В. Крюков
В. Силкин
А. Токарев
В. Шмат

КАК ПОТУШИТЬ ФАКЕЛЫ НА РОССИЙСКИХ НЕФТЕПРОМЫСЛАХ?

Институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа)

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

50-ЛЕТИЮ ИНСТИТУТА
ПОСВЯЩАЕТСЯ

В.А. Крюков, В.Ю. Силкин, А.Н. Токарев, В.В. Шмат

КАК ПОТУШИТЬ ФАКЕЛЫ НА РОССИЙСКИХ НЕФТЕПРОМЫСЛАХ: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА)

Ответственный редактор
академик РАН В.В. Кулешов

Новосибирск
2008

УДК 338.9
ББК 65.9 (2Р) -2
К 856

Рецензенты:
д.т.н. Андреева Н.Н., д.э.н. Суслов Н.И., к.т.н. Жилин О.Ф.

К 856 ***Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.*** **Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа).** – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2008. – 340 с.

Kryukov V.A., Silkin V.Yu., Tokarev A.N., Shmat V.V. Institutional analysis of conditions for rational integrated use of petroleum resources: the case of associated petroleum gas. – Novosibirsk: IEIE, 2008. – 340 p.

В монографии рассмотрены проблемы формирования институциональных условий, направленных на комплексное использование ресурсов попутного нефтяного газа. Рассмотрены проблемы государственного регулирования процессов утилизации и использования попутного газа в России и за рубежом. Обоснованы рекомендации по обеспечению недискриминационного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе на основе балансов производства и потребления газа. Подробно рассмотрены проблемы привлечения инвестиций в комплексные программы утилизации и переработки попутного газа. Приведены оценки и выводы авторов, полученные на основе разработанного аналитического инструментария.

Книга предназначена для специалистов по проблемам государственного регулирования, а также для всех тех, кто изучает экономические вопросы развития нефтегазового сектора.

ISBN 978-5-89665-162-8

© ИЭОПП СО РАН, 2008
© Крюков В.А., 2008
© Силкин В.Ю., 2008
© Токарев А.Н., 2008
© Шмат В.В., 2008

INSTITUTE OF ECONOMICS AND INDUSTRIAL ENGINEERING
SIBERIAN BRANCH OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES

Kryukov V.A., Silkin V.Yu., Tokarev A.N., Shmat V.V.

INSTITUTIONAL ANALYSIS OF CONDITIONS FOR RATIONAL INTEGRATED USE OF PETROLEUM RESOURCES: THE CASE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS

Novosibirsk
2008

Список основных сокращений

БГ – баланс газа
БГС – бензин газовый стабильный
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГТС – газотранспортная система
ГФУ – газофракционирующая установка
ЕСГ – Единая система газоснабжения
МПР – Министерство природных ресурсов
МЭРТ – Министерство экономического развития и торговли
НГР – нефтегазодобывающие регионы
НГС – нефтегазовый сектор
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
НПГ – нефтяной (попутный) газ
ПХГ – подземное хранилище газа
РГО – Российское газовое общество
СОГ – сухой отбензиненный газ
СП – совместное предприятие
СУГ – сжиженные углеводородные газы
СПБТ – смесь пропан-бутана техническая
УВС – углеводородное сырье
ФАС – Федеральная антимонопольная служба
ФСТ – Федеральная служба по тарифам
ФЦП – Федеральная целевая программа
ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ
ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов
ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ

«Сегодня в России на нефтяных промыслах сжигается, по самым минимальным оценкам, более 20 млрд м^3 попутного газа в год. Такое расточительство недопустимо. Тем более, что во всем мире уже давно известна и действует система мер, доказавшая свою эффективность. Надо незамедлительно создать соответствующую систему учета, увеличить экологические штрафы, а также ужесточить лицензионные требования к недропользователям ...».

Из Послания Президента РФ В.В. Путина Федеральному Собранию РФ, 26 апреля 2007 года

ПРЕДИСЛОВИЕ

Подходы к формированию институциональной подсистемы, обеспечивающей эффективное развитие нефтегазового сектора, в существенной степени зависят как от объективных условий и характеристик активов сектора, так и от сложившейся ранее практики его функционирования. Это соображение касается и нефтегазового сектора в целом, и отдельных его составляющих – добычи нефти и газа, транспортировки, а также последующей реализации произведенных продуктов. Одной из важнейших предпосылок формирования эффективной системы регулирования нефтегазовых операций является учет системно-специфических особенностей и характеристик основных активов рассматриваемого сектора экономики [Крюков, Токарев, 2007].

Проблема учета отраслевых и системно-специфических особенностей активов наиболее остро стоит в случае нефтяного попутного газа – газообразных и легких углеводородов, добываемых совместно с нефтью. Данные углеводороды обладают целым рядом особенностей с точки зрения формирования соответствующей институциональной подсистемы, направленной на их эффективное освоение и последующее использование:

во-первых, по своему составу нефтяной (попутный) газ занимает промежуточное положение между профильными продуктами нефтедобывающей и газодобывающей отраслей промышленности;

во-вторых, специфические особенности промежуточного положения обусловили во многом и уникальную организационно-технологическую схему освоения и использования данного вида сырья. В рамках системы централизованного планирования и управления данные углеводороды долгое время оставались на положении второстепенного продукта, причиняющего больше хлопот и создающего больше проблем, чем выгод;

в-третьих, повышенная удельная капиталоемкость освоения и использования нефтяного (попутного) газа остро ставит проблему эффективного регулирования процесса его использования на региональном уровне;

в-четвертых, отсутствие эффективных процедур регулирования освоения и использования нефтяного (попутного) газа напрямую ведет к повышенным социальным издержкам общества (сжигание нефтяного газа в атмосфере наносит ущерб окружающей среде и напрямую влияет на состояние здоровья населения нефтегазовых регионов).

