оксидов серы в соответствии с Конвенцией 1979 г. о трансграничном загрязнении атмосферы. Эмиссия вредных веществ при добыче и переработке сероводородсодержащих газов на Оренбургском и Астраханском месторождениях.
- Создание отраслевой системы производственного экологического мониторинга.
- Создание систем управления природоохранной деятельностью объектов «Газпрома» на базе стандартов ИСО 14000 и их сертификация.

Заметный экологический урон наносят аварии на магистральных газопроводах, влекущие выбросы метана и повреждение почвенно-растительного покрова. Для решения этих проблем и уменьшения негативных последствий ОАО «Газпром» разрабатывает и внедряет как структурные, так и технические средства. В частности, осуществляется стратегический маневр масштабами и сроками освоения новых (особенно — экологически наиболее опасных) газодобывающих районов, а также трассировкой и очередностью строительства (реконструкции) газопроводов.

Примером такого маневра служат прорабатываемые во всех деталях варианты очередности и масштабов освоения Штокмановского месторождения в Баренцевом море, Бованенковского, Харасавейского и других месторождений на полуострове Ямал. Достигаемая за счет этого отсрочка освоения экологически более рискованных проектов позволяет выигрывать время для более тщательной и всесторонней подготовки к их освоению.

Ниже раскрывается суть названных проблем и перспективы их решения.

Предотвращение растепления многолетнемерзлых пород. Для решения этой проблемы проводится, прежде всего, тщательное изучение геокриологических и гидрогеологических условий района строительства объектов. Осуществляется опережающая инженерная подготовка территории: строительство промысловых дорог, отсыпка минеральным грунтом площадок под кусты скважин и промысловые объекты, проведение строительных работ только в зимний период и на отсыпных площадках и др.

К другим важным мероприятиям относятся проведение подземной прокладки теплоизолированных шлейфов; применение на обвязке скважин теплоизолированных труб; транспортировка газа по магистральным трубопроводам в районах вечной мерзлоты в охлажденном состоянии (до минус 1-2°С).

Здесь же возникает и важная научная задача о разработке методов прогнозирования процесса растепления мерзлых пород при добыче газа и конденсата [126].

Сохранение природных ландшафтов. Для сохранения ландшафтов при освоении газовых и газоконденсатных месторождений во время составления проектов разработки и обустройства проводится оценка воздействия на окружающую среду, сокращается число кустов скважин и площадей земельных участков под кусты скважин при использовании горизонтальных скважин. Внедряются современные методы компьютерного проектирования для выбора оптимального варианта расположения объектов. Осуществляется механическая и биологическая рекультивация использованных земель.

Так, приоритетным фактором, определяющим устойчивость природной среды полуострова Ямал, является растительный покров, нарушение которого непосредственно связано с изменением геокриологических процессов, причем связь эта обоюдная, и часто эти процессы трудно отделить друг от друга. Растительный покров полуострова Ямал очень чувствителен к воздействию кислых осадков, связанных с выбросами в атмосферу продуктов сгорания газа. Анализ данных о динамике схода и естественного восстановления на новой видовой основе растительного покрова в пределах зоны промышленного освоения Бованенковского месторождения за 25-летний период эксплуатации позволяет утверждать, что этот фактор воздействия на природ-

ную среду не является необратимым. Для специфических природных комплексов полуострова Ямал гораздо большую опасность представляют процессы, связанные с нарушением естественного режима многолетнемерзлых пород. Для предупреждения широкого развития процессов растепления и связанных с этим последствий предусмотрен ряд мероприятий: все земляные работы проводятся в зимнее время; все сооружения, включая фундаменты, сваи, хранилища, трубопроводы и др., снабжены системами охлаждения и другими технологическими решениями для сохранения температуры мерзлых грунтов; на землях, временно отводимых для выполнения строительных работ, предусмотрены меры по их рекультивации [126].

Реализация этих мероприятий позволяет в течение первых 5-7 лет разработки почти полностью устранить последствия первоначальных техногенных воздействий на окружающую среду.

Уникальную экологическую и хозяйственную ценность имеют гидрологические ресурсы и гидробиологические системы полуострова Ямал. Реки и озера полуострова Ямал служат местом обитания многих ценных видов рыб, среди которых все виды сиговых — омуль, хариус, ряпушка, муксун, нельма и др. Рыбное стадо имеет одновременно экологическую и хозяйственную ценность. Экологическая ценность заключается в том, что Ямальские популяции ценных видов рыб служат генофондом, поскольку численность этих рыб в реках таежной зоны Тюменской области резко сократилась. Хозяйственная ценность их также несомненна, поскольку рыбный промысел является одним из источников существования коренного населения. Поэтому воздействия инженерных сооружений на гидросферу полуострова Ямал были предметом специальных исследований.

В долгосрочном плане наиболее масштабным следствием техногенного вмешательства может быть просадка земной поверхности на поздних стадиях разработки крупнейшего из ямальских месторождений — Бованенковского. Расчеты показывают, что максимально возможная просадка земной поверхности, которая будет наблюдаться на 25-й — 40-й годы эксплуатации, составит 1,5-2,0 м. Просадки указанных значений затронут южную часть Бованенковского месторождения площадью около 150 кв. км. Это приведет к определенному изменению гидрологического режима рек, озер и пойменных территорий. Выражаться оно будет, главным образом, в продолжительности периода затопления различных пойменных уровней. Так, при просадке на 0,5 м затопленными окажутся лишь прирусловые понижения рельефа; просадки на 1,0-1,5 м дадут картину затопления, соответствующую бытовым условиям в среднее по высоте половодье. Территории месторождения с просадками в 2 м будут затоплены как в половодье многоводного года. Описанная картина соответствует условиям естественно складывающегося гидрологического режима. Принятие инженерных мер защиты территории от затопления путем строительства регулятора уровня на реке Морды-Яха на границе газоносной области за пределами зоны просадок позволит практически полностью нейтрализовать негативное влияние разработки месторождения на гидрологические процессы региона.

Таким образом, в период 1996-2000 гг. с целью освоения углеводородных ресурсов полуострова Ямал заложены основы единой информационной

технологии накопления, управления, обработки, анализа и интерпретации данных по природной среде, социальным условиям, технико-технологическим решениям [126].

Технология реализована в виде специализированной информационной системы СИС-Ямал, которая содержит автоматизированные каталоги и комплексную базу данных по характеристикам природной среды, социальных условий и технических объектов районов Бованенковского ГКМ и трассы газопровода Ямал – Европа с переходом через Байдарацкую губу.

Действующая версия системы поддерживает функционирование подсистем архивного банка интегрированного банка данных и проблемно-ориентировочных приложений, которые позволяют использовать накопленные данные для реализации более 20 моделей расчетов, характеристик природной среды и сценариев подготовки проектных решений с учетом экологической безопасности освоения газоконденсатных месторождений полуострова Ямал.

В целом полученные результаты проведенных исследований позволяют утверждать, что при соблюдении проектных решений и разработанных регламентов на ведение строительно-монтажных работ промышленное освоение углеводородного сырья полуострова Ямал будет осуществляться с допустимыми техногенными нагрузками на природную среду, в основном в пределах отведенных территорий, и ни к каким необратимым экологическим последствиям привести не может.

Утилизация производственно-технологических нефтесодержащих шламов, в том числе отходов бурения в экологически чувствительных районах. Проблема сбора, хранения и утилизации буровых отходов возникла с момента первых буровых работ на Севере, и только в последние годы стала решаться.

Более 90% буровых работ приходится на экологически уязвимые регионы. При традиционной технологии сооружения скважин производственно-технологические отходы бурения накапливаются и хранятся непосредственно на территории буровой, как правило, в земляных амбарах. Объем буровых сточных вод в газовой промышленности за год в среднем составляет около 800 тыс. куб. м, в том числе бурового шлама ~ 30%. Объем воды, потребляемой одной буровой установкой, колеблется от 25 до 120 куб. м/сут. Суточные объемы образующихся сточных вод составляют 20–40 куб. м на одну скважину.

Для утилизации производственно-технологических отходов бурения в газовой промышленности практикуется замена традиционных технологий и материалов на экологически более чистые:

— применение низкотоксичных буровых растворов;

— переход к горизонтальному способу бурения;

— бурение скважин по замкнутой циркуляционной системе с использованием высокоэффективных каскадных вибросит, центрифуг и способов очистки буровых сточных вод;

— использование технических средств буровых установок в технологическом процессе очистки буровых сточных вод;

— совершенствование способов очистки сточных вод с учетом природно-климатических особенностей расположения объектов;

— освоение безамбарного способа бурения;

— переход к мало- и безотходным технологиям;

— подземное захоронение высокоминерализованных отходов бурения.

Одним из наиболее эффективных способов снижения негативного воздействия на природную среду при проведении буровых работ является обезвреживание отходов бурения, содержащих включения адсорбированных токсичных реагентов, количество которых при бурении одной скважины составляет от 50 до 500 т.

В газовой промышленности опробована эффективная технология химического обезвреживания нефтесодержащих шламов – отходов бурения, в том числе соленасыщенных и углеводородсодержащих буровых шламов и растворов, продуктов поршневания конденсатопроводов и др., методом капсулирования. Технология разработана применительно к условиям строительства скважин в северных районах, но может быть легко адаптирована и к другим районам страны. Процесс капсулирования реализуется путем интенсивного перемешивания шлама с добавлением 10-30% различных препаратов («Ризол», «Эконафт» ХПП-001 и др.), изготавливаемых на основе гидрофобизированной извести. В результате взаимодействия препарата с шламом происходит гомогенизация системы и начинается реакция химического диспергирования. Шлам преобразуется в продукт, состоящий из отдельных гранул. Каждая гранула представляет собой частицу шлама, покрытую гидрофобной, нерастворимой в воде и биохимически инертной оболочкой. Как показали исследования обезвреженных отходов, уже через 2-4 суток толщина защитных оболочек образовавшихся гранул допускает их безопасное захоронение. Процесс формирования оболочек продолжается еще в течение нескольких месяцев, благодаря чему их толщина увеличивается, повышая надежность изоляции загрязнений. [127, 128].

Опытно-промышленные испытания материалов, технических средств и технологии обезвреживания буровых шламов методом химического капсулирования с помощью реагента «Ризол» осуществлялись на буровой «2-я Девонская» ООО «Астраханьгазпром», препаратом «Эконафт» и ХПП-0,01 – на конденсатопроводе Оренбург – Салават – Уфа. Испытания подтвердили высокую эффективность и возможность широкого промышленного применения новой технологии.

Создание системы геодинамического мониторинга за разработкой месторождения. В настоящее время получены принципиально новые данные о роли геодинамического фактора в системе обеспечения промышленной и экологической безопасности разработки месторождений углеводородов и функционирования добывающих и перерабатывающих комплексов. Геодинамические процессы становятся важной экологической проблемой для газодобывающей промышленности, проявляющейся в сейсмических толчках, деформации поверхности и т.п. Их влияние может отразиться на устойчивости оборудования, трубопроводов, морских платформ и привести к аварийным ситуациям.

Заблаговременное создание системы геодинамического мониторинга за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений позволит не только существенно сократить в дальнейшем затраты на ликвидацию последствий аварийных ситуаций в силу их прогнозируемости, но и разработать действенные рекомендации по их предотвращению.

Совершенствование системы прогнозирования развития геодинамически активных зон позволит оптимально размещать объекты газонефтедобычи и снижать риск возникновения аварийных ситуаций. Программой научно-технического развития предусмотрен геодинамический мониторинг всех крупных месторождений газа на суше и на шельфе.

В качестве первоочередных объектов газовой промышленности для организации геодинамического контроля определены:

— Астраханское газоконденсатное месторождение с прилегающей территорией Северного Прикаспия;

— группа уникальных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Заполярное);

— Оренбургское газоконденсатное месторождение;

— Бованенковское газоконденсатное месторождение (полуостров Ямал);

— Штокмановское и Приразломное месторождение (шельф).

Геодинамические исследования могут стать важной составной частью в системе оценки экологического риска эксплуатации различных объектов газовой промышленности. Например, они могут быть полезны при выявлении потенциально аварийных участков магистральных газопроводов, экологической опасности при эксплуатации подземных газохранилищ и др.

Обеспечение экологической безопасности районов нового строительства и их экологическое сопровождение. Реализация программы освоения новых месторождений с целью обеспечения необходимого уровня добычи газа требует обеспечения экологической безопасности этих удаленных регионов с чрезвычайно уязвимыми экосистемами, учитывая их экономическую и социальную значимость.

Основные прогнозные ресурсы природного газа приходятся на Западную и Восточную Сибирь, Дальний Восток, шельфы Карского, Баренцева и Охотского морей.

Работы, связанные с разведкой и разработкой шельфа, являются пионерными для нашей страны и привлекают повышенное внимание со стороны природоохранных органов. Это связано с тем, что первый опыт разведки и разработки месторождений на шельфах Дальнего Востока, арктических морей и Северного Каспия осуществляется на территориях с богатыми биоресурсами и чрезвычайно ранимой природой.

В связи с этим особо выделяется проблема обеспечения экологической безопасности при разработке морских нефтегазовых месторождений, недопущения нанесения невосполнимого ущерба морским биоресурсам.

В качестве примера остановимся на проектах освоения Сахалинского шельфа.

Разведанные ресурсы нефти и газа на шельфе о. Сахалин позволят обеспечить продуктами переработки нефти (примерно 12 млн. т нефти в год) о. Сахалин, Дальний Восток, Камчатку, провести газификацию указанных регионов (около 30 млрд. м^3 газа в год) и осуществлять экспорт в страны Юго-Восточной Азии, что отвечает стратегическим интересам России в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Правительство Российской Федерации утвердило в 1999 г. Программу газификации Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев,

источником газа для ее реализации являются проекты «Сахалин». Осуществление газификации указанных территорий уже в ближайшее десятилетие позволит снять многие энергетические проблемы этого удаленного от центра региона.

В настоящее время проводятся поисково-оценочные работы в Обской губе.

«Газпром» приступил к геологическому изучению Каменномысского участка дна акватории Обской губы. Существенное внимание при подготовке и проведении работ в Обской губе было уделено обеспечению экологической безопасности.

Каменномысский участок Обской губы представляет несомненную экологическую ценность. В нем находятся места нагула и нереста муксуна, чира, пеляди, сига, нельмы, налима, а также таких ценных рыб, как стерлядь и осетр. Здесь постоянно обитают и менее ценные виды рыб, а также морские млекопитающие (кольчатая нерпа). Весной в районе работ много птиц, в том числе редких и охраняемых (краснозобая казарка, белоклювая гагара, лебеди, журавли).

Учитывая экологическую значимость акватории Обской губы, было принято решение о проведении комплекса мероприятий по обеспечению экологической безопасности работ, включая проведение ряда дополнительных научных исследований.

Проведению поисково-оценочных работ предшествовал этап подготовки обосновывающей документации в соответствии с действующими правовыми и нормативными актами Российской Федерации, включая экологическое картирование района работ, выявление экологически особо чувствительных зон и ОВОС намечаемой хозяйственной деятельности. Были разработаны проекты водопользования, предельно допустимых выбросов в атмосферу и предельно допустимых сбросов в водную среду, утилизации отходов бурения, определены безопасные уровни воздействия на компоненты экосистемы Обской губы используемых буровых растворов.