Системы сбора и утилизации нефтяного (попутного) газа, созданные в рамках централизованного планирования и управления, не позволяют в полной мере осуществлять свободные рыночные трансакции. Всегда существует возможность проявления монополии со стороны собственника уникальных производственно-технологических активов – как с точки зрения доступа к ним, так и с точки зрения условий использования сооружений и трубопроводов. В сфере утилизации нефтяного газа, в частности, пересекается влияние системно-специфических особенностей активов и монопольное положение собственников данных активов, что в конечном счете не позволяет эффективно использовать добываемые попутные углеводороды.

При анализе подходов к решению проблем утилизации нефтяного газа следует исходить из приоритетной роли государства, поскольку:

- государство является проводником общенациональных экономических интересов, имеющих приоритет по сравнению с интересами отдельных секторов экономики и отдельных компаний;

• государство обладает наиболее широким арсеналом регулирующих инструментов, которые могут использоваться для согласования интересов в экономике, и в его компетенцию входит формирование нормативно-правовой и процедурной базы, необходимой для решения экономических проблем.

Один из важнейших национальных интересов заключается в рациональном использовании ресурсов углеводородного сырья и в том числе нефтяного попутного газа. Причем указанный интерес является непосредственным и включает различные аспекты, начиная с обеспечения энергоснабжения и заканчивая фискальным. Помимо этого в сферу непосредственных интересов государства входят вопросы, связанные с охраной окружающей среды и, в частности, предотвращение сжигания (или распыления в атмосферу) попутного газа.

Рассматриваемая проблема носит ярко выраженный комплексный характер, она затрагивает интересы множества хозяйствующих субъектов и органов государственной власти, причастных к функционированию нефтегазового сектора. В настоящее время ни один управляющий орган не обладает достаточной компетенцией и полномочиями для рассмотрения всех возникающих вопросов. Следовательно, актуализируется задача взаимодействия между различными структурами управления. В то же время совокупный набор полномочий органов власти вполне достаточен для решения практически всего спектра вопросов. Это касается не только законотворческой деятельности, выработки общей политики, но и конкретных регулирующих функций, вмененных профильным министерствам и ведомствам в соответствии с уже принятыми документами, определяющими вопросы и направления их деятельности.

Сложность и комплексность проблемы, необходимость учета множества факторов и интересов делают невозможным ее решение путем применения простых односторонних мер и подходов. В этом смысле недальновидными и непродуктивными представляются меры сугубо административного воздействия, например, запрет на сжигание нефтяного газа или штрафы, не подкрепленные созданием адекватных экономических и организационно-технических условий.

Решение проблемы утилизации нефтяного газа (и обеспечения доступа для производителей сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе как ее составной части) неизбежно свя-

зано с усилением роли государства в нефтегазовом секторе, но не в смысле директивного управления или администрирования, а как результат расширения и усложнения регулирующих функций. В частности, речь идет о возврате в непосредственное государственное ведение функций по регулированию объемов производства газа и доступа производителей к газотранспортной системе.

В настоящее время проблема утилизации нефтяного газа значительно обострилась. В числе основных причин такого положения следует отметить:

- увеличение объемов добычи и сжигания нефтяного газа;
- возрастание роли и значения ресурсов нефтяного газа в балансе добычи и потребления природного газа в стране в целом;
- более активный выход на рынок газа производителей нефтяного газа – нефтяных компаний;
- перенос акцента в решении проблемы утилизации нефтяного газа на реализацию нефтяными компаниями новых инвестиционных проектов (для осуществления этих проектов необходимы ясность, предсказуемость и стабильность основных условий, прежде всего, возможностей поставки производимой продукции на рынок по приемлемым ценам).

Помимо данных аспектов (во многом сугубо «газовых») решения проблемы утилизации нефтяного газа, имеются социальные и макроэкономические аспекты. К их числу можно отнести:

- значительную актуализацию решения проблем охраны окружающей среды – сжигание нефтяного газа наносит значительный ущерб природной среде и ухудшает условия проживания населения нефтегазодобывающих регионов;
- сжигание попутного газа приводит к колоссальным потерям ценных компонентов – легких жидких углеводородных фракций, являющихся сырьем для получения широкой гаммы нефтехимических продуктов, производство которых отвечает решению задачи диверсификации структуры российской экономики и повышению удельного веса отраслей и производств, обеспечивающих выпуск современных материалов с повышенной добавленной стоимостью.

Принципиальная особенность современной ситуации, связанной с решением проблем утилизации нефтяного газа, состоит в том, что ее решение настоятельно требует реализации целого ряда новых инвестиционных проектов – строительства новых га-

зоперерабатывающих заводов, новых систем сбора и подготовки нефтяного газа на промыслах, расширения и создания новых подземных хранилищ природного газа. Инвестиционный характер направленности решения проблемы во многом определяет и особенности подходов к ее решению. Подходы должны носить преимущественно стимулирующий характер, направленный на реализацию инвестиционных проектов, связанных с утилизацией и использованием попутного газа, а не только административно-принудительный, связанный с введением более жестких штрафных и иных санкций. Для успешного решения проблемы необходимо создать систему мотивации утилизации попутного газа на законодательном уровне, которая должна включать в том числе и введение экономических стимулов по эффективному использованию нефтяного газа [Язев, 2008].