Проведенные исследования и результаты государственной экологической экспертизы показали, что все виды техногенных воздействий на окружающую среду при бурении и испытании поисковых скважин на Каменномысском участке в Обской губе будут локальными и незначительными. Данный вывод подтвержден результатами комплексного экологического мониторинга.

Однако реализация этих проектов осложняется объективными трудностями. Прежде всего — это неточность и несовершенство нормативно-правовой базы, противоречивость и неоднозначность толкования ряда положений федеральных законов, регламентирующих указанную деятельность, что создает трудности при разработке проектов и рассмотрении их в соответствии с существующим природоохранительным законодательством.

Решение этой проблемы является первостепенной задачей. Первые шаги в этом направлении сделаны. В соответствии со ст. 33 Федерального закона «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации», принято Постановление Правительства Российской Федерации № 208 от 10.032000 г. «Об утверждении Правил разработки и утверждения нормативов ПДК вредных веществ и ПДВВ на морскую среду и природные ресурсы внутренних морских вод и территориального моря Рос-

сийской Федерации». МПР России совместно с Минтотопэнерго России были разработаны первоочередные поправки в указанный Федеральный закон, согласованные с Госкомэкологии и Госкомрыболовством России, которые позволят исключить неоднозначность и противоречивость толкования его отдельных положений.

Такая работа по созданию законодательной и нормативно-правовой базы, отвечающей современному уровню научно-технических достижений, с учетом накопленного мирового и отечественного опыта, должна быть продолжена.

Федеральной целевой программой по комплексному освоению нефтегазовых ресурсов Тимано-Печорской провинции предусматривается активное освоение этого региона на основе сбалансированной политики, учитывающей реализацию мер по защите окружающей природной среды, чрезвычайно уязвимых экосистем и рациональному использованию природных ресурсов, обеспечивающих поддержание на территории провинции и в Арктическом бассейне биосферного равновесия, гарантирующих взаимосвязь освоения нефтегазовых ресурсов и традиционного для народов Крайнего Севера ресурсопользования.

При освоении районов Крайнего Севера должны быть нормативно определены требования по допустимому техногенному воздействию в пределах емкости экосистемы и в соответствии с ними разработан комплекс технических, технологических и специальных природоохранных мер для их достижения. В этой связи затраты при освоении и эксплуатации месторождений возрастают, и требуется разработка системы стимулирования хозяйственной деятельности по экологическим показателям, учитывая затраты.

В целом, на государственном уровне должна быть организована и проведена оценка хозяйственной емкости региональных и локальных экосистем страны и допустимого антропогенного воздействия на них.

Учитывая продолжительность процессов воспроизводства биоресурсов, необходимым условием выдачи разрешений на право производства работ является оплата мероприятий по превентивным мерам по воспроизводству биоресурсов.

Экологическое сопровождение строительства является новым видом работ, который введен в практику деятельности ОАО «Газпром» в 2000 г. С июля 2000 г. экологическое сопровождение строительства проходит этап научно-практического обоснования на объектах газопровода Ямал – Европа.

В составе работ по экологическому сопровождению при строительстве объектов обустройства, транспорта газа и др. предусматриваются исследования предстроительного состояния окружающей природной среды, осуществление производственного контроля за соблюдением подрядчиками строительства природоохранного законодательства и выполнением проектных решений по охране окружающей среды, проведение мониторинга состояния природной среды в полосе строительства и на прилегающей территории, разработка рекомендаций по профилактике или устранению негативных изменений окружающей среды, прогнозируемых или выявленных в процессе осуществления производственного экологического контроля и мониторинга.

Первые результаты, полученные в ходе выполнения работ по экологическому сопровождению строительства, позволяют сделать вывод об их эф-

фективности как с точки зрения экономии сил и средств заказчика строительства в части решения возникающих экологических проблем, так и с точки зрения обеспечения устойчивого развития территорий, на которых сооружаются объекты газовой промышленности. Вероятно, со временем работы по экологическому сопровождению строительства обретут такой же статус, какой имеют инженерные изыскания, оценка воздействия на окружающую среду и другие ныне обязательные виды изыскательских и проектных работ.

Газопровод Россия – Турция «Голубой поток» является одной из важнейших строек ОАО «Газпром». Газпром активно включился в работу по обоснованию строительства объекта года – газопровода Россия-Турция – уникальной трансчерноморской газовой магистрали с пионерными техническими и экологическими решениями [129,130].

Проект «Голубой поток» стратегически и внешнеполитически представляет собой внешнеэкономическую акцию, отвечает национальным интересам России, и его реализация создает благоприятные предпосылки для решения социальных и экологических проблем российского Причерноморья, для газификации Ставропольского и особенно Краснодарского краев.

Масштаб и сложность инженерно-технических решений для реализации проекта «Голубой поток» и жесткие требования к обеспечению экологической и промышленной безопасности газопровода потребовали привлечения широкого круга как отечественных научных и проектных организаций, так и совместных и зарубежных фирм и компаний для проведения проектно-изыскательских работ и научных исследований.

Природа Черного моря ставит много трудных задач, с которыми ранее не встречались ни российские ученые, ни их зарубежные коллеги.

Проект газопровода предусматривает применение передовых достижений мировой науки и техники, позволяющих избежать технического и экологического риска, а также обеспечить широкое применение природосберегающих технологий и техники. В проекте предусмотрен комплекс природоохранных мероприятий на стадии строительства и в процессе эксплуатации магистрального газопровода, экологический мониторинг. Из мероприятий можно отметить сбор, хранение и возврат ценных плодородных слоев почвы, максимальное сокращение ширины строительной полосы, лесовосстановление, сохранение водных режимов и рыбохозяйственных характеристик рек при их пересечении с применением методов наклонно-направленного бурения и др.

В период строительства в проекте предусмотрена работа техники в режиме, обеспечивающем минимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу, и мероприятия по снижению уровня шума. Для охраны водной среды выбраны определенные места и время сооружения переходов через водные преграды. Найдены компоновочные решения, уменьшающие площадь отводимых под строительство земель, запланировано восстановление естественных природных комплексов в полосе строительства, берегоукрепительные и противоэрозионные мероприятия, биологическая рекультивация нарушенных земель.

Особое внимание было уделено морскому участку газопровода. При выполнении морских изысканий были учтены специфические особенности

Черноморского водного бассейна и требования основополагающих документов по международному сотрудничеству в области экологии Черного моря.

Для обеспечения полного соответствия стандартам и безопасной эксплуатации газопровода в международных водах, при его проектировании использовалась система оценки качества в соответствии с международным стандартом. Весь проект, аспекты изготовления материалов и прокладки газопровода проверены и одобрены международным сертификационным бюро Det Norske Veritas.

Большое внимание уделено экологическому мониторингу.

Реализация проекта «Голубой поток» стала примером создания надежного и экологически безопасного объекта.

Доля затрат на природоохранные мероприятия по трассе газопровода составляет порядка 28% от общей сметной стоимости строительства газопровода.

Снижению выбросов, сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду способствовало проведение следующих мероприятий, направленных на решение конкретных проблем.

Выбросы загрязняющих веществ:

- модернизация и реконструкция газоперекачивающих агрегатов (сокращение выбросов оксидов азота);
- реконструкция газопроводов, исследование газовых скважин без выпуска природного газа в атмосферу, многочисленные работы по предотвращению утечек газа, ремонтные работы (уменьшение потерь метана и диоксида углерода);
- эффективное функционирование установок доочистки отходящих газов на Астраханском и Оренбургском комплексах, перерабатывающих сероводородсодержащий газ (что позволило сократить потенциальные выбросы диоксида серы, которые составили бы высокий процент при указанных выше возросших объемах производства и отсутствии таких установок);
- монтаж установок газовой эжекции паров одоранта (исключение попадания этого вещества в воздух при заправке емкости);
- перевод котельных (общее уменьшение вредных выбросов по сравнению с работой на угле) и автомобильного транспорта (уменьшение выбросов вредных веществ по сравнению с работой автомобилей на бензине) на газовое топливо.

Загрязненные сбросы:

- оснащение биологическими очистными сооружениями;
- внедрение системы оборотного водоснабжения;
- систематический контроль качества сбрасываемых в природные водоемы сточных вод, а также контроль за соблюдением норм водопотребления и водоотведения, предельно допустимых сбросов;
- создание бессточных технологий;
- совершенствование методов очистки сточных вод.

Наибольший удельный объем работ по сохранению и восстановлению нарушенных земель приходится на особо уязвимые земли Крайнего Севера.

Эти работы связаны с проведением инженерно-геологического мониторинга, своевременным предотвращением опасных геологических процессов (эрозия, солифлюкция, термокарст и др.).

Основные мероприятия по сокращению площадей земель, отводимых под строительство, а также восстановлению нарушенных при строительстве и эксплуатации земель:

- применение кустового расположения скважин на промыслах;
- внедрение горизонтального бурения;
- прокладка систем многониточных газопроводов в едином техническом коридоре;
- использование блочно-модульного строительства промысловых сооружений;
- опережающее строительство проездов и автомобильных дорог, подготовка строительных площадок;
- производство строительно-монтажных работ на вечной мерзлоте только в зимний период;
- рекультивация карьеров грунта;
- берегоукрепительные работы в районе подводных переходов газопроводов;
- регулярный контроль качества почв.

В связи с проблемой очистки почвогрунтов, загрязненных различными полютантами, в отрасли ведется поиск оптимальных методов по их обезвреживанию.

Предприятия «Газпрома» все чаще включают в перечень методов очистки загрязненных почв биологический метод в его различных модификациях. Это экологически чистый и экономичный метод, так как при его использовании нет необходимости в восстановлении природных экосистем, неизбежном при механическом, пирогенном и других методах [131].

При низких концентрациях загрязнителя в почве биологический метод очистки не имеет альтернативы.

Разработана серия отечественных биопрепаратов для ликвидации загрязнения почвы и воды. Среди них по своим техническим характеристикам выделяется препарат «Биодеструктор», который разлагает широкий спектр углеводородов. Он применяется уже более 10 лет, для его использования имеется вся необходимая нормативно-техническая документация на отраслевом и межотраслевом уровнях. В России налажено промышленное производство «Биодеструктора».

Проблема ликвидации антропогенных отходов не имеет универсальных решений во всем мире.

Для обезвреживания и утилизации промышленных и бытовых отходов в отрасли применяются также термические методы. Наибольшее распространение получило сжигание в слоевых топках. Метод направлен на обезвреживание отходов, получение полезных продуктов в виде тепловой энергии твердого, жидкого и газообразного топлива и, наконец, вторичных ресурсов [132].

В отрасли имеется опыт работы по созданию и внедрению блочных модульных установок для термического обезвреживания и утилизации твердых бытовых и промышленных отходов производительностью 0,1; 0,25; 0,5; 1,0 т/час по перерабатываемым отходам [132].

Установки оснащены апробированной многоступенчатой системой газоочистки, перед строительством комплекс проходит обязательную эколо-

гическую экспертизу проектной документации и согласование в органах Госкомприроды.

Отличительные особенности этих установок:

— использование элементов низкотемпературного пиролиза;

— совместное сжигание твердых отходов с жидкими;

— использование высокотемпературного подогрева дутьевого воздуха;

— использование пневматической системы удаления провала форсированной колосниковой решетки;

— широкая унификация по сжигаемым отходам;

— гибкая высокоэффективная система газоочистки (в зависимости от состава отходов).

Газоочистное оборудование обеспечивает приземные концентрации ЗВ на границе СЗЗ менее 1% от ПДК в атмосферном воздухе.

Потребность в этих установках в отрасли велика.

В «Газпроме» широким фронтом ведутся работы по экологизации автотранспорта, которая является наиболее эффективной и действенной мерой [123, 133]. С октября 2000 г. ЕЭК ООН ввела новые требования для автотранспортных средств Евро-3, а с октября 2005 г. вводятся нормы Евро-4.

На **рис. 15.11** приведено сопоставление европейских норм выхлопа автомобилей (Евро) с составом выхлопных газов автомобилей, работающих на газовом топливе, а удельные выбросы ЗВ с отработавшими газами автомобилей при работе на различных видах топлива приведены на **рис. 15.12.**

Одним из возможных путей достижения требований нормативов Евро является использование автомобильных двигателей, работающих на газовом топливе. Это позволит в короткие сроки со сравнительно небольшими затратами в значительной мере снизить выбросы в атмосферу парка машин, эксплуатирующегося в настоящее время.

Возможности для расширения использования природного газа в качестве моторного топлива на транспорте в России очень большие. Наша страна обладает мощной сырьевой базой для его добычи, имеется разветвленная сеть газопроводов.

В 2000 г. была проведена работа по уточнению ряда статей Федерального закона «Об использовании природного газа в качестве моторного топлива», направленного, в первую очередь, на улучшение экологической обстановки в городах. С июня 2000 г. «Газпром» принимает участие в подготовке проекта Федерального закона «Об обеспечении экологической безопасности автомобильного транспорта». В проект закона предложено включить положения об использовании природного газа в качестве моторного топлива.

В ходе работы над указанными законопроектами был широко использован опыт и законодательные наработки США, Канады, Италии, Германии, Австралии и многих других стран, где разработана и действует система мер, которая не только стимулирует, но и принуждает применять более чистые виды моторного топлива.

ОАО «Газпром» приняло участие в разработке проекта Федеральной целевой программы «Развитие автомобильной промышленности России на период до 2005 г.», в подпрограммах, касающихся использования газа в качестве моторного топлива. Программой предусматривается освоение новых

моделей газовых двигателей, расширение выпуска перспективных конструкций газобаллонного оборудования, а также проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по использованию сжиженного природного газа на автотранспорте.

В настоящее время для заправки транспорта компримированным природным газом (КПГ) в России создана сеть из 218 автомобильных газонаполнительных станций (АГНКС), в основном большой мощности, охватывающая 156 городов в 52 регионах страны и способная производить около 2 млрд. м³ КПГ в год. Эти АГНКС способны обеспечить ежесуточную заправку 30 тыс. автомобилей, заместив при этом примерно 2 млн. т бензина в год. Реализация газа на АГНКС в 2002 г. в ОАО «Газпром» составила 106 млн. м³, превысив уровень 1998 г. в два раза.

По оценкам специалистов, полная загрузка созданной сети АГНКС позволила бы снизить выбросы загрязняющих веществ автомобилями более чем на 10%.

В результате целенаправленной деятельности ОАО «Газпром» создан типоразмерный ряд АГНКС и передвижных автогазозаправщиков, освоено производство сертифицированной газотопливной аппаратуры для более чем 80 модификаций автомобилей и 8 модификаций тракторов.

С 60 субъектами РФ подписаны соглашения о сотрудничестве в области внедрения КПГ на транспорте. В 20 регионах приняты и реализуются соответствующие организационно-технические программы, а в Томской и Волгоградской областях приняты законы «Об использовании природного газа в качестве моторного топлива».

В сентябре 2002 г. на очередном заседании Комиссии при Правительстве РФ был одобрен проект Концепции, предусматривающей существенное расширение использования природного газа на транспорте. Предусмотрено три периода реализации положений Концепции:

- первый период (2003-2005 гг.) — сооружение 10-12 АГНКС, увеличение парка газобалонных автомобилей до 65-70 тыс. единиц, что позволит вывести все заправочные станции на уровень рентабельности;
- второй период (2006-2010 гг.) — дальнейшее развитие сети стационарных и мобильных средств заправки, увеличение парка «метанового» транспорта до 190-210 единиц;
- третий период (2011-2020 гг.) — парк автомобилей, работающих на природном газе, должен быть увеличен до 1 млн. единиц, что позволит ежегодно экономить 2,1-2,3 млн. т нефтяных видов моторного топлива и снизить выбросы вредных веществ на 1,2 млн. т.

Меры по ограничению и стабилизации парниковых газов. Рамочная конвенция ООН об изменении климата вступила в силу в 1994 году, ее ратифицировали и ввели в действие 184 государства.

В 1997 году принят Киотский протокол к Конвенции, который подписали все ведущие страны мира. Государственная ратификация документа большинством стран, в том числе и Россией, планировалась после 2000 г.

Протокол установил конкретные обязательства каждой из развитых стран по снижению выбросов парниковых газов так, чтобы в 2008-2012 гг. они стали на 5% меньше, чем в 1990 г.

Россия, в частности, к этому сроку должна обеспечить сохранение уровня выбросов 1990 г.

Около трети выбросов парниковых газов промышленности России дает электроэнергетика. Свыше 99,6% выбросов в электроэнергетике — это диоксид углерода (CO_2), уровень образования которого почти полностью зависит от количества сжигаемого топлива и его вида.

Значительная масса загрязняющих веществ, прежде всего углекислого газа, поступает в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факелах. Уровень использования извлекаемого вместе с нефтью газа в целом по России составляет 80%, продолжает сжигаться на факелах — 20%. Факелы горят и на предприятиях ОАО «Газпром». Такое положение объясняется в ряде случаев незначительными ресурсами попутного нефтяного газа, удаленностью разрабатываемых месторождений от потенциальных потребителей газа, длительными сроками эксплуатации объектов газосбора, часть из которых выведена из эксплуатации в ожидании капитального ремонта и реконструкции, что затрудняет его использование по техническим и экономическим причинам.

Практически во всех нефтяных компаниях существуют программы, планы по повышению уровня использования нефтяного газа. В газовой отрасли такие программы на стадии подготовки. Решение этого вопроса сдерживается необходимостью привлечения значительных инвестиций. Учитывая важность решения данной проблемы, считаем, что мероприятия, направленные на повышение уровня использования попутного газа, можно включать в число природоохранных.

В отрасли продолжают внедряться мероприятия для повышения степени использования попутного нефтяного газа, строятся необходимые объекты.

Указанная проблема становится еще более актуальной в связи с тем, что Россия, подписав Киотский протокол к Конвенции ООН по изменению климата, приняла на себя международные обязательства, в соответствии с которыми в 2008-2012 гг. эмиссия парниковых газов не должна превышать уровень 1990 г.

По данным Третьего национального сообщения Российской Федерации, на долю сжигания ископаемого топлива приходится 98,5% антропогенных выбросов CO_2, и именно в энергетическом секторе сосредоточена основная часть потенциала сокращения эмиссии парниковых газов. В принятых в Киото решениях все страны «восьмерки» согласились ограничить выбросы в диапазоне на 8% ниже уровня 1990 г. в согласованный период от 2008 до 2012 г. В настоящее время формируются правила и условия международной торговли квотами на выбросы с тем, чтобы создать на международном уровне базу для снижения эмиссии вредных веществ в атмосферу при наименьших затратах. Страна может достигнуть своих целей по уменьшению выбросов с помощью сокращения собственных выбросов, с помощью продажи разрешений на выбросы других стран или с помощью комбинации обоих способов.

После Киотских соглашений результат энергоэффективной деятельности — снижение выбросов парниковых газов (а каждая сэкономленная тонна условного топлива предотвращает выброс CO_2) — становится новым ком-

мерческим товаром. При стоимости 20 долл. США за 1 т CO_2 (при переуступке квот на выбросы) каждая тонна сэкономленного топлива даст дополнительно 40 долл. дохода при реализации энергосберегающих проектов.

В результате экономить становится в 4-5 раз выгоднее, чем производить дополнительные энергоносители.

Эмиссия метана и углекислого газа в газовой отрасли происходит на всех стадиях, доминирующее влияние оказывает газотранспортная система, от которой в атмосферу поступает 70% выбросов.

В ОАО «Газпром» утверждена специальная программа работ по снижению потерь на период до 2005 г. Прогнозируется, что реализация предусмотренных программой мер позволит значительно снизить потери природного газа в атмосферу.

В настоящее время (в основном в связи с падением производства) уровень выбросов парниковых газов в России почти на 30% ниже, чем в 1990 г. Имеющиеся оценки прогноза экономического развития нашей страны на перспективу подтверждают, что Российская Федерация не только выполнит свои обязательства, но и будет иметь значительное преимущество по данному вопросу.

Работы по выполнению обязательств России по Киотскому протоколу в отрасли активизированы.

Усовершенствована методическая база по расчетной и экспериментальной оценке объемов выбросов парниковых газов, и по результатам широкомасштабных экспериментальных исследований разработаны нормативы выбросов в атмосферу метана.

Выполнена инвентаризация и определена величина технологических нужд и утечек природного газа по балансу и экспериментально установленным удельным показателям выбросов природного газа. Эмиссия метана в атмосферу по результатам материального баланса подотраслевых структур составляет порядка 2% от объемов добычи; общая величина потерь газа от технологических нужд и утечек газа, рассчитанная по удельным показателям, установленным по результатам широкомасштабных экспериментов, выполненных на объектах отрасли (в % от добычи газа или в % поступления газа в магистральные газопроводы), составляет 1,2-1,4% *(табл. 15.4)*.

Погрешность при балансовом методе может достигать 50% в сторону завышения (за счет погрешности измерительной техники бухгалтерского учета, краж и прочее).

В *табл. 15.5* приведены данные по выбросам диоксида углерода, рассчитанные с учетом объемов сжигаемого газа, а на **рис. 15.13** — прогнозная оценка годовых выбросов CO_2 на расчетные периоды.

Сформулированы отраслевые задачи на начальном этапе деятельности по торговле выбросами CH_4 и CO_2 и перспективные направления НИР по проблеме создания адекватных систем мониторинга; экологических систем по применению рыночных механизмов Киотского протокола проведения на предприятиях газовой отрасли детальной ежегодной инвентаризации парниковых газов, реализация демонстрационных проектов по продаже выбросов CH_4 и CO_2 с последующим реинвестированием полученных средств в модернизацию объектов «Газпрома».

Газовая промышленность участвует в реализации совместных научно-технических проектов по внедрению экологически чистых технологий совместно с крупнейшими фирмами и организациями США, Великобритании, Германии, Франции и других стран. В этом отношении следует отметить проект «Симоне», реализуемый совместно силами «Газпрома» и «Ругаз АГ» в интересах сокращения выбросов вредных веществ на КС российских газопроводов.

Внедрение программно-технического комплексного «Симоне» позволило снизить энергетические затраты, а значит и эмиссию парниковых газов, за счет оптимизации режимов работы газотранспортной системы. Реальный объем сокращения выбросов диоксида углерода на одном объекте по проекту составил 23 тыс. т/год.

Конечная цель экологических проектов — уменьшение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, в том числе парниковых газов. Общей чертой этих проектов является то, что практически все они смогут успешно выполняться при наличии Международной системы оплаты за снижение выбросов парниковых газов.

В *табл. 15.6* приведены данные по динамике эмиссии парниковых газов по «Газпрому», а в *табл. 15.7-15.8* общеотраслевой потенциал снижения эмиссии парниковых газов по подотраслям и проекты по снижению эмиссии парниковых газов [134].

По оценкам многих экспертов, Россия, и в частности «Газпром», располагают резервами для продажи квот на выбросы парниковых газов. Для того чтобы научиться торговать выбросами экологически оправданно и эффективно, необходимо создать внутреннюю систему торговли выбросами парниковых газов. О намерении создать такую систему уже заявили США. Они планируют работать с ключевыми энергетическими отраслями, включая как производителей, так и потребителей энергии, с целью подготовки планов по уменьшению выбросов парниковых газов.

Торговля квотами позволяет экономить деньги и предпринимать меры по снижению выбросов парниковых газов. В условиях ограниченного притока капиталовложений в Россию это позволяет привлечь дополнительные инвестиции для решения экологических задач.

Производственный экологический мониторинг газовой промышленности. Важным инструментом при решении природоохранных задач является производственный экологический мониторинг (ПЭМ). Он проводится на объектах отрасли для получения информации о текущей экологической обстановке, используемой при планировании природоохранных мероприятий, управлении природоохранной деятельностью.

В отрасли активизировались разработки современных средств, основанные на методах дистанционного зондирования.

Так, в газотранспортных предприятиях стандартно применяется лазерная система «Аэропоиск-3» для контроля утечек. В подсистеме мониторинга Астраханского ГХК используется метеорологический температурный профилемер, в Лентрансгазе успешно испытан радиолокационный комплекс «Ридим-газ» для обнаружения утечек метана.

В отрасли изготовлен вертолетный тепловизионный лазерный комплекс нового поколения, который в настоящее время проходит метрологическую

аттестацию. Лазерная часть этого комплекса, установленная на автомашине, прошла успешные испытания на Щелковском ПХГ.

Дистанционные средства позволяют получить точные значения концентраций вредных веществ практически в любой точке приземного слоя или в атмосфере.

В отрасли проведена большая работа по созданию системы ПЭМ и внедрению системы ПЭМ объектов «Газпрома», предусматривающая ее развертывание, включая проектные работы, пусковые объекты и полное развитие с вводом в эксплуатацию подсистем ПЭМ (I-й этап — 1995-2000 гг.); II-й этап — 2001-2005 гг.; III этап — 2005-2007 гг.).

Программа базируется на концепции создания единой технологической схемы — измерение, передача и обработка данных, представление информации для принятия решений при обеспечении экологической безопасности объектов, оценка состояния и их влияния на окружающую среду.

В рамках программы отработаны типовые технические и технологические решения по комплексному мониторингу всех сред (воздух, вода, почва) применительно к особенностям объектов «Газпрома» различного назначения: разведка, бурение, добыча, транспортировка, хранение и переработка газа.

Особое внимание отводится экологическому мониторингу на предприятиях, перерабатывающих сероводородсодержащий газ. На них предусматриваются и специальные технологические решения для снижения воздействия на природную среду. Мощность Астраханского комплекса ограничена уровнем 12 млрд. $м^3$ в год, исходя из требований экологической безопасности. Оренбургский комплекс также претерпит в перспективе коренную реконструкцию с перепрофилированием основной деятельности.

Для Астраханского газохимического комплекса разработана и внедрена комплексная распределенная система экологического мониторинга атмосферы, которая интегрирована с системой оповещения населения о газовой опасности и обеспечивает эффективное диспетчерское управление при возникновении чрезвычайных ситуаций за счет повышения достоверности и оперативности данных о текущей обстановке на объектах предприятия и прилегающей к нему территории.

Завершено техническое проектирование системы ПЭМ для Надымгазпрома.

Предприятия отрасли оснащены современными переносными газоанализаторами.

В настоящее время в ряде предприятий отрасли контроль осуществляется в стационарных условиях передвижными устройствами, с использованием мобильных экологических станций на базе шасси, предназначенными для периодического контроля воздуха, воды и почв (Ямбург, Надым и др.).

Практически для всех объектов хранения газа подготовлены проекты организации геоэкологического мониторинга в районе их расположения.

Отраслевая система ПЭМ является составной частью Единой государственной системы экологического мониторинга. В настоящее время разработаны проекты ПЭМ для предприятий «Оренбургтазпром», «Ямбургтаздобыча», «Уренгойгазпром», «Надымгазпром», «Тюментрансгаз» и др.

Отраслевая политика в сфере стандартизации, метрологии и сертификации является важным элементом экологической и промышленной безопасности предприятий.

В условиях рыночных отношений возникла реальная необходимость и созрели объективные предпосылки формирования системы сертификации в стране, в том числе газовой отрасли. В настоящее время по инициативе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и Президиума Российской инженерной академии создан орган сертификации продукции и систем качества в нефтегазовом комплексе и машиностроительных подотраслях, ориентированных на выпуск нефтегазового оборудования, сформулирована программа работ, которая носит многообразный и всеобъемлющий характер. Первым шагом на пути реализации этой программы в 1996 г. явилась организация в качестве нового структурного подразделения РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина — Международного института технологической надежности и сертификации газонефтяного и нефтехимического оборудования (МИСТЕН). Международный статус института определялся его контактами и участием в работе представителей зарубежных и международных организаций по стандартизации и сертификации (API — США, ТОУ — Германия, ISO и т.п), а также государственных и общественных структур стран СНГ.

Еще одним элементом промышленной безопасности является система управления охраной труда. В соответствии с требованиями действующего законодательства Российской Федерации основными задачами функциональной системы охраны труда следует считать:

— определение и уточнение целей в области охраны труда;

— разработку, согласование и реализацию программ, планов, иных организационно-распорядительных документов в соответствии со стратегическими целями и основными направлениями охраны труда;

— осуществление контрольных функций по вопросам охраны труда;

— подготовку персонала и аттестацию по вопросам охраны труда;

— анализ причин производственных травм и профессиональных заболеваний;

— расследование причин промышленных аварий и осуществление компенсации обусловленных ими потерь.

Эти задачи в газовом комплексе России реализуются в рамках Отраслевой программы улучшения условий и охраны труда на предприятиях отрасли, основными целями которой являлись: снижение производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на предприятиях ТЭК; создание условий, обеспечивающих сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности; повышение уровня гарантий правовой и социальной защиты работников от профессионального риска.

Программа предусматривала реализацию государственной политики в области улучшения условий и охраны труда, изложенной в Основах законодательства Российской Федерации об охране труда.

Система программных мероприятий объединяет работы по следующим направлениям: правовое и нормативное обеспечение охраны труда; организационное и техническое обеспечение охраны труда; обучение работ-

ников, подготовка специалистов по охране труда; проведение научно-исследовательских работ.

«Газпром» ведет большую работу по реализации программы. Так, разработаны «Положение по организации работы по охране труда», «Единая система управления охраной труда в газовой промышленности»; «Правила безопасности при эксплуатации газоперерабатывающих заводов»; «Методические указания по проведению аттестации условий труда на предприятиях ОАО «Газпром»; «Правила безопасности при эксплуатации конденсатопроводов».

Программа разработана и внедрена для выполнения требований государственного регулирования в области промышленной безопасности, защиты от чрезвычайных ситуаций, охраны труда в условиях рыночной экономики и по критериям экономической эффективности.

Разработка и реализация всех программ по охране окружающей среды и рациональному природопользованию, предусмотренных экологической политикой в отрасли, позволит газовой промышленности России не только снизить ежегодный ущерб от техногенных аварий, но и существенно улучшить все основные показатели своей деятельности и способствовать дальнейшему развитию научно-технического прогресса и экологически направленному природопользованию, что обеспечит экологическое благополучие предприятий «Газпрома» в будущем.

Рис. 15.1

Доля отраслей в выбросах загрязняющих веществ в атмосферный воздух промышленностью Российской Федерации в 2002 г., %



Рис. 15.2

Доля отраслей в сбросе загрязняющих сточных вод в водную среду промышленностью Российской Федерации в 2002 г., %



Рис. 15.3

Структура выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, 2002 г.