Основная идея подхода к утилизации нефтяного газа состоит в том, что условия, в которых реализуются или будут реализоваться проекты по его утилизации, должны быть экономически выгодны (или, по крайней мере, безубыточны – особенно на начальном этапе) компаниям-недропользователям. Только затем – при наличии условий инвестирования в новые проекты – в том случае, если недропользователь не реализует открывающиеся перед ним возможности, можно и нужно вести речь о введении и применении административных санкций и иных мер принудительного характера.

В современных условиях – до реализации отмеченных выше инвестиционных проектов – решение отмеченной проблемы утилизации нефтяного газа видится в обеспечении производителям сухого отбензиненного газа приоритетного доступа к газотранспортной системе, находящейся в собственности ОАО «Газпром». Такое решение не ущемляет интересы ОАО «Газпром»: скорее, напротив, может явиться свидетельством государственного подхода к решению проблемы газоснабжения и обеспечения эффективного использования ресурсов недр. Помимо этого появление на внутреннем рынке дополнительных объемов газа в некоторой степени смягчает остроту проблемы, связанной с обеспечением надежности экспортных поставок.

В силу отмеченных выше причин значительное внимание в настоящей монографии уделено рассмотрению проблемы приоритетного доступа для производителей сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе в условиях разработки и приме-

нения индикативных балансов производства и потребления газа. Детальный анализ современной ситуации с использованием нефтяного газа показывает, что реализация принципа приоритетного доступа к трубопроводам ОАО «Газпром» для производителей попутного газа сопряжена с изменениями системы государственного регулирования разработки нефтегазовых месторождений, а также добычи и утилизации извлекаемых попутных углеводородов.

В целом следует заметить, что решение проблемы обеспечения приоритетного доступа производителей сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе является лишь первоочередным шагом решения более сложной, многогранной и многоаспектной проблемы утилизации нефтяного газа. Решение данной проблемы «всерьез и надолго» невозможно без проведения реформ в газовой отрасли, а также ясного и определенного выстраивания системы государственных приоритетов и, в целом, государственной политики в столь важной для экономики России сфере.

Структура книги построена таким образом, чтобы дать читателю аргументированное представление об очерченном выше круге проблем и возможных направлениях их решения.

В *первой главе* представлен общий взгляд на проблемы утилизации нефтяного (попутного) газа в России. Рассмотрены основные экономические, технические и организационные причины, вызывающие значительные потери попутного газа. Приведены оценки, характеризующие упущенную экономическую выгоду и экологические риски, обусловленные сжиганием газа. Рассмотрены позиции сторон (государства, нефтяных компаний, «Газпрома» и «СИБУРа»), причастных к утилизации нефтяного газа. Предпринята попытка понять и интерпретировать мотивы поведения основных «игроков», их интересы и выгоды, возможные факторы риска и ограничения – т.е. обстоятельства, которые могут способствовать или, наоборот, препятствовать решению проблем утилизации нефтяного газа. Сформулированы основные принципы построения государственной политики по регулированию добычи и утилизации попутного газа. При этом во внимание были приняты экономические и организационные характеристики современного этапа развития системы газоснабжения в России, а также опыт ведущих нефтегазодобывающих стран мира.

Вторая глава посвящена анализу проблем государственного регулирования процессов утилизации и использования нефтяного газа. Проанализирован опыт целого ряда стран (включая Великобританию, Нидерланды, Норвегию, Канаду, Казахстан) по регулированию утилизации попутного газа и доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе. Рассмотрена роль проектов и программ утилизации нефтяного газа. Представлены позиции государственных органов власти (министерств и ведомств) и основных экспертных сообществ по вопросам утилизации нефтяного газа. Проведен анализ законодательных предложений по вопросам регулирования утилизации нефтяного газа. Представлены рекомендации по формированию нормативно-правовой среды.

В *третьей главе* представлены предложения, связанные с обеспечением недискриминационного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе на основе балансов производства и потребления газа. На основе анализа особенностей нефтяного газа и сухого отбензиненного газа как источников топливного газа и ожидаемых тенденций развития системы газоснабжения в России представлено обоснование целесообразности и необходимости преимущественного включения нефтяного газа в балансы производства и распределения газа в РФ, из чего вытекает необходимость предоставления преимущественных прав на доступ к газотранспортной системе для производителей сухого отбензиненного газа. При этом сформулированы основные условия и порядок применения принципа приоритетного доступа к газотранспортной системе в рамках общей системы мер по государственному регулированию добычи и утилизации нефтяного газа.

Четвертая глава посвящена проблемам привлечения инвестиций в комплексные программы утилизации и переработки попутного газа. Рассмотрены основные экономические условия для реализации проектов по утилизации и переработке ресурсов нефтяного газа (включая цены, тарифы, затраты, связанные с реализацией сухого отбензиненного газа и жидких продуктов переработки нефтяного газа). Проанализированы подходы к финансированию и реализации проектов по утилизации и переработке нефтяного газа (в рамках ряда сценариев и вариантов). Проведена экспериментальная оценка условий привлечения инвестиций в проекты утилизации и переработки нефтяного газа. Представле-

ны рекомендации по формированию комплекса мер по стимулированию инвестиций в проекты утилизации попутного газа.