Рис. 15.4

Структура водоотведения по типу водоприемников, 2002 г.

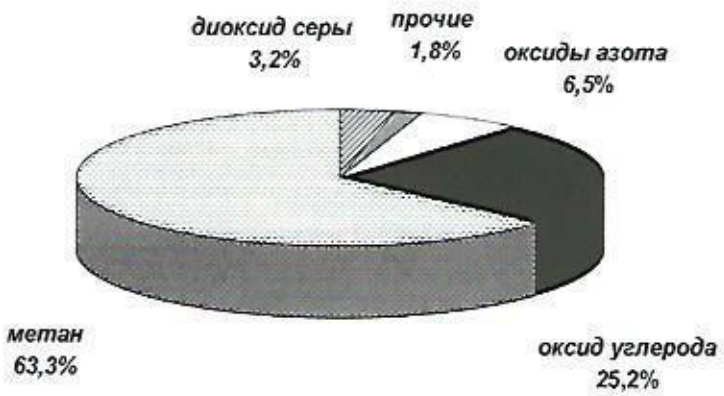


Рис.15.5

Динамика выбросов вредных веществ в атмосферу предприятиями газовой отрасли

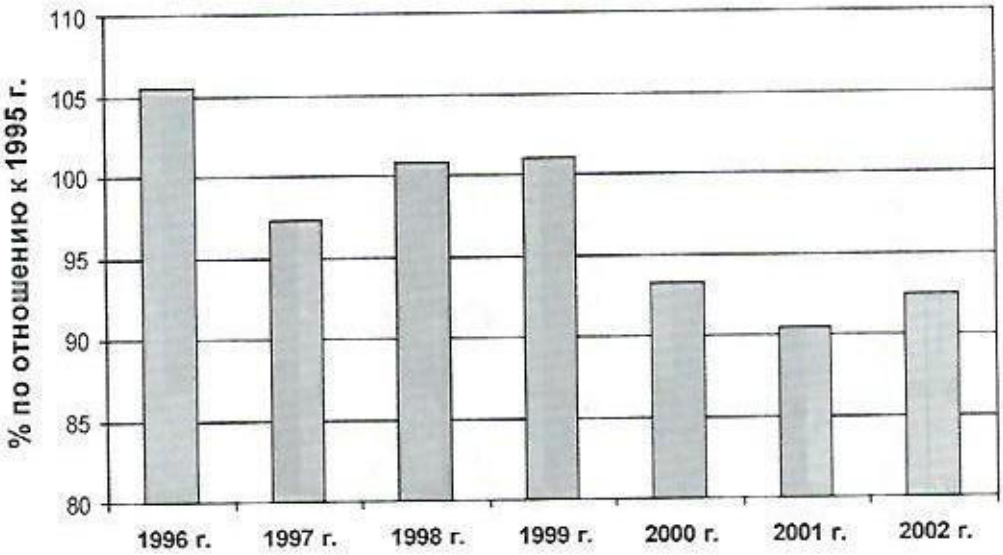


Рис. 15.6

Динамика сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водоемы предприятиями газовой отрасли

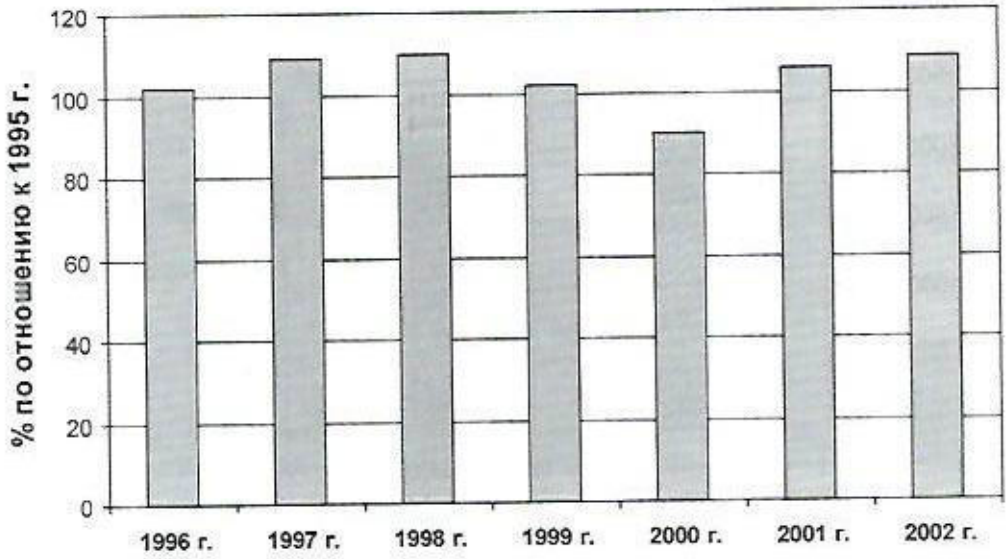


Рис.15.7

Водоотведение в поверхностные водоемы предприятиями газовой отрасли

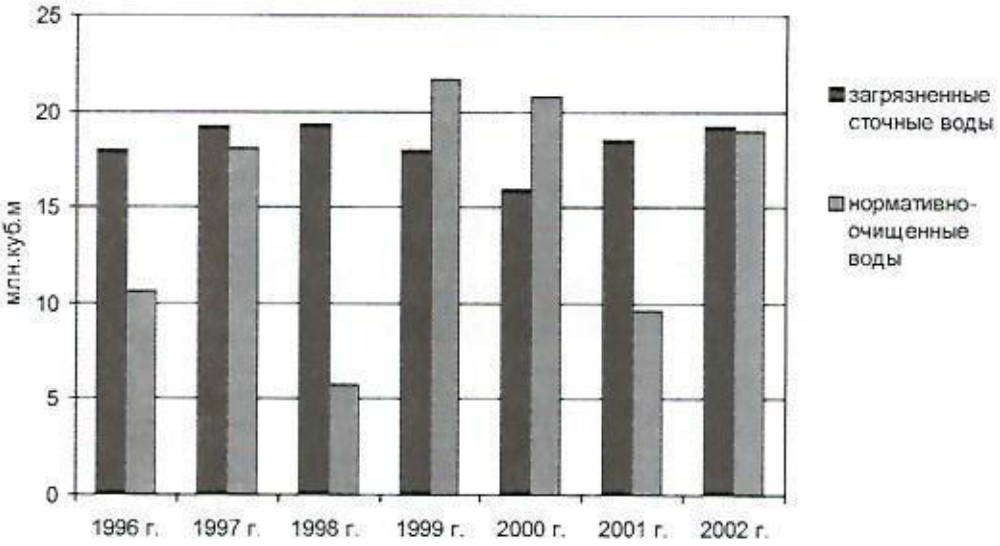


Рис. 15.8

Динамика валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, тыс.т

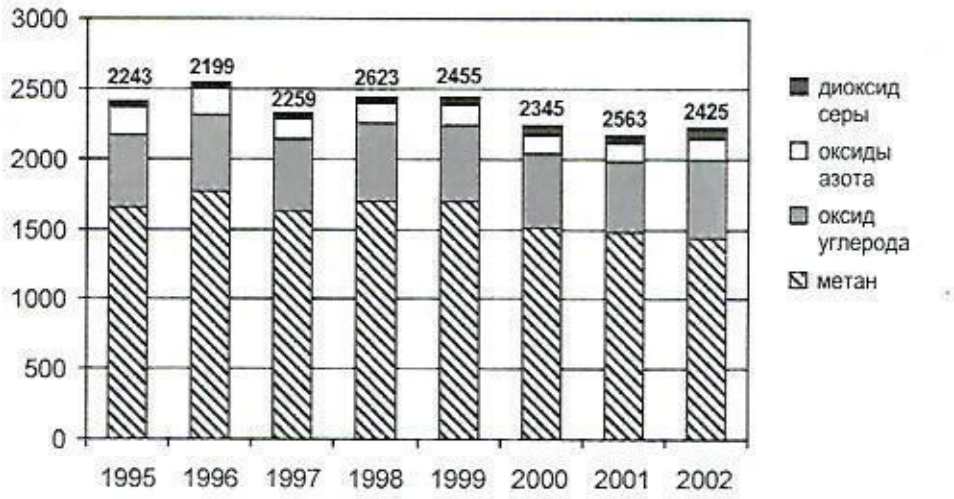


Рис. 15.9

Рекультивация нарушенных земель, тыс.га

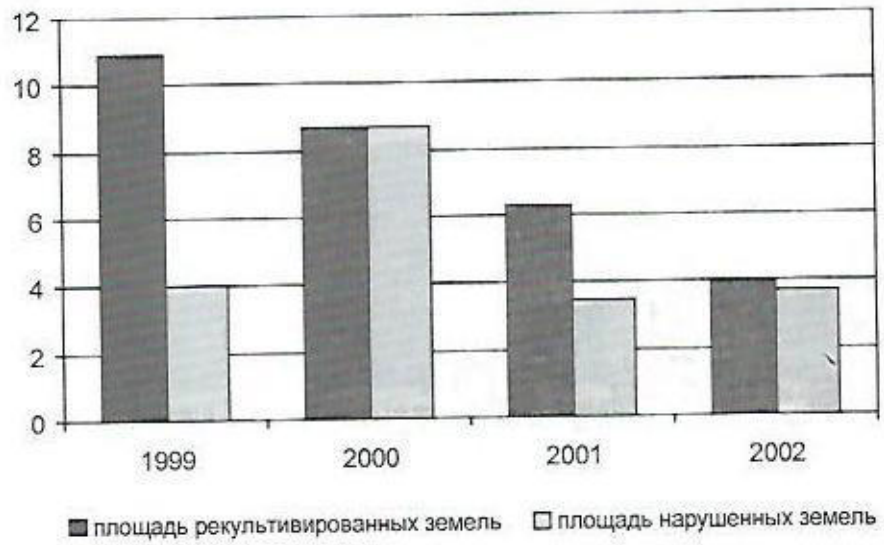


Рис. 15.10

Количество токсичных отходов (бытовых и промышленных), тыс.т

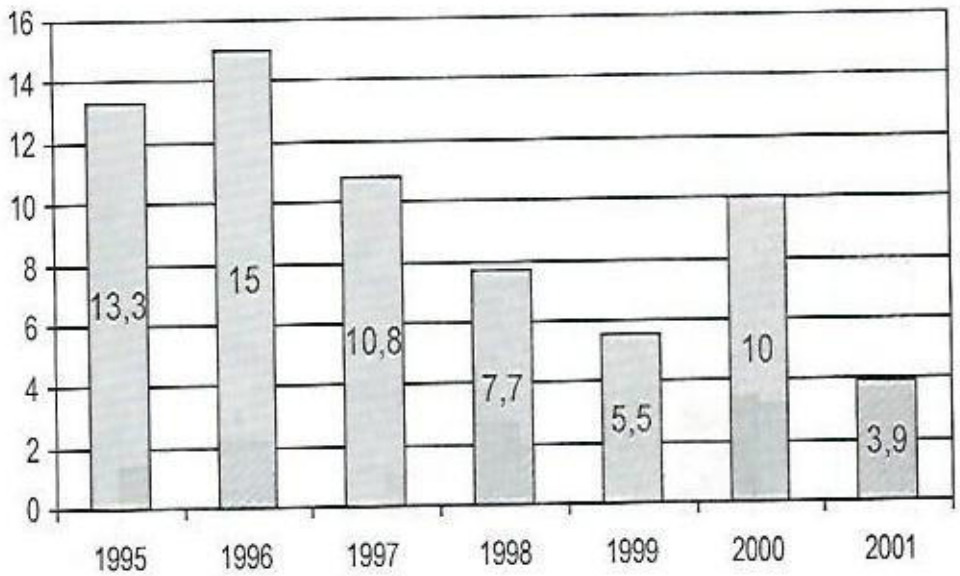


Рис. 15.11

Сопоставление европейских норм состава выхлопа автомобилей (Евро) с составом выхлопных газов автомобилей, работающих на газовом топливе

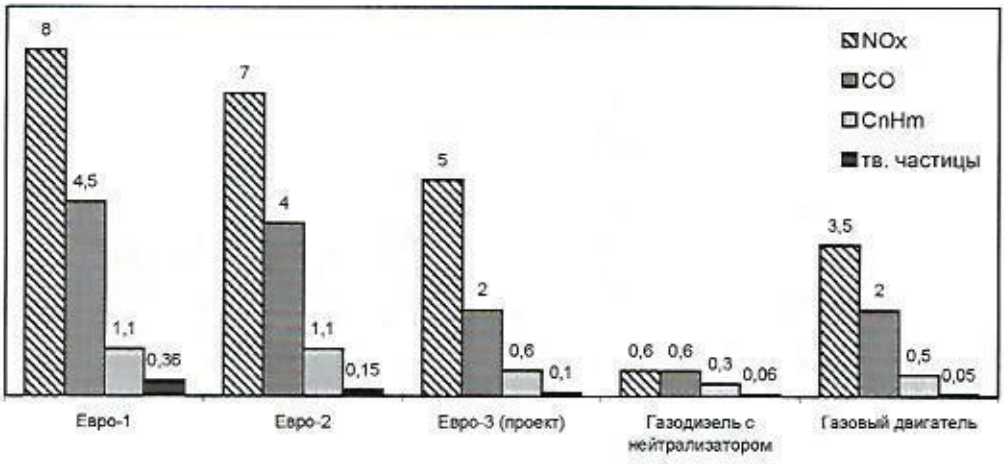


Рис. 15.12

Удельные выбросы загрязняющих веществ с отработавшими газами автомобилей при работе на различных видах топлива

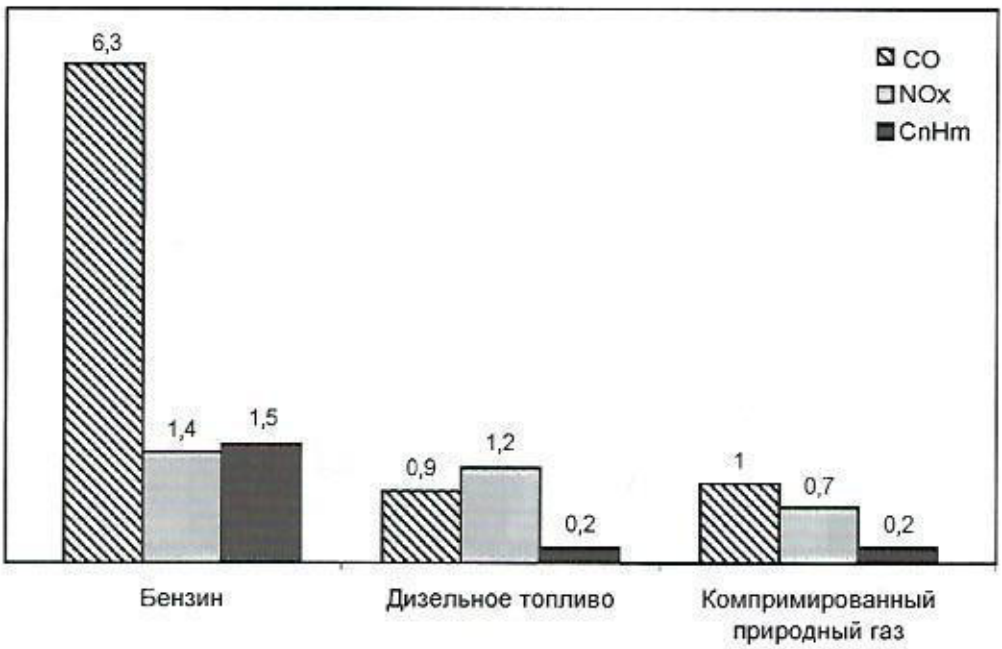


Рис. 15.13

Прогноз годовых выбросов диоксида углерода

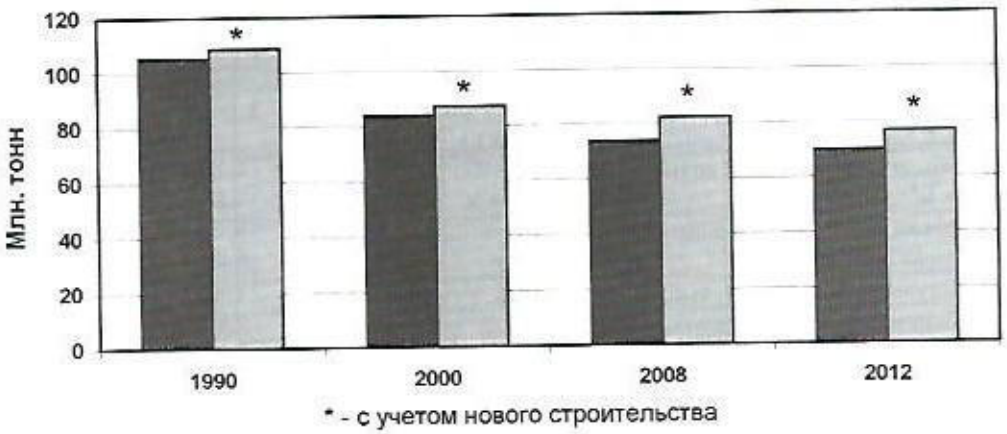


Таблица 15.1

Показатели вредного воздействия предприятий ОАО «Газпром»

Показатели	Годы					
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Объем вредных веществ, поступающих в атмосферу, тыс. т	2425,0	2563,1	2345,2	2455,2	2459,4	2259,4
2. Объем использования воды, млн. $м^3$	164,0	299,5	239,3	197,9	89,4	80,1
3. Объем сброса загрязненных сточных вод, млн. $м^3$	7,43	8,9	19,2	19,37	18,0	15,9
4. Рекультивация земель, тыс. га	7,4	8,9	7,4	7,4	10,7	8,7
5. Количество токсичных отходов (бытовых и промышленных), тыс. т	13,3	15,0	10,8	7,7 с учетом металлолома 48,8	5,5 с учетом металлолома 64,0	10,0 с учетом металлолома 124,4

Таблица 15.2

Структура и объем выбросов вредных веществ в атмосферу

Структура выбросов в атмосферу	Объем выбросов, тыс. т					
	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.
Всего по ОАО "Газпром"	2425,2	2563,1	2345,2	2455,2	2459,4	2259,4
В т.ч.						
метан	1645,8	767,0	1616,0	1697,8	1687,8	1514,0
оксид углерода, CO	522,0	549,2	526,0	548,7	554,8	528,7
оксиды азота, NOx	205,2	181,0	141,8	150,1	139,3	131,4
диоксид серы, SO_2	40,0	43,7	45,8	48,5	58,6	63,9
летучие органические соединения (ЛОС)	4,2	4,0	3,2	1,4	3,9	6,9
твердые	6,6	5,8	5,4	8,4	7,4	8,3
прочие	1,4	12,4	7,0	0,3	7,6	6,2

Таблица 15.3

Динамика значений валовых выбросов, производства малой серы и удельных выбросов в течение 1990-2000 гг. по Оренбургскому ГПЗ

Год	Валовые выбросы, тыс. т	SO_2 в % к валовым выбросам	Производство серы, тыс. т	Удельные выбросы, кг выброса/т серы
1990	61,0	84,4	1200,2	50,8
1991	38,7	83,1	1168,5	33,2
1992	32,4	81,0	1099,5	30,0
1993	29,0	81,1	1034,0	28,0
1994	25,7	81,7	755,1	34,0
1995	50,4	42,0	743,5	6,7
1996	36,1	59,6	705,6	5,1
1997	30,6	70,0	625,1	4,9
1998	30,1	71,0	678,2	4,6
1999	34,3	65,0	640,7	5,3
2000	39,9	60,4		

Таблица 15.4

Выбросы природного газа по подотраслям (млн. м^3)

Подотрасль	Годы		
	1998	1999	2000
Добыча	830,7	818,4	784,7
Транспорт	5066,9	5193,7	5321,4
Переработка	4,8	4,8	5,0
Хранение	1,46	1,44	1,81
Распределение (газовое хозяйство ОАО «Газпром»)	362,5	370,0	380,6
Итого по «Газпрому»*	**626636**	**6387,64**	**6493,51**

* *Расчитаны с учетом удельных показателей*

Таблица 15.5

Выбросы диоксида углерода по подотраслям (тыс. т/год)

Подотрасль	Годы		
	1998	1999	2000
Добыча	7673	8689	7325
Транспорт	73680	72438	67792
Переработка	478	587	529
Итого по «Газпрому»*	81831	81714	84000

** Расчитаны с учетом объемов сжигания топливного газа*

Таблица 15.6

Динамика эмиссии парниковых газов по ОАО «Газпром»

Парниковый газ	Годы			
	1990	2000	2008	2012
Метан, CH_4, млрд. $м^3$/год	11,0	10,0	7,8	5,1
Диоксид углерода, CO_2 эквивалент, млн. т/год	160,7	148,0	114,6	75,0
CO_2 при сжигании природного газа, млн. т/год	105,4	84,0	74,0	69,75
Экономия природного газа, млрд. $м^3$				
	—	1,0	2,2	2,7
Снижение эмиссии CO_2, млн. т				
	—	21,4	10,0	4,25

Таблица 15.7

Общеотраслевой потенциал снижения эмиссии парниковых газов (период 2001-2012 гг.)

Подотрасли	Снижение парниковых газов				
	Природного газа, млн. м	В пересчете на CO_2 экв., млн. т	CO_2 (при сжигании топливного газа), млн. т (млрд. $м^3$ газа)	ΣCO_2, млн. т	ΣCH_4, млрд. $м^3$
1. Транспорт газа	2600	38,2	13,2 (7,2)	51,4	9,8
2. Распределение газа	1000	14,7	—	14,7	1,0
3. Добыча газа, конденсата и нефти	1000	14,7	0,78 (0,42)	15,48	1,42
4. Переработка газа, конденсата и нефти	50	0,7	0,27 (0,15)	0,97	0,2
5. Подземное хранение газа	250	3,7	—	3,7	0,2
Итого по ОАО «Газпром»	4900	72,0	14,25 (7,77)	86,25	12,67

Таблица 15.8

Проекты по снижению эмиссии парниковых газов (период 2001-2008гг.; 2008-2012 гг.)

Мероприятие	Объем утилизации природного газа, млн. $м^3$	Снижение затрат топливного газа, млрд. $м^3$ (в пересчете на CO_2, млн. т)
1	2	3
Транспорт газа		
1. Замена и модернизация ГПА (на 374 новых экономичных агрегатов повышенной единичной мощности и модернизация 437 агрегатов (повышение КПД с 25% до 39%)	—	6,0/11,0
2. Оптимизация эксплуатационных режимов системы газопроводов с применением современных оптимизационных программно-вычислительных комплексов	—	1,0-1,4 (1,8-2,6)
3. Низконапорная технология транспорта газа	800-1000	—
4. Современные методы ремонта и обслуживания газопровода	1200-1400	—
5. Очистка газопроводов	400	—
Всего диапазон среднее	2400-2800 2600	7,0-7,4 (12,8-13,6) 7,2 (13,2)
Распределение газа		
1. Применение инертных газов при продувке газопроводов, технологий ремонта без остановки перекачки	160,0	—
2. Внедрение современных приборов измерения и учета расхода газа в промышленных коммунально-бытовых предприятиях и котельных, а также герметичности газопроводов	800,0	—
3. Проведение ревизии регуляторов ГРП, их замена	120,0	—
Всего	1680,0	—
Добыча газа, конденсата, нефти		
1. Система утилизации: • попутного газа на Уренгойском ГКМ • газов выветривания на Ямбургском ГКМ • факельных газов на Оренбургском ГКМ	 690 300-400	 0,15-0,2 (0,27-0,37)
2. Оптимизация режимов работы ДКС с применением проточной части центробежных нагнетателей		0,25 (0,46)
Всего диапазон среднее	990-1090 1040	0,4-0,45 (0,73-0,86) 0,42(0,78)
Переработка газа, конденсата, нефти		
Повышение КПД тепловых агрегатов на газовом топливе (ГТУ, печи, котлы)	—	0,15 (0,27)
Оптимизация и учет расхода природного газа	60-70	—
Всего диапазон среднее	60-70 65	0,15 (0,27)
Подземное хранение газа		
Сокращение буферного объема ПХГ	250	—
Итого по ОАО «Газпром»	**4900**	**7,77 (14,25)**

ЛИТЕРАТУРА К РАЗДЕЛУ V

1. Energy Policies of IEA countries. Paris: OECD/IEA, 2000-2002.

2. *Ордин О.* «Нужно ли реформировать «Газпром»?» Институт финансовых исследований. http://www. Rusenergy.com/analytic/companies.

3. The Major's Shift to Natural Gas. EIA, Washington D.C.: US DOE, 2001.

4. Annual Energy Outlook. Washington D.C.: US DOE, 1999.

5. *Лейрд Энди.* Об опыте Великобритании по регулированию газового рынка. http://www.gasforum.ru/analit/bp.

6. Возможность использования международного опыта реформирования газового рынка в условиях РФ. http:// sergkhan.narod.ru/market.html.

7. Регулирование газового рынка и опыт Великобритании. Семинар Бритиш Петролеум. Минэкономразвития России. Центр стратегических разработок, июль 2002, Материалы семинара.

8. EU Energy. 14 February, 2002, p.23.

9. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning common rules for the internal market in electricity and natural gas. Brussels, 13.3.2001. COM(2001) 125 final. 2001/0077 (COD). 2001/0078 (COD).

10. EU Energy. 14 February, 2002, p.27.

11. Loyola de Palacio, Vice-President of the European Commission. Energy market liberalization: pitfalls and benefits. World Economic Forum, New York, 3 February 2002

12. Discussion Note on Public Service Obligations prepared for the Second meeting of the Follow-up Group on the Gas Directive, 29 April, 1999.

13. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directives 96/92/EC and 98/30/EC concerning common rules for the internal market in electricity and natural gas. Brussels, 13.3.2001. COM(2001) 125 final. 2001/0077 (COD). 2001/0078 (COD).

14. Lloyola de Palacio. La politique energetique europeenne et acces des citoyens a l'energie Seminaire «Ouverture des marches». Bruxelles, le 5 mars 2002.

15. Dispenza D. Security of Supply. — Russia Natural Gas Security Seminar. Moscow — 26 June 1997. Conference Proceedings. IEA, Paris, 1997.

16. Pfaff D. Gas Security and Transit Issues. — Russia Natural Gas Security Seminar. Moscow — 26 June 1997. Conference Proceedings. IEA, Paris, 1997.

17. Workshop on the Internal Market for Gas. European Commission — World Bank Action Plan for Candidate Countries of Central and Eastern Europe and Cyprus. Brussels, 4-5 May, 1999.

18. Gas in Europe between Market Forces and Regulatory Intervention. Sanderstolen, 7 February, 2002.

19. European Energy Infrastructure. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. December, 2001.

20. Report to the Council and the European Parliament on Harmonisation Requirements. Directive 98/30/EC concerning common rules for the internal market for natural gas. Commission of the European Communities. Brussels, 23 November 1999. Com (1999) 612, стр. 6.

21. L. de Palacio, Vice-President of the European Commission. Opening up the transport and energy sectors in Europe: Time to decide. Norwegian Polytechnic Association, Oslo, 7 February, 2002.

22. Completing the internal energy market. Commission Staff Working Paper. Commission of the European Communities. Brussels, 12.03.2001. SEC (2001) 438.

23. Report to the Council and the European Parliament on Harmonisation Requirements. Directive 98/30/EC concerning common rules for the internal market for natural gas. Commission of the European Communities. Brussels, 23 November 1999. Com (1999) 612.

24. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. Completing the internal energy market. Brussels, 13.3.2001. COM (2001) 125 final. 2001/0077 (COD), 2001/0078 (COD), стр. 28.

25. DN:IP/01/1890. 20.12.2001.

26. Executive Summary. First report on the implementation of the internal electricity and gas market. Executive Summary. Brussels, 3.12.2001. SEC (2001) 1957.

27. Presidency Conclusions. Barcelona European Council. 15 and 16 March, 2002.

28. Juris Andrej. Development of Competitive Natural Gas Markets in the United States. Public Policy for the Private Sector. Note No.141. April 1998. The World Bank Group.

29. Department of Trade and Industry — «UK Energy Sector Indicators — 1999».

30. «U.S. Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply». Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. December 2001.

31. «Unnatural Gas Shortage». The Wall Street Journal. June 20, 2003.

32. Yergin Daniel, Chairman, Cambridge Energy Research Associates «Preempting a Natural Gas Crisis». Special Report. Speech Before the Natural Gas Summit Sponsored by the US Secretary of Energy and the National Petroleum Council. Washington, DC, June 26, 2003.

33. Scholle Manfred, European Horizons: What Impact Will The Future Shape Of The German Gas Market Have Within Europe. FLAME-conference. Amsterdam. March, 19, 2003.

34. «First gas output drop for 12 years». Petroleum Economist. September 2002.

35. Risk Management with Natural Gas Futures and Options. Publications Office New York Mercantile Exchange. http://www.nymex.com.

36. Bijur Peter I. «Natural Gas. Meeting the Challenges of the Nation»s Growing Natural Gas Demand». Volume 1. Summary Report of the National Petroleum Council. Committee on Natural Gas. December 1999.

37. Energy Information Administration US Department of Energy. Annual Energy Outlook 2003.

38. Yergin Daniel. «A Quiet Energy Crisis». News Article. The Washington Post. July 21, 2000.

39. Quinn A.. Growing natural gas — capturing markets. Выступление на Credit Suisse First Boston 2001 Energy Summit Vail. USA. 2 February, 2001.

40. «U.S. Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply». Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. December 2001.

41. «What You Need To Know About The Natural Gas Market». Natural Gas Supply Association. December 2001.

42. U.S. Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply». Energy Information Administration. Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy. December 2001.

43. «Ветхие газопроводы, дороги и канализация США». Газета «Финансовые известия». 18.08.2003.

44. «Running Short of Gas. The Outlook for UK and Irish Gas Markets». Wood Mackenzie Multi-Client Study. August 2001.

45. «Price Uncertainty Keeps Upstream Capex Tight» Petroleum Intelligence Weekly, Vol. 41, No. 45. November 11, 2002.

46. Wood Mackenzie Energy Newsletter. Issue 68. April 2003.

47. «Meeting Future Natural Gas Demand». American Petroleum Institute. September 2003.

48. «The Price of Natural Gas». American Petroleum Institute. September 2003.