В *заключительной части* работы обозначены основные направления дальнейшего развития и доработки существующей нормативно-правовой базы в свете решения задач по максимально полному использованию ресурсов нефтяного (попутного) газа и реализации необходимых для этого мер, включая вопросы доступа к газотранспортной системе для производителей сухого отбензиненного газа.

Авторы выражают благодарность В.А. Язеву, О.Ф. Жилину, Ю.Ф. Ельцеву, А.А. Петлякову (НП «Российское газовое общество»), А.Е. Наталенко, Н.А. Лукияновой, Т.А. Орловой (компания «НОВАТЭК»), Ф.С. Воробьеву, М.В. Гордину, С.В. Еремину, А. Фергусону («ТНК-ВР Холдинг»), Н.Н. Андреевой («НижневартовскНИПИнефть») за высказанные при подготовке рукописи замечания и предложения, а также конструктивное обсуждение рассматриваемых проблем.

Исследование выполнялось в секторе «Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса», поэтому слова глубокой признательности и благодарности коллегам по сектору – Л.А. Андреевой, Р.Г. Земцову, С.Ю. Ковалеву, В.И. Константинову, А.Е. Севастьяновой – за помощь и поддержку при подготовке монографии.

Авторы заранее благодарны уважаемым читателям и надеются, что их работа будет воспринята с интересом. Авторы будут искренне рады получить читательские отклики и критические замечания по содержанию книги, которые можно направить по адресу: 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 17, ИЭОПП СО РАН или по электронной почте: Kryukov@ieie.nsc.ru.

Глава 1
СОВРЕМЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ С УТИЛИЗАЦИЕЙ НЕФТЯНОГО (ПОПУТНОГО) ГАЗА В РОССИИ И ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ

1.1. Утилизация нефтяного газа: проблемы и возможности решения

1.1.1. Общий взгляд на проблему

Говорить о проблеме утилизации нефтяного (попутного) газа (НПГ) как о некой отдельной проблеме или задаче представляется не вполне корректным. В действительности существует целый комплекс проблем, связанных с утилизацией НПГ и вызванных действием большого числа природных, экономических, финансовых, организационных условий и факторов. Соответственно, для рационализации использования ресурсов НПГ и минимизации потерь этого вида сырья недостаточно «расшить» какое-либо одно из «узких мест», в частности, обеспечить беспрепятственную подачу сухого отбензиненного газа (СОГ) от переработки НПГ в газотранспортную систему (ГТС)[1]. Но с другой стороны, если не решить и эту частную задачу, нельзя рассчитывать на решение проблемы в целом [Крюков и др., 2007].

Чтобы проанализировать возможные подходы к решению рассматриваемой проблемы, следует прежде всего понять, что мы имеем в виду под утилизацией НПГ [Крюков и др., 2002]. Российский и зарубежный опыт показывает, что утилизация НПГ осуществляется тремя основными способами:

---

[1] Следует отметить, что проблема утилизации НПГ не является специфической российской проблемой – в той или иной степени с ней сталкиваются практически все нефтедобывающие страны, включая страны с развитой рыночной экономикой (США, Канада, Великобритания и др.). Например, при освоении месторождений в британском секторе Северного моря уровень утилизации НПГ в 95% был достигнут только в 1996 г., а в начале 1980-х годов потери газа составляли до 20–40% от его добычи (ресурсов).

1) сбор и переработка газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с извлечением широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и получением СОГ, который поставляется в общую газотранспортную сеть;

2) использование газа (и продуктов его переработки) в районах добычи на технологические нужды промыслов и для удовлетворения местных потребностей в энергоресурсах, включая выработку электроэнергии;

3) закачка газа в продуктивные нефтяные пласты (газовые шапки, водоносные горизонты) с целью поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи, сохранения ресурсов газа и предотвращения сжигания газа или выветривания (распыления в атмосферу).

Сочетание всех названных способов позволяет в целом утилизировать до 95–98% добываемого газа, или в отечественной терминологии – ресурсов НПГ.

Последний из названных способов утилизации применяется в тех случаях, когда возможности первых двух ограничены, например, на ранней стадии освоения месторождений, на малых объектах или на месторождениях, удаленных от инфраструктуры (особенно на шельфе). Таким образом, речь идет о тех случаях, когда утилизация газа иным способом либо физически невозможна, либо экономически нецелесообразна.

Следует отметить, что 2-й и 3-й варианты утилизации НПГ, преимущество которых состоит в относительной экономичности (нет необходимости сооружать полный цикл объектов по сбору, транспортировке, переработке газа, а также подключению к ГТС и системам транспорта ШФЛУ), имеют и свои ограничения. Ограничения по реализации 2-го варианта обусловлены ограниченностью спроса на энергоресурсы в районах нефтедобычи. Реализация 3-го варианта связана с ограничениями технологического и экономического характера. В частности, закачка газа в продуктивные пласты ведет к изменению их свойств и, соответственно, выдвигает изменяющиеся во времени требования к режимам эксплуатации, оборудованию. Консервация ресурсов газа по мере истощения запасов нефти может превратиться в особую форму потерь НПГ. Есть риск, что в связи с ростом издержек добычи нефти вероятность извлечения газа из хранилищ (расконсервации ресурсов газа) будет снижаться. Таким образом, может сложиться ситуация, когда из двух ожидаемых полезных эффектов (эконо-

мического и экологического) реально будет получен только один – экологический, связанный с сокращением вредных выбросов в атмосферу.

Тем не менее, как показывает зарубежный опыт, общей тенденцией является проведение государственной политики, направленной на ограничение товарной добычи НПГ с поставкой на рынок, что связано с относительно невысокой конкурентоспособностью НПГ в сравнении с природным газом (особенно при освоении небольших нефтяных месторождений, месторождений на глубоководном шельфе) [Корнфилд, 2007]. По этой причине обратная закачка газа в пласт во многих случаях рассматривается как приоритетный способ утилизации НПГ: во-первых, снимаются «неудобства», связанные с реализацией газа; во-вторых, предотвращаются (или сокращаются) выбросы вредных веществ в атмосферу.

В нашей же действительности вопросам закачки газа в пласт (вероятно, наиболее экономичному из названных выше способов утилизации) должного внимания не уделяется, а все внимание фокусируется прежде всего вокруг вопроса о переработке и, соответственно, упирается в проблему издержек. Они оказываются неприемлемо высокими, если учесть особенности новых объектов, вводимых в разработку, а также условия ценообразования и налогообложения.

К сожалению, в России имеются только единичные случаи, когда НПГ эффективно используется для повышения нефтеотдачи пластов. Например, компания «РИТЭК» ведет работы по закачке водно-газовой смеси в пласт на Восточно-Перевальном месторождении в Западной Сибири. По состоянию на 2007 г. закачано 13,6 млн $м^3$ газа и 2 тыс. $м^3$ воды. Это позволило увеличить добычу нефти на 20% [Караганов, 2007]. О потенциале данного направления использования НПГ говорит следующий пример. В Норвегии в 2007 г. средний показатель нефтеотдачи составил около 46%. Одной из причин достижения такого уровня является повторная закачка газа в пласт.

Относительно невысокая конкурентоспособность НПГ объясняется тем, что формирование рынка газа (не только в России, но и во всем мире) происходит под влиянием природного газа, издержки на добычу которого и на подключение к системам магистрального транспорта, как правило, ниже или даже существенно ниже по сравнению с утилизацией НПГ. Такого рода ситуация

усугубляется в условиях государственного регулирования цен на газ, которые естественным образом «притягиваются» к уровню издержек в добыче природного газа. Поэтому либерализация рынка газа (как показывает пример США или Великобритании) выступает в качестве одного из главных экономических факторов, необходимых для решения проблем по утилизации НПГ.

В условиях конкурентного рынка газа проблема сжигания и распыления НПГ прежде всего рассматривается в экологическом контексте. С этим связано и государственное регулирование всех аспектов, связанных с утилизацией газа. Собственно говоря, необходимость в регулировании возникает только тогда, когда экономические условия и экологические факторы вступают в противоречие друг с другом, т.е. в тех случаях, когда утилизация газа оказывается субрентабельной. Если утилизация газа рентабельна, то вопрос не стоит, так как компании сами заинтересованы в его решении. Если утилизация с очевидностью нерентабельна или невозможна, то допускается сжигание (распыление) газа.

В США, Канаде, Великобритании, Норвегии существуют определенные *логически обоснованные процедуры принятия решений об утилизации газа или разрешении на его сжигание (распыление)*. Помимо этого существует ранжирование объектов разработки, в соответствии с которым низкодебитные скважины позволяется не учитывать при подсчете объемов добычи газа – в отношении этих ресурсов вопрос об утилизации вообще не стоит. Требования утилизации опираются на определенные правовые и регулирующие нормы, обеспечивающие свободный (open access) или недискриминационный (non-discriminatory access) доступ к объектам инфраструктуры, включая ГТС[1].

Подчеркнем, что современные принципы недискриминационного доступа к ГТС действуют в условиях либерализации рынка газа и разграничения функций (и активов) по добыче, транспортировке и реализации газа. В России же монопольный собственник ГТС является одновременно крупнейшим производителем и продавцом газа, что, собственно, в значительной степени и порождает проблему доступа к ГТС для независимых производите-

---

[1] Например, к документам такого рода относятся: Директива № 636 (1992 г.) Федеральной комиссии по регулированию энергетики в США (FERC Order # 636); пакет законов по нефти и газу в Великобритании (the Pipe-lines Act – 1962, the Gas Act – 1986, the Gas Act – 1995, the Petroleum Act – 1998).

лей. Названные выше обстоятельства необходимо учитывать при решении проблем утилизации НПГ в России, что, с одной стороны, требует изучения зарубежного опыта, но с другой – исключает возможность его прямого перенесения на российскую почву.

1.1.2. Положение с утилизацией нефтяного газа в России

В России в современных условиях значительно выросли объемы добычи НПГ и происходит снижение степени использования нефтяного попутного газа (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Основные показатели использования нефтяного газа в России в 2001–2007 гг.*

Показатель	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Добыча НПГ, млрд м^3	35,9	42,6	48,5	54,9	57,6	57,9	61,2
Сожжено на факелах, млрд м^3	7,1	11,1	11,1	14,7	15,0	14,1	16,7
Поставки и переработка НПГ на ГПЗ, млрд м^3	23,7	26,0	31,6	34,0	34,9	35,5	34,8
Использовано на собственные нужды, млрд м^3	5,1	5,5	5,8	6,2	7,7	8,3	9,7
Уровень утилизации, %	80,1	73,8	77,2	73,3	74,0	75,6	72,6

* Составлено по данным Центрального диспетчерского управления ТЭК. Поставки и переработка НПГ на ГПЗ – переработка НПГ на ГПЗ и станциях компримирования, а также поставка газа другим конечным потребителям.