49. Secretary Abraham's Letter Regarding Energy Legislation. Letter to the Chairman of the House, Senate Conference on H.R. 6 from Secretary of Energy Spencer Abraham regarding the Bush Administration position on Energy legislation passed by the House and Senate, September 10, 2003).

50. DOE EIA. International Energy Outlook 2001.

51. «Alarms ring for gas reserves». Petroleum Economist. August 2002.

52. Quinlan Martin. «Growing gas-import market». Petroleum Economist. November 2002.

53. «Великобритания нуждается в углеводородных ресурсах Каспия». — М., «Мировая энергетическая политика». Май 2003.

54. «Peak Gas». Wood Mackenzie Energy Newsletter. Issue 5, 8. January 2002.

55. «Running Short of Gas. The Outlook for UK and Irish Gas Markets». Wood Mackenzie Multi-Client Study. August 2001.

56. «Charting a Path. Options for a Challenged North American Natural Gas Market». www.cera.com.

57. Топливо и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса). Под ред. *А.М. Мастепанова.* — М., Минэнерго РФ, 2002.

58. *Баранов В.Н.* Частный газовый бизнес в Энергетической стратегии России. — Презентация Союза независимых производителей газа. Брюссель. Ноябрь 2002.

59. Рекомендации МВФ.

60. North Douglas C. Institutions Change and Economic Performance. — Cambridge, U.K. University Press, 1990.

61. Энергетическая политика России на рубеже веков (в 2-х томах). — М., «Папирус Про», 2001. Том 1. Формирование Энергетической стратегии России (исторический генезис). 2001.

62. Собрание актов Президента и Правительства Российской Федерации, № 9, 31 августа 1992 г., ст. 591.

63. Ведомости Съезда народных депутатов и Верховного Совета Российской Федерации от 12 ноября 1992 г., № 45, ст. 2607.

64. Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 49.

65. Федеральный справочник «Топливно-энергетический комплекс России». М., «Родина-Про», 1999.

66. Собрание законодательства Российской Федерации за 1993 — 1995 гг.

67. «Промышленный вестник», № 3, 25 марта 1995 г.

68. Энергетическая стратегия России (Основные положения). Проект. М., ИНЭИ РАН, 1995.

69. Новая энергетическая политика России /Под редакцией *Ю.К. Шафранника* — М.: Энергоатомиздат, 1995.

70. Федеральный справочник «Топливно-энергетический комплекс России — 2000». — М., «Родина-Про», 2000.

71. Материалы Минтопэнерго (Минэнерго) России.

72. Собрание законодательства, 2000, № 33.

73. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Проект. М.: Изд-во «Нефть и газ», 2000, 441 стр.

74. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года (проект). М., ГУ ИЭС, март 2000 (приложение к журналу «Энергетическая политика»).

75. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года (проект). М., Изд-во «Нефть и газ», 2000.

76. www.mte.gov.ru.

77. www.energystrategy.ru.

78. www. ireras.ru.

79. «Энергетическая политика», № 4-5, 1999; № 1, 2000; № 5, 2000.

80. «Экономика и финансы электроэнергетики», № 10, 2000.

81. «ТЭК. Научно-аналитический журнал», № 3, 2000.

82. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года (Вторая редакция). М., ГУ ИЭС, октябрь 2000 (приложение к журналу «Энергетическая политика»).

83. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года. М., ГУ ИЭС, 2001 (приложение к журналу «Энергетическая политика»).

84. Программа социально-экономического развития Российской Федерации до 2010 года.

85. Материалы Федеральной энергетической комиссии.

86. Анализ, проблемы, перспективы. Топливно-энергетический комплекс России. Выпуск 4. М., «Родина-Про», 2002.

87. *Мастепанов А.М.* Энергетическая программа для России. // Альманах «Природные ресурсы». Серия «XXI век. Элита бизнеса». — М.: АСМО-пресс, 2002, стр. 78-87.

88. *Мастепанов А.М.* Энергетическая стратегия России. — Международная конференция «Навстречу общеевропейскому энергетическому партнёрству». 21 марта 2002 г., Варшава, Польша (Сборник материалов).

89. *Мастепанов А.М.* Нефтяной комплекс России — уточнённый прогноз развития. «Нефтяное хозяйство», № 5, 2002.

90. Нефтяной отчёт агентства «Интерфакс», 3-9 августа 2001 г., с. 19-20.

91. Энергетическая политика России. Обзор 2002. ОЭСР/МЭА, 2002.

92. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. — М., ГУ ИЭС Минэнерго России, 2001.

93. Коммерсант, 16 июня 2002 г.

94. «Концепция развития рынка газа в России». Материалы парламентских слушаний. Государственная Дума Федерального Собрания Российской Федерации. 11 февраля 2002 г.

95. Интервью с членом правления «Газпрома» Юрием Комаровым 11 декабря 2001 г. http://www.rusmet.ru.

96. *Вяхирев Р.И.* Об основных положениях Энергетической стратегии России на период до 2020 года. Выступление на заседании Правительства РФ 23 ноября 2000 года.

97. *Мастепанов А.М.* Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков — состояние, проблемы и перспективы развития. — М., изд-во «Современные тетради», 2001.

98. Пресс-релиз Минэнерго РФ от 21 марта 2002 г. Заместитель Министра энергетики выступил по проблемам газовой промышленности. http://www.mte.gov.ru.

99. Материалы совместного заседания МДО «Энергия России» и Комитета по энергетике, транспорту и связи ГД ФС РФ 20 февраля 2002 г. http://www.gasforum.ru.

100. Независимое нефтяное обозрение «Скважина». 2 апреля 2001 г.

101. http://www.iteragroup.com.

102. *Дубовский А.С.* Развилка интересов на дороге реформирования газовой отрасли. Аналитический обзор «ЭРТА-консалт». Декабрь 2001 г. http://www.erta-consult.ru.

103. http://www.ach.gov.ru/archive.

104. Роль газа в мировой энергетике: состояние и перспективы развития. — Мировой рынок нефти. Ежемесячный аналитический обзор. — ГУ ИЭС/МЭА, апрель, 2002.

105. *Бушуева Юлия*: Красивая «Итера». 2 апреля 2001 г., http://www.nefte.ru/company/rus/itera.

106. «Электрификация Лукойла. Нефтяная компания внедряется в энергетику». Обзор, 19-25 ноября 2001 г. http://www.rusenergy.com/investindex.

107. http://www.gazexport.ru Независимые производители газа выступают за возвращение Минэнерго РФ функций регулирования потребностей государства в газе.

108. Как либерализовать «Газпром». «Коммерсант» 11 апреля 2002 г.

109. http://www.public.ru База данных по СМИ России 02.04.2001 г.

110. http://www.rusenergy.com Рынок в тисках монополии 13 февраля 2002 г.

111. «Ведомости», 20 февраля 2002 г.

112. Торговый дом «Уралсевергаз». http://www.iteragroup.com.

113. *Дружинин Д.* http://www.aton.ru АТОН: Аналитика/Публикации в СМИ.

114. Предложения МДО «Российские инвестиции» по развитию рынка газа в России. http://www.gasforum.ru.

115. «Коммерсант», 13 июля 2001 г.

116. Программа социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочную перспективу на 2002 — 2004 годы. Проект. http://www.economy.gov.ru.

117. «Коммерсант», 16 января 2001 г.

118. Предложения оргкомитета по созданию Некоммерческого партнерства «Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса». http://www.mbnk.ru/001/about.

119. Независимые производители будут стремиться официально закрепить за собой доступ к трубопроводам посредством создания газовой биржи — ОФГ. 18.09.2002. http://www.rusenergy.com/newssystem/opened/37.

120. *Рыбальченко Ирина.* Как либерализовать «Газпром». «Коммерсант» , 11 апреля 2002 г.

121. Opening the energy markets www.nortonrose.com.

122. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, утвержденная Правительством РФ от 28.08.2003 г. № 1234-р, www.mte.gov.ru

123. Государственный доклад «О состоянии охраны окружающей среды Российской Федерации в 2002 году». – МПР РФ, М., 2003, 479 с.

124. Охрана окружающей среды. Отчет 2002 г. ИРЦ ОАО «Газпром», 2003, 31 с.

125. *Гафаров Н.А., Трынов А.М., Дедиков Е.В. и др.* Экологические вопросы функционирования Оренбургского газохимического комплекса. – «Газовая промышленность, январь 2002 г., с. 38-42.

126. Освоение углеводородных ресурсов п-ва Ямал. Проблемы и решения. /Сб. научных трудов ВНИИГАЗа. Под ред. *Одишария Г.Э.* – 2003 г. 535 с.

127. *Гафаров Н.А., Акопова Г.С., Рудник М.И. и др.* Обезвреживание и утилизация нефтесодержащих шламов препаратом «Эконафт». «Новые технологии для очистки нефтезагрязненных вод, почв, переработки и утилизации нефтешламов». Тезисы докладов. — М., 2001 г.

128. *Акопова Г.С., Стрекалова Л.В., Рудник М.И., Марголин А.И.* Обезвреживание нефтесодержащих отходов. /Сб. «Проблемы размещения и утилизации отходов в газовой промышленности». Материалы НТС ОАО «Газпром», Том II. — М., 2000, с. 89-98.

129. *Горяинов Ю.А, Резуненко В.И., Федоров А.О. и др.* «Голубой поток»: научно-техническая проблемы и их решения. — Газовая промышленность. Апрель, 2002 г., с.32-33.

130. *A. Gritsenko, G. Akopova, N. Aibulatov.* Ecological Safety of the Black Sea Ecosystem when Constructing and Maintaining the Gas Main-Line "Russia-Turkey". Safety & Realiability. ESREL 2001. Towards a safer world. Ed. by: E. Zio. Politecnico di Torino Volume 1, 343-348.

131. *Акопова Г.С., Мурзаков Б.Г.* Опыт применения биологических технологий для ликвидации углеводородных загрязнений. /Экология и промышленная безопасность. — М., 2003 г. ООО «ВНИИГАЗ», с. 103-119.

132. *Дедиков Е.В., Семилетов В.Н., Акопова Г.С., Приходько В.П.* Опыт разработки и внедрения блочных модульных установок термического обезвреживания и утилизации твердых бытовых и промышленных отходов. /Сб. «Проблемы размещения и утилизации отходов в газовой промышленности». Материалы НТС ОАО «Газпром», Том II. — М., 2000, с. 77-88.

133. *Стативко В.Л.* Автотранспорт и окружающая среда. — Газовая промышленность. Июнь 2002 г. с. 72-73.

134. Роль ОАО «Газпром» в решении глобальных экологических проблем. — ОАО «Газпром», 2003 г., 12 с.

СПИСОК КНИГ МНОГОТОМНОЙ СЕРИИ «БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ. ПРАВОВЫЕ, СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ», ИЗДАННЫХ МГФ «ЗНАНИЕ»

№	Название	Год издания	Объем, стр.
1	Безопасность России. Экономическая безопасность: вопросы реализации государственной стратегии. - Сборник материалов Всероссийской конференции	1998	384
2	Безопасность России. Основополагающие государственные документы. Часть 1	1998	512
3	Безопасность России. Основополагающие государственные документы. Часть 2	1998	352
4	Безопасность России. Безопасность и устойчивое развитие городов	1998	492
5	Безопасность России. Функционирование сложных технических систем. Раздел 1	1998	448
6	Безопасность России. Функционирование сложных технических систем. Раздел 2	1998	410
7	Безопасность России. Словарь терминов и определений	1999	368
8	Безопасность России. Медицина катастроф и реабилитация	1999	736
9	Безопасность России. Защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	1999	592
10	Безопасность России. Региональные проблемы безопасности с учетом риска возникновения природных и техногенных катастроф	1999	650
11	Безопасность России. Экологическая безопасность, устойчивое развитие и природоохранные проблемы	1999	704
12	Безопасность России. Экологическая диагностика	2000	496
13	Безопасность России. Энергетическая безопасность. ТЭК и государство	2000	302
14	Безопасность России. Энергетическая безопасность. Нефтяной комплекс России	2000	430
15	Безопасность России. Продовольственная безопасность. Раздел 1	2000	544
16	Безопасность России. Продовольственная безопасность. Раздел 2	2001	480
17	Безопасность России. Энергетическая безопасность. Проблемы функционирования и развития электроэнергетики	2001	480
18	Безопасность России. Региональные проблемы безопасности. Красноярский край	2001	576
19	Безопасность России. Безопасность промышленного комплекса	2002	464
20	Безопасность России. Безопасность трубопроводного транспорта	2002	752
21	Безопасность России. Регулирование ядерной и радиационной безопасности	2003	400
22	Безопасность России. Высокотехнологичный комплекс и безопасность России. Часть 1. Высокотехнологичный комплекс России – основы экономического развития и безопасности	2003	576
23	Безопасность России. Высокотехнологичный комплекс и безопасность России. Часть 2. Проблемы обеспечения безопасности оборонно-промышленного комплекса России	2003	624

С книгами многотомной серии «Безопасность России» можно ознакомиться в МГФ «Знание», Москва, Лубянский пр., д. 4, под. 9, к. 212, тел.: 924-4835, 923-0957 или в ИЦ ИМАШ РАН, Москва, М. Харитоньевский пер., д. 4, 2-й эт., тел.: 924-2588

ОТ ИЗДАТЕЛЯ МНОГОТОМНОЙ СЕРИИ «БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ. ПРАВОВЫЕ, СОЦИАЛЬНО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И НАУЧНО–ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ»

С 1997 года, по инициативе Российской Академии наук и при поддержке Совета Безопасности Российской Федерации, Международным гуманитарным фондом «Знание» совместно с Гуманитарно-экономическим и информационно-технологическим институтом (ГЭИТИ) ведется работа по выпуску многотомного издания «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты». Всего по состоянию на май 2005 г. выпущено 23 книги.

К работе над многотомным изданием привлечено более 800 видных ученых, специалистов и экспертов, в ней обобщены актуальные отечественные достижения, современные разработки и мировой опыт по различным проблемам безопасности. Тематика томов — многосторонняя и разнообразная; как уже вышедшие, так и готовящиеся книги посвящены основополагающим вопросам безопасности, различным отраслевым, региональным и сложным аспектам. Она приобрела межведомственный и межотраслевой характер, что соответствует уровню и задачам энциклопедического издания и фундаментального труда.

Настоящим изданием, в рамках многотомного труда «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты», продолжается тематический блок книг, посвященных проблемам энергетической безопасности России. Данная тематика остается весьма актуальной и связана со многими острыми проблемами и перспективами развития экономики и энергетики России.

Ключевая роль энергетики в экономике любой страны очевидна. Для России, обладающей огромным потенциалом топливно-энергетических ресурсов и созданным колоссальным производственным и научно-техническим потенциалом энергетического сектора, значение топливно-энергетического комплекса (ТЭК), в народном хозяйстве трудно переоценить. Геологические запасы энергоресурсов страны составляют порядка 20-30% от суммарных мировых ресурсов.

Научным руководителем работы по подготовке книг тематического блока «Энергетическая безопасность» является Е.А. Телегина, д.э.н., профессор, директор Института геополитических и экономических проблем энергетической безопасности (ЭНГИН) РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Помимо насто-

ящего издания в рамках тематического блока «Энергетическая безопасность» вышли следующие книги.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (ТЭК и государство). — М.: МГФ «Знание», 2000. — 304 с.