Показательна ситуация в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) – регионе, на территории которого добывается основной объем НПГ (табл. 1.2). По данным Администрации ХМАО, на территории округа в 2005 г. было добыто 27,5 млрд м^3 НПГ, из которых 14,7 млрд м^3 поступило на переработку на ГПЗ Ресурсы НПГ составили 33,8 млрд м^3, т.е. уровень утилизации газа был немногим более 81%, а доля перерабатываемого газа в общем объеме ресурсов НПГ – 43%. В 2006 г. в ХМАО 17,4 млрд м^3 НПГ было поставлено на ГПЗ, 2,4 млрд м^3 использовано на собственные нужды компаний, около 1,2–1,3 млрд м^3 было отгружено сторонним организациям или списано на технологические потери. Растет использование НПГ за счет генерации электроэнергии. Уже построено в округе 23 газотурбинные электростанции, суммарная мощность которых составляет 424 МВт и которые потребляют около 8 млрд м^3 газа.

Таблица 1.2

Направления использования нефтяного (попутного) газа в ХМАО за 2004–2006 гг.*, млн м^3

Направление	2004	2005	2006
Поставки на ГПЗ	13609	14674	17394
Выработка электроэнергии	8705	8754	7966
Собственные нужды	2824	2608	2390
Отгружено сторонним организациям	538	758	776
Сожжено в факелах	6358	6354	6188
Потери	527	583	529

* См.: [НПГ…, 2007, с. 50–55].

Из общего объема добычи НПГ в России в 2006 г. более 80% приходится на пять нефтяных компаний – «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Газпром нефть» (табл. 1.3). Данные, приведенные в таблице, свидетельствуют о том, что наиболее высоких показателей по утилизации НПГ удалось достичь компаниям «Татнефть» и «Сургутнефтегаз». Одной из причин такого положения органы власти Татарстана видят в том, что в собственность «Татнефти» был передан государственный пакет акций Миннибаевского ГПЗ, что позволило исключить противоречия между собственниками НПГ и газоперерабатывающих мощностей.

Таблица 1.3

Извлеченные ресурсы и объемы сожженного попутного газа в 2006 г.*

Компания	Извлеченные ресурсы		Утилизация	Сожжено	
	млрд м^3	%	млрд м^3	млрд м^3	%
«Сургутнефтегаз»	15,6	26,9	14,6	1,0	6,5
ТНК-ВР	10,9	18,8	8,6	2,3	21,0
«Роснефть»	8,7	15,0	5,1	3,6	41,2
«ЛУКОЙЛ»	7,0	12,1	5,1	1,9	27,4
«Газпром нефть»	4,4	7,6	2,0	2,4	53,5
«ЮКОС»	2,4	4,1	1,9	0,5	21,5
«Славнефть»	1,5	2,6	0,9	0,6	37,5
«Русснефть»	1,6	2,8	1,2	0,4	27,2
«Татнефть»	0,8	1,4	0,7	0,1	5,0
«Башнефть»	0,4	0,7	0,3	0,1	21,8
Прочие	4,6	7,9	3,3	1,3	43,9
ВСЕГО	57,9	100,0	43,8	14,1	24,4

* *См.:* [Савинов, 2007, с. 16–19].

Точность официальных данных и неофициальных оценок по ресурсам, объемам утилизации и потерь НПГ, вызывает большие сомнения в силу несовершенства методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов газа. По сути дела, объемные показатели по НПГ (за исключением объемов газа, принятого на переработку на ГПЗ, и объемов СОГ – произведенного и поданного в ГТС) в основном являются расчетными, а не полученными путем измерения. При этом регулирующим показателем является показатель использования газа на собственные нужды нефтедобычи, манипулируя которым можно «повышать» или «понижать» итоговый уровень использования НПГ. Но в любом случае сжигание ежегодно 15–20 млрд м^3 газа позволяет охарактеризовать ситуацию с использованием ресурсов НПГ как неудовлетворительную и требующую радикального изменения.

Учитывая быстрый рост добычи нефти в России, происходящий в 2002–2005 гг., можно предположить, что к настоящему времени по сравнению с 2000–2001 гг. ситуация с использованием НПГ заметно ухудшилась. Ресурсы НПГ в 2005 г. можно оценить в объеме 50–55 млрд м^3. Если ориентироваться на публикуемые данные по уровню утилизации НПГ – порядка 80% – то объемы утилизации газа в 2005 г. должны составить от 40 до 44 млрд м^3, что превышает показатели 2001 г. на 35–45%. Такая динамика роста объемов утилизации НПГ вызывает большие сомнения. По подсчетам Министерства природных ресурсов (МПР), годовые объемы ресурсов НПГ уже достигли 55 млрд м^3, из них лишь 26% направляется в переработку, 27% (почти 15 млрд м^3) сжигается в факелах и 47% идет на нужды промыслов либо списывается на технологические потери. Таким образом, коэффициент утилизации газа составляет 73%, если основываться на данных о технологических потерях и расходах на собственные нужды. По зарубежным оценкам, объемы сжигания НПГ в России уже в начале 2000-х годов составляли 14 млрд м^3.