В книге рассматриваются теоретические и прикладные вопросы обеспечения энергетической безопасности России в контексте взаимоотношений федеральных органов власти, регионов и экономических субъектов.

Рассмотрены методологические основы разработки и реализации экономической и административной политики, направленной на обеспечение устойчивого энергоснабжения народного хозяйства и развития отраслей ТЭК.

Для специалистов в области энергетики, экономики и государственного управления.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). — М.: МГФ «Знание», 2000. — 432 с.

В книге рассматриваются теоретические и прикладные вопросы обеспечения энергетической безопасности в секторе нефтяного комплекса России.

Представлен анализ функционирования нефтяной отрасли России с учетом стратегического развития всего топливно-энергетического комплекса страны. Рассмотрены вопросы формирования государственной внешней и внутренней политики управления нефтяным комплексом на рубеже 21-го века.

Приведен фактический и справочный материал по нефтедобыче, нефтепереработке, магистральному транспорту нефти и нефтепродуктов, инвестициям в нефтяную отрасль.

Для специалистов в области энергетики, экономики и государственного управления.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Проблемы функционирования и развития электроэнергетики). — М.: МГФ «Знание», 2001. — 480 с.

Настоящая книга посвящена актуальным с точки зрения национальной безопасности проблемам функционирования и развития электроэнергетики — одной из важнейших инфраструктурных отраслей экономики, от которой существенным образом зависят устойчивое функционирование народного хозяйства, жизнеобеспечения населения.

Издание ориентировано на потребности заинтересованных министерств и ведомств, научных и информационных центров, учебных заведений и других организаций. Книга будет полезна специалистам, работающим в сферах национальной и энергетической безопасности, развития и функционирования энергетики, а также другим читателям, интересующимся этими проблемами, студентам и аспирантам энергетических специальностей.

В отличие от многих опубликованных работ по энергетической безопасности тематический блок «Энергетическая безопасность» ориентирован на всестороннее рассмотрение данной проблемы, определение подходов к формированию и реализации современной эффективной энергетической стратегии государства. Значительное внимание в книгах этой серии уделено внешним аспектам проблемы обеспечения безопасности ТЭК и его отдельных отраслей. Это особенно актуально в современных условиях, в контексте глобализации энергетического процесса и интеграции российской энергетики в мировое энергетическое пространство.

В развитии топливно-энергетического комплекса отмечаются тенденции изменения приоритетов по видам энергоносителей. В начале 20-го столетия в качестве основного энергоносителя преобладал уголь, а также горючие сланцы. В последние 20-25 лет минувшего века и новом тысячелетии приоритет остается за нефтью и газом.

К середине 21 века, по некоторым оценкам, доля газа в энергетическом балансе России значительно возрастет, а в мировой энергетике составит около одной трети. Связано это с тем, что Россия обладает около 40% мировых запасов природного газа, разветвленной и перспективной сетью и газотранспортной системой, она — крупнейший экспортер природного газа, который поступает и обеспечивает потребности в нем более двух десятков стран. В мировой системе хозяйства, экономики и энергетики Россия остается и в ближайшее время ведущим производителем и экспортером газа.

Газ — сравнительно дешевый вид топлива, его добыча обходится дешевле нефти в два раза. Как топливо и ценное химическое сырье газ используют в промышленности. Как экономичное топливо газ обеспечивает бытовые нужды жителей многих городов, поселков, сел и деревень России. И наряду с этим газ загрязняет атмосферу намного меньше, чем другие виды топлива. Газовая промышленность и в целом ТЭК России обеспечивает жизнедеятельность населения страны и отраслей национального хозяйства, консолидацию субъектов Российской Федерации, формирование значительной части бюджетных доходов и валютных поступлений.

Являясь ключевой отраслью экономики страны, газовая промышленность и ТЭК несут основную нагрузку в создании её базы и переходе страны на направление устойчивого развития, при этом испытывая определенные трудности и сложности переходного периода. Определяющая роль газовой промышленности в энергетике в обеспечении функционирования и развития производительных сил страны, а также жизнедеятельности населения обуславливает необходимость всестороннего рассмотрения и изучения энергетической безопасности как

одного из основных элементов экономической безопасности и национальной безопасности в целом.

До недавнего времени исследования в этой области ограничивались чисто техническими аспектами проблемы, которые в основном укладывались в рассмотрение надежности систем энергетики. В наши дни энергетическая безопасность стала осознаваться в России как общенациональная задача, затрагивающая интересы не только производителей и крупных потребителей энергии, но и всех граждан и государства в целом.

Книга «Энергетическая безопасность» (Газовая промышленность России), а также другие тома тематического блока «Энергетическая безопасность» посвящены комплексному рассмотрению и анализу существующих проблем ТЭК России, а также его отдельных отраслей, выработке подходов к формированию стратегии устойчивого развития энергетики именно с точки зрения энергетической безопасности, что, безусловно, выделяет их в ряду публикаций на тему энергетики.

Настоящее издание ориентировано на специалистов, чьи интересы лежат в области энергетической безопасности, а также всех читателей, которые интересуются проблемами развития российской энергетики.

Помимо настоящего издания в 2005 году выходят другие тома многотомной серии, в том числе «Информационная безопасность», «Проблемы экономической безопасности крупных городов», «Анализ риска и проблем безопасности» в трех частях; продолжается работа по подготовке и других книг многотомника «Безопасность России».

Ниже приводятся краткие характеристики книг серии «Безопасность России».

Безопасность России. Основополагающие государственные документы.
Часть 1. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 512 с.
Часть 2. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 352 с.

В 1-й части издания содержатся основополагающие государственные документы, федеральные законы и другие нормативно-правовые акты, регламентирующие обеспечение деятельности системы национальной безопасности страны в целом, а также в области политической и международной безопасности, экономической и военной безопасности.

Во 2-й части содержатся основополагающие государственные документы, федеральные законы, нормативно-правовые акты, регламентирующие обеспечение деятельности системы национальной безопасности страны в области военной безопасности, правоохранительной безопасности, этнонациональной и региональной безопасности, социальной, информационной и экологической безопасности.

Для руководителей и специалистов министерств и ведомств, научных и информационных центров, учебных заведений, средств массовой информации и др.

Безопасность России. Словарь терминов и определений. — М.: МГФ «Знание», 1999. — 368 с.

Издание подготовлено в связи с необходимостью методического обеспечения авторских коллективов многотомной серии материалами, в которых целесообразно определить основные понятия и термины по проблемам безопасности.

Книга предназначена для научных работников, преподавателей учебных заведений, специалистов министерств, ведомств и других структур государственной власти, а также для сотрудников издательств, специализирующихся на разработке этих проблем.

Безопасность России. Безопасность и устойчивое развитие крупных городов. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 496 с.

Впервые обобщены исследования в сфере управления и развития крупных городов с позиций безопасности личности, городской общины, самого города.

Книга будет полезна для работников законодательной и исполнительной власти, вовлеченных в той или иной степени в процесс формирования безопасной городской среды. Предпринимателям содержащаяся в книге информация позволит правильно прогнозировать правила и виды деятельности.

Безопасность России. Функционирование и развитие сложных народнохозяйственных, технических, энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций.
Раздел первый. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 448 с.
Раздел второй. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 416 с.

В томе, состоящем из двух разделов (двух книг), рассмотрены актуальные вопросы функционирования и развития народнохозяйственных, технических, энергетических, транспортных систем, систем связи и коммуникаций, а также обобщенных систем «человек — машина — среда».

Рассматриваются научно-технические основы обеспечения и повышения безопасности функционирования сложных технических систем — на этапах формирования и реализации проектов, эксплуатации и вывода из эксплуатации. Учитывается основное требование — снижение рисков техногенных катастроф.

Издание предназначено для заинтересованных министерств и ведомств, научных и информационных центров, учебных заведений, средств массовой информации и др. Книга полезна для специалистов, работающих в сфере техногенной безопасности и эксплуатации сложных технических систем.

Безопасность России. Экономическая безопасность: вопросы реализации государственной стратегии. — Сборник докладов и материалов Всероссийской конференции, Москва, декабрь 1997г. — М.: МГФ «Знание», 1998. — 384 с.

В книге представлены материалы Всероссийской научно-практической конференции, прошедшей в декабре 1997 г. в г. Москве под эгидой Совета Безопасности Российской Федерации, в которой приняли участие представители исполнительной и законодательной власти субъектов Российской Федерации, руководители предприятий и фирм различных форм собственности из многих регионов России, специалисты федеральных министерств и ведомств, учреждений Российской Академии наук, банков и других организаций.

Безопасность России. Медицина катастроф и реабилитация. — М.: МГФ «Знание», 1999. — 736 с.

В книге освещены вопросы, связанные с медициной катастроф — отраслью медицины и сферы практической деятельности здравоохранения, которые направлены на спасение жизни и сохранение здоровья населения при авариях, катастрофах, стихийных бедствиях и эпидемиях, предупреждение и лечение поражений (заболеваний), возникших при чрезвычайных ситуациях, сохранение и восстановление здоровья участников аварийно-спасательных и других неотложных работ.

Помимо этого в книге приведены основополагающие документы, федеральные законы и другие нормативно-правовые акты, регламентирующие обеспечение деятельности медицины катастроф.

Издание рассчитано на специалистов, изучающих опыт становления и развития в России медицины катастроф, а также связанных с практическими вопросами прогнозирования и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Безопасность России. Региональные проблемы безопасности с учетом риска возникновения природных и техногенных катастроф. — М.: МГФ «Знание», 1999. — 672 с.

В книге освещены общие проблемы региональной и природной безопасности, а также вопросы комплексного научно-технологического подхода к взаимосвязанным проблемам регулирования, управления рисками и повышения безопасности применительно к регионам.

Издание рассчитано на руководителей федеральных и региональных государственных органов законодательной и исполнительной власти, специалистов, занимающихся проблемами безопасности регионов, и призвано помочь им в решении задач анализа и оценки рисков и опасностей, а также

управления региональной техногенной и природной безопасностью. Книга также полезна ученым, ведущим разработки в области предупреждения и борьбы с катастрофами природного и техногенного характера.

Безопасность России. Экологическая безопасность, устойчивое развитие и природоохранные проблемы. — М.: МГФ «Знание», 1999. — 640 с.

В книге рассматриваются теоретические и прикладные вопросы обеспечения экологической безопасности России, современной глобальной экологической ситуации, системы обеспечения экологической безопасности и природоохранных мероприятий в России, геоэкологические проблемы регионов, современного экологического состояния гидросферы — внутренних водных объектов, морей и шельфа России, экологической безопасности военной деятельности, оборонной промышленности, ракетно-космической деятельности и др.

Для специалистов по вопросам и различными аспектами экологической безопасности, устойчивого развития и природоохранных проблем.

Безопасность России. Защита населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. — М.: МГФ «Знание», 1999. – 592 с.

Книга посвящена вопросам защиты населения и территорий Российской Федерации от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, как одного из важнейших элементов обеспечения национальной безопасности России.

В книге рассматриваются природные и техногенные опасности, порождаемые ими чрезвычайные ситуации, вопросы государственной и научно-технической политики в области защиты населения и территорий, принципы построения и функционирования единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и перспективы её дальнейшего развития, выполнение федеральными органами государственной власти, органами государственной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления и организациями основных функций по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, вопросы международного сотрудничества.

Книга ориентирована на потребности министерств и ведомств Российской Федерации, занимающихся вопросами обеспечения безопасности и защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, научных учреждений и информационных центров, учебных заведений и средств массовой информации.

Книга полезна для специалистов, работающих в составе постоянно действующих органов управления, специально уполномоченных на решение за-

дач в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, работников системы гражданской обороны, профессиональных спасателей, а так же для широкого круга читателей, интересующихся этими проблемами.

Безопасность России. Экологическая диагностика. — М.: МГФ «Знание», 2000. – 496 с.

В книге представлена в обобщённом виде информация об основных методах и средствах технической и биологической диагностики окружающей среды (атмосферы, водного бассейна, почвы, растительности), землетрясений, течеискания, вибраций, вопросы военной экодиагностики, компьютерные технологии.

Книга предназначена для специалистов, работающих в направлениях радиационного, химико-аналитического, оптического, теплового, радиоволнового и других методов мониторинга окружающей среды, а так же решающих вопросы его организации с помощью наземных, водных, авиационных и космических средств, метрологического обеспечения экологической диагностики.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Продовольственная безопасность.
Раздел 1. — М.: МГФ «Знание», 2000. – 544 с.
Раздел 2. — М.: МГФ «Знание», 2001. – 480 с.

В книге рассмотрены теоретические, методологические и практические положения по проблеме продовольственной безопасности как важной составной части национальной и экономической безопасности страны. Значительное внимание уделено таким вопросам, как обеспечение продуктами питания населения страны, государственная стратегия продовольственной безопасности, научные основы и практическая деятельность по правовому и экономическому регулированию производства и реализации сельскохозяйственной и продовольственной продукции и товаров на федеральном и региональном уровнях.

Важное место в издании занимают международные аспекты и опыт решения проблем продовольствия в зарубежных странах, влияние на продовольственную безопасность страны международных экономических отношений, раскрываются перспективы продовольственной политики России в системе Содружества Независимых Государств и Всемирной Торговой Организации (ВТО).

Книга предназначена специалистам и руководителям федеральных и региональных органов законодательной и исполнительной власти, всем, кто связан с решением вопросов обеспечения и регулирования продовольственной безопасности России, включая научных и практических работников,

специалистов, а также преподавателей, аспирантов, студентов высших учебных заведений агропромышленного профиля.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Региональные проблемы безопасности. Красноярский край. — М.: МГФ «Знание», 2001. — 576 с.

Книга подготовлена в рамках многотомного труда «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты». Рассмотрены вопросы состояния природно-техногенной, экологической, ресурсной, радиационной, информационной и других аспектов безопасности территории и населения Красноярского края, обобщены результаты исследований в этой области, включая разработку целевых программ по снижению риска и смягчению последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Издание рассчитано на руководителей региональных органов исполнительной и законодательной власти, специалистов, занимающихся проблемами безопасности регионов, ориентировано на научные организации и учебные заведения, средства массовой информации, будет полезно руководителям промышленных предприятий, ученым и специалистам в области экологии и безопасности жизнедеятельности.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность промышленного комплекса. — М.: МГФ «Знание», 2002. — 464 с.

В книге рассматриваются теоретические и прикладные вопросы обеспечения промышленной безопасности в России. Представлен анализ состояния основных производственных фондов, опасностей, возникающих при эксплуатации опасных производственных объектов, методов их оценки, аварийности и травматизма на опасных производственных объектах ведущих отраслей промышленности России, а также законодательства Российской Федерации и механизмов государственного регулирования в области промышленной безопасности.

Для научных работников, руководителей и специалистов в области промышленной безопасности, экономики и государственного управления.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. — М.: МГФ «Знание», 2002. — 752 с.

В книге рассматриваются теоретические и прикладные вопросы обеспечения безопасности трубопроводного транспорта природного газа, нефти и нефтепродуктов.

Дана характеристика состояния трубопроводного транспорта Российской Федерации. Представлены основные аспекты безопасности магистральных газопроводов и нефтепроводов, промысловых трубопроводов. Рассмотрены проблемы конструктивной надежности сооружений трубопроводных систем, оценена роль подземных хранилищ в системе энергетической безопасности России. Широко представлены вопросы экологической безопасности при сооружении и эксплуатации трубопроводов.