Вполне очевидно, что основной объем сжигания НПГ приходится на Западную Сибирь (рис. 1.1), где добывается более 80% российской нефти. Можно предположить, что уровень утилизации газа здесь даже ниже, чем в других районах страны в силу более слабой инфраструктурной освоенности и большей удаленности месторождений от ГПЗ. По наиболее пессимистическим оценкам утилизация ресурсов НПГ в Западной Сибири в настоящее время находится на уровне 50–60%. По-видимому, это не

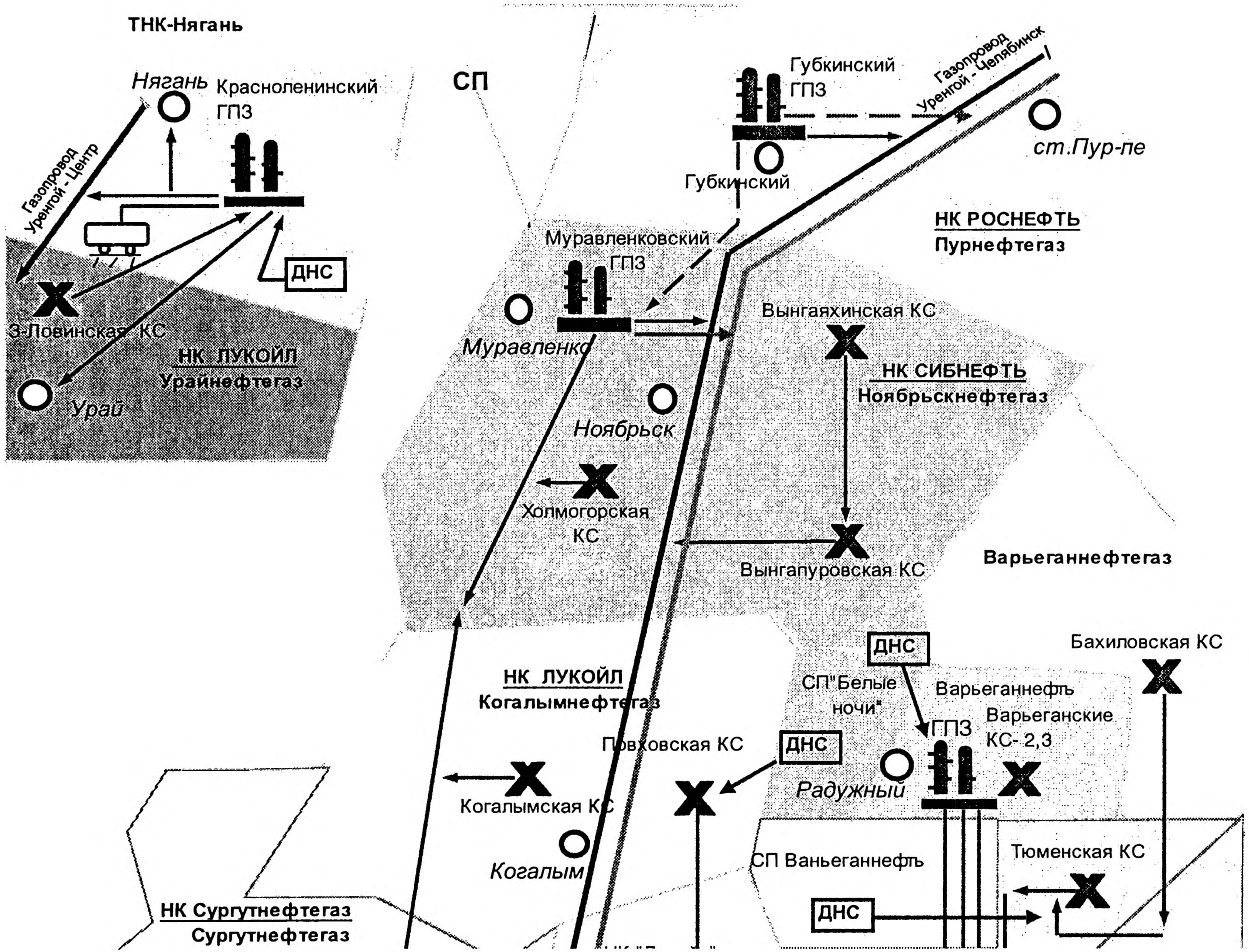
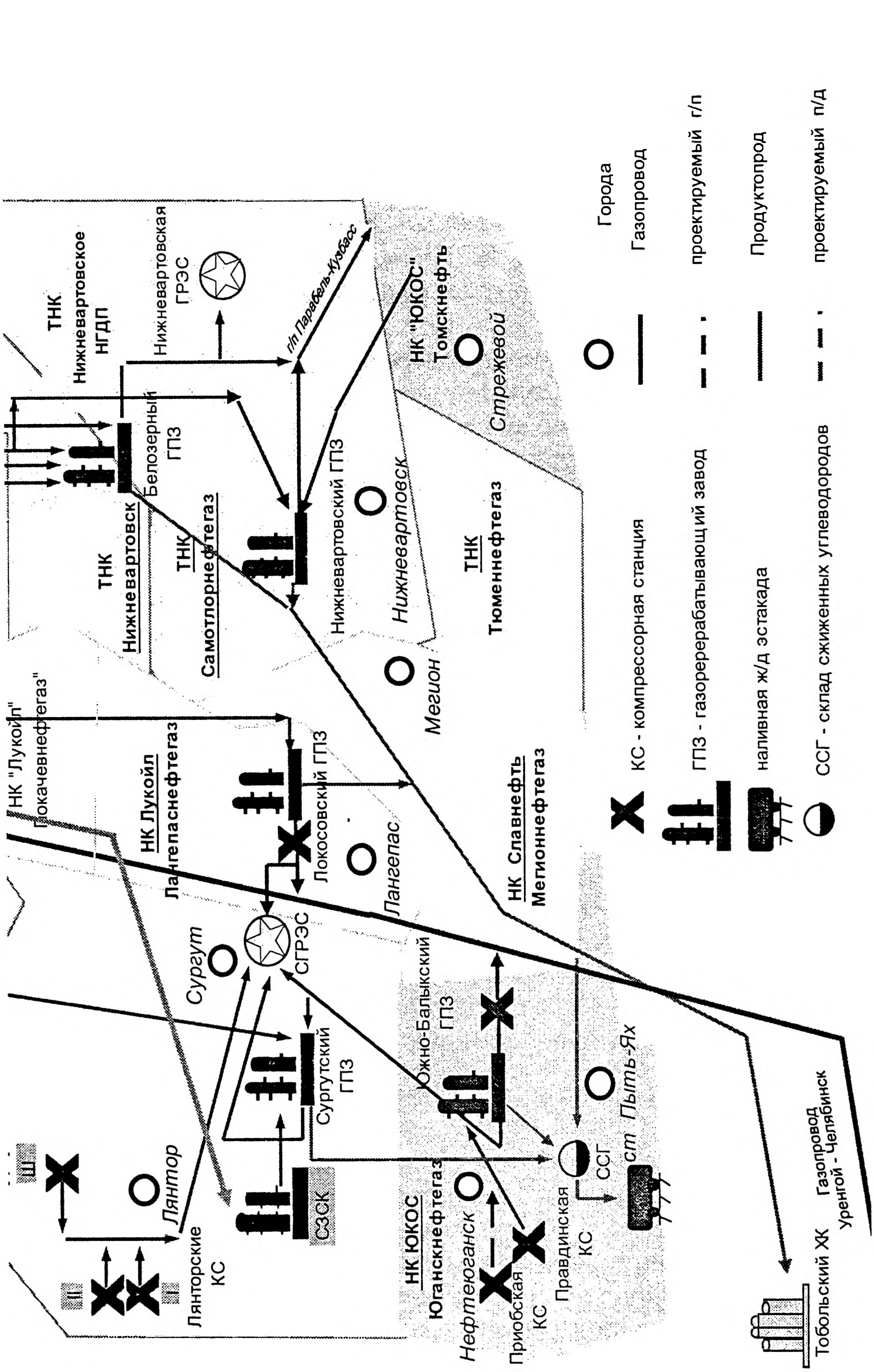