Для специалистов в области топливно-энергетического комплекса, экономики и государственного управления.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Регулирование ядерной и радиационной безопасности. — М.: МГФ «Знание», НТЦ ЯРБ, 2003. — 400 с.

Рассматриваются вопросы государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности при использовании атомной энергии (за исключением санитарно-гигиенических и природоохранных аспектов радиационной безопасности, а так же деятельности, связанной с разработкой, изготовлением, испытанием, эксплуатацией и утилизацией ядерного оружия и ядерных энергетических установок военного назначения).

Изложены история становления и основные задачи государственного регулирующего органа. Описаны системы нормативных документов и лицензирования видов деятельности в области использования атомной энергии. Представлены основные процедуры и результаты надзора за ядерной и радиационной безопасностью. Рассмотрены основные задачи и результаты научного обеспечения регулирующей деятельности.

В книгу включены документы, отражающие правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты регулирования ядерной и радиационной безопасности.

Предназначена для научных работников, руководителей и специалистов в области использования атомной энергии.

Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Высокотехнологичный комплекс и безопасность России.

Часть I. **Высокотехнологичный комплекс России: основы технологического развития и безопасности.** — М.: МГФ «Знание», 2003. — 576 с.
Часть II. **Проблемы обеспечения безопасности оборонно-промышленного комплекса России.** — М.: МГФ «Знание», 2003. — 624 с.

В томе рассмотрены общие проблемы создания, функционирования и развития высокотехнологичного комплекса, лежащего в основе обеспечения национальной безопасности России и развития её экономики.

Даны характеристика, принципы, подходы, параметры отечественного военно-промышленного и гражданского секторов на различных исторических и экономических этапах развития государства.

Отмечена решающая роль экономических и научно-технических аспектов развития оборонно-промышленного комплекса в свете решения задач защиты государства от внешних и внутренних угроз.

Том завершается приложением, в котором содержатся основополагающие правовые и нормативные документы, регулирующие и обеспечивающие безопасность высокотехнологичного комплекса России.

Каждая из частей тома может рассматриваться как самостоятельное исследование и решает конкретную научную задачу.

Издание рассчитано на специалистов в области комплексных проблем безопасности в экономической и научно-технической сферах и будет полезна для студентов, аспирантов и преподавателей вузов.

Целевое распространение вышедших книг многотомной серии «Безопасность России» руководителям федеральных и региональных органов власти, а также широкому кругу специалистов, работающих по разным направлениям и вопросам безопасности России, показало, что руководство и специалисты многих министерств и ведомств, государственных, административных и научных учреждений в целом высоко оценивают выпущенные книги, отмечают высокий научный уровень, практическую полезность и актуальность многотомной серии.

Итоги проделанной и осуществляемой в настоящее время работы могут быть использованы в процессе образования и подготовки специалистов и населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, при разработке новых технологий и научных основ защиты человека от чрезвычайных ситуаций и катастроф, а также для более широкого спектра вопросов, связанных с безопасностью России на федеральном, региональном, отраслевом, ведомственном и других уровнях.

Профессор
Ф.Ф. СВЕТИК

Гуманитарно-экономический и информационно-технологический институт (ГЭИТИ)

Учредителем ГЭИТИ является Международный гуманитарный фонд «Знание».

Лицензия серия А № 000012 от 3 октября 2002 г., свидетельство о государственной аккредитации серия А № 000767 от 20 ноября 2002 г.

В ГЭИТИ осуществляется обучение студентов на Гуманитарно-экономическом факультете. Имеется высшее и второе высшее образование. Форма обучения — очно-заочная.

ГЭИТИ осуществляет подготовку высококвалифицированных специалистов по следующим специальностям:

060500 «Бухгалтерский учет, анализ и аудит» *(квалификация: экономист; специализация: «Бухгалтерский учет, анализ и аудит в коммерческих организациях»)*,

060400 «Финансы и кредит» *(квалификация: экономист; специализация: «Финансовый менеджмент»)*,

060800 «Экономика и управление на предприятиях» *(квалификация: экономист-менеджер; специализация: «Организация предпринимательской деятельности»)*,

061500 «Маркетинг» *(квалификация: маркетолог; специализация: «Организация маркетинга на предприятии»)*,

350700 «Реклама» *(квалификация: специалист по рекламе; специализация: «Рекламный маркетинг»)*.

Срок обучения в ГЭИТИ: 5 лет (по специальности 060500), 6 лет (по специальностям 060400, 060800, 061500, 350700) — для лиц, имеющих среднее образование или непрофильное среднее профессиональное образование; 3,5 года — для лиц, имеющих профильное среднее профессиональное образование (по специальностям 060400, 060500, 060800). Для получения второго высшего образования срок обучения: 3 года (по специальности 060500) — для лиц, имеющих первое высшее непрофильное образование.

Преподаватели ГЭИТИ — профессора, доценты, доктора и кандидаты наук, сотрудники российских и международных Академий наук, высококвалифицированные специалисты-практики, имеющие большой опыт работы в производственной, предпринимательской и научно-преподавательской деятельности.

Учебные программы ГЭИТИ разработаны в соответствии с Государственным образовательным стандартом, утвержденным Министерством образования Российской Федерации. По окончании обучения студенты сдают государственный экзамен, выполняют и защищают дипломную работу. Институт выдает диплом о высшем профессиональном образовании установленного образца.

ГЭИТИ имеет современную базу для обучения студентов: компьютерный класс для проведения учебных занятий, курсов дополнительного образования, выполнения контрольных, курсовых и дипломных работ, библиотечный фонд, постоянно пополняемый необходимой учебно-методической и научной литературой по всем дисциплинам, выход в Интернет и др.

Основной принцип обучения студентов в ГЭИТИ: образование должно быть перспективным и непрерывным, студенты получат фундаментальные знания в органичном сочетании с практическими навыками.

Обучаясь в ГЭИТИ, студенты имеют возможность:

• думать уже сегодня о будущем имидже высококвалифицированного специалиста межотраслевого профиля, на что обращают особое внимание работодатели фирм, организаций, предприятий, агентств в России, странах ближнего и дальнего зарубежья;

• по окончании ГЭИТИ получить диплом о высшем образовании государственного образца по выбранной специальности, а по окончании специальных курсов — удостоверения о повышении квалификации государственного образца;

• оптимизировать по времени и финансам затраты на процесс обучения, используя поэтапную оплату обучения;

• получить высшее образование по гуманитарно-экономическим специальностям;

• повысить свой образовательный, профессиональный и интеллектуальный уровень;

• перевестись на обучение в ГЭИТИ из другого вуза с перезачетом по дисциплинам, раннее изученным;

• участвовать в научно-практических российских и международных конференциях, публиковать свои научные труды, подготовиться к обучению в аспирантуре;

• улучшить и пополнить знания по иностранному языку, экономическим дисциплинам, деловому общению, основам бизнеса, антикризисному управлению, хозяйственному механизму акционерных компаний, экономической оценке инвестиций, экономике недвижимости, организации предпринимательской деятельности, культурологии, менеджменту, маркетингу, мировой экономике, управлению персоналом, финансированию и кредитованию, страхованию, ценообразованию, налогообложению, логистике, бухгалтерскому учету, рынку ценных бумаг, информатике, планированию, правоведению, информационным технологиям в экономике, политологии и другим дисциплинам, имеющим приоритетное значение в сфере бизнеса и предпринимательства.

Информационно-аналитические и издательские программы ГЭИТИ и МГФ «Знание» — это подготовка и выпуск учебников, учебно-методической, справочно-информационной литературы, научных монографий, сборников материалов и докладов научно-практических конференций и международных симпозиумов и семинаров, других изданий.

Эта работа осуществляется в рамках программ и проектов, реализуемых в сфере образования, культуры, экологии, социальной экономики, безопасности и устойчивого развития совместно с федеральными министерствами и ведомствами, Российской Академией наук, Правительством Москвы и его структурами, общественными и международными и другими организациями.

Широко известны и получили высокую оценку издательские серии ГЭИТИ и МГФ «Знание»:

«Учебники для вузов»;

«Устойчивое развитие крупных городов. Социально-экономические, научно-технические и правовые аспекты»;

«Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты» и многие другие.

Адрес ГЭИТИ: 119049, г. Москва, ул. Шаболовка, 14.
Проезд: ст. метро «Шаболовская». Телефоны для справок: 236-24-16, 540-08-57.
Ректорат: 923-02-16, 923-09-57.

Адрес учредителя ГЭИТИ — МГФ «Знание»: 101000, г. Москва, Лубянский проезд, 4, под. 9, к. 212. Тел./факс: 923-09-57.

По указанным адресам можно заказать учебную, информационно-аналитическую литературу, изданную МГФ «Знание» совместно с ГЭИТИ, включая многотомную серию «Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты».

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 5
Введение 7

РАЗДЕЛ I. РОЛЬ ГАЗА В МИРЕ И В РОССИИ

Глава 1. Газ в мировой экономике и политике
1.1. Роль газа в современном мире 8
1.2. Природный газ как политический фактор современного мира 22
1.3. Природный газ в перспективном мировом энергетическом балансе 45

Глава 2. Газ в экономике России
2.1. Потенциал и структура газовой промышленности 70
2.2. Газовая промышленность в структуре национальной экономики: проблемы отрасли и роль государства 74

Глава 3. Основные газовые рынки. Роль России в их формировании
3.1. Основы функционирования энергетических рынков 93
3.2. Проблемы и перспективы развития европейского рынка газа 106
3.3. Проблемы и перспективы развития азиатско-тихоокеанского рынка газа 117
3.4. Проблемы и перспективы развития североамериканского рынка газа .. 127
3.5. Новые перспективные газовые рынки 129
3.6. Газовая безопасность в системе энергетической безопасности 130

Литература к разделу I 166

РАЗДЕЛ II. МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВАЯ БАЗА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Глава 4. Проблемы развития сырьевой базы газовой промышленности в контексте энергетической безопасности 172
4.1. Общие тенденции развития сырьевой базы газа и нефти и методика долгосрочных прогнозов 173
4.2. Степень концентрации ресурсов в месторождениях 174
4.3. Закономерности освоения ресурсов в процессе геологоразведочных работ 175
4.4. Порядок открытия месторождений разной крупности 176

4.5. Эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ. Тенденции ее изменения на различных этапах освоения ресурсов 178
4.6. Оценка возможностей подготовки запасов для восполнения добычи. Методы прогноза 180

Глава 5. Современное состояние сырьевой базы газовой промышленности Российской Федерации
5.1. Общая оценка ресурсов газа в мире, СНГ и России 185
5.2. Состояние сырьевой базы газовой промышленности европейской части суши России 192
5.3. Состояние сырьевой базы газовой промышленности Западной Сибири 197
5.4. Восточная Сибирь и Дальний Восток 198
5.5 . Шельфы морей 204

Глава 6. Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа в России в XXI веке 226
6.1. Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа на суше России 227
6.2. Прогноз развития сырьевой базы и добычи газа на шельфе России .. 232
6.3. Развитие сырьевой базы и добычи газа по России в целом 245

Литература к разделу II 260

РАЗДЕЛ III. ГАЗОТРАНСПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ — ОСНОВА НАДЕЖНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Глава 7. Основные показатели газотранспортных систем России и мира
7.1. Основные сведения о газотранспортных системах мира 262
7.2. Газотранспортная система России 265
7.3. Этапы развития технического прогресса в дальнем транспорте газа России 268
7.4. Технология транспорта газа и реализующие ее технические решения и средства 273
7.5. Надежность газотранспортных систем России и мира 277
7.6. Диагностика газопроводов в России и мире 284
7.7. Энергоемкость транспорта газа 287

Глава 8. Компрессорные станции
8.1. Развитие энергопривода для газовой промышленности 297
8.2. Современное состояние газоперекачивающего парка компрессорных станций 299

Глава 9. Развитие и реконструкция газотранспортной системы России в целях повышения надежности и безопасности газоснабжения

9.1. Техническое состояние и надежность газотранспортной системы России ... 315

9.2. Реконструкция газотранспортной системы России ... 319

9.3. Развитие газотранспортной системы России ... 333

9.4. Повышение эффективности транспорта газа на российских газопроводах ... 334

Глава 10. Подземное хранение газа как важнейший элемент энергетической безопасности России ... 345

Литература к разделу III ... 359

РАЗДЕЛ IV. СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ КАК ФАКТОР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Глава 11. Производство, хранение и транспорт сжиженного природного газа (СПГ)

11.1. Производство и потребление СПГ в мире ... 360

11.2. Некоторые экономические показатели поставок СПГ ... 370

11.3. Технологии сжижения газа ... 372

11.4. Хранение и регазификация СПГ ... 386

Глава 12. Анализ целесообразности использования СПГ в России ... 429

12.1. Использование СПГ в авиационной и ракетно-космической технике ... 430

12.2. Применение СПГ на автомобильном транспорте ... 433

12.3. Применение СПГ на железнодорожном транспорте ... 438

12.4. Применение СПГ на речном транспорте ... 440

12.5. Применение СПГ для регулирования пиковых нагрузок газопотребления ... 442

12.6. Использование СПГ для газификации населенных пунктов ... 444

12.7. Пожаровзрывобезопасность СПГ как дополнительный аргумент его использования в экономике России ... 445

12.8. Экологические аспекты использования СПГ ... 450

Литература к разделу IV ... 464

РАЗДЕЛ V. ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ПЕРЕД ЛИЦОМ НОВЫХ ВЫЗОВОВ

Глава 13. Либерализация рынков газа и энергетическая безопасность

13.1. Либерализация рынков газа — история вопроса 465

13.2. Основные положения законодательства Европейского Союза, регламентирующие функционирование газового сектора экономики 469

13.3. Ценовые и инвестиционные последствия либерализации рынков 500

Глава 14. Проблемы формирования рынка газа в России

14.1. Газовая промышленность России: проблемы и перспективы развития 517

14.2. Развитие независимых производителей газа 570

14.3. Разные игроки — разные взгляды на решение проблем 591

14.4. Газовая биржа в России 612

Глава 15. Экологические проблемы газовой промышленности 625

Литература к разделу V 661

От издателя 669

Научное издание

Безопасность России.
Правовые, социально-экономические
и научно-технические аспекты

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ (ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ)

Компьютерная верстка и оформление: *А.Н. Барыкин*
О.В. Поправко
Корректор: *Н.Н. Титова*
Ответственные за выпуск: *Г.Г. Хлебникова*
Н.Е. Сафонова

Издательство МГФ «Знание».
Лицензия № 030569 от 22 сентября 1998 г.
101000, Москва, Центр, Лубянский пр., д. 4

Гуманитарно-экономический
и информационно-технологический институт (ГЭИТИ)
115419, Москва, ул. Шаболовка, д. 14

Оригинал-макет выполнен
Информационно-издательским центром
«Информ-Знание»

Сдано в набор 11.05.2003 г. Подписано к печати 11.05.2005 г.
Формат 70×100 1/16. Гарнитура «Таймс»
Бумага офсетная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 53,3
Тираж 1000 экз. Заказ № 924

Электронный вывод и печать в ППП «Типография «Наука»
121099, Москва, Шубинский пер., 6