Рис. 1.1. Основные объекты по сбору, транспортировке



и переработке НПГ в Западной Сибири (Источник: Компания «СИБУР»)

столь уж далеко от истины, если учесть, что объемы переработки газа на ГПЗ «СИБУРа» в 2005 г. составили 13 млрд м^3 (в 1,2 раза или на 2,2 млрд м^3 больше, чем в 2003 г.).

Несмотря на значительное число разрабатываемых в Западной Сибири месторождений (более 200), следует заметить, что основные объемы сжигания НПГ сосредоточены в границах нескольких месторождений (или их групп). К числу таких объектов относятся:

- Приобское и Приразломное месторождения – ОАО «Юганскнефтегаз» (нефтяная компания «Роснефть») – объем сжигаемого газа превышает 1,5 млрд м^3 в год (по некоторым оценкам достигает 3 млрд м^3);
- Бахиловская группа месторождений – ОАО «Варьеганнефтегаз» (нефтяная компания ТНК-ВР) – объем сжигаемого газа около 1 млрд м^3 в год;
- Харампурская группа месторождений – ОАО «Пурнефтегаз» («Роснефть») – объем сжигаемого газа также по оценкам экспертов превышает 1 млрд м^3 в год.

Несовершенство методов и организации учета ресурсов НПГ создает серьезные препятствия для поиска путей решения рассматриваемой проблемы. Общие показатели использования и потерь газа не дают необходимой информации для того, чтобы понять, какими причинами вызваны потери НПГ в том или ином конкретном случае. Связано ли это с низкой рентабельностью утилизации газа, с какими-либо техническими проблемами или с ограничениями по реализации конечной продукции (в частности, барьерами для подачи СОГ в ГТС «Газпрома»).

1.1.3. Проблемы измерения ресурсов нефтяного газа

Необходимо различать процедуры по измерению ресурсов НПГ на различных стадиях освоения месторождений нефти.

➢ *На стадии оценки ресурсов (запасов)* специальные работы по измерению содержания НПГ проводятся при утверждении запасов углеводородов. В России измерение содержания газа в нефти проводится при опробовании скважин на устье, а не в пластовых условиях. Отсутствует и применение на практике более детальной классификации ресурсов НПГ – на газ, растворенный в нефти, и на «свободный» газ так называемых «газовых шапок». Данный подход в целом отличал и отличает чрезмерно агрегиро-

ванный показатель содержания НПГ в добываемой нефти. Очевидно, что при этом ошибки возможны как в сторону увеличения, так и уменьшения ресурсов газа.

➢ *На стадии добычи и разработки месторождений* проводятся периодические измерения содержания НПГ в добываемой нефти. Текущие измерения содержания газа основаны на данных, получаемых в процессе разделения (сепарации) нефти и НПГ. В этом случае невозможно точно оценить добычу по отдельным месторождениям (или их участкам). Значительная часть данных получается расчетным путем – принимаются во внимание измеренные данные (поставка НПГ на ГПЗ), исходный газовый фактор, «желаемый» показатель утилизации НПГ. Балансирует оценку ресурсов газа показатель использования газа на собственные нужды.

Ошибки в оценке содержания и добычи НПГ могут вести как к занижению ресурсов и объемов добычи, так и к завышению данных показателей. Примерами ошибочной оценки ресурсного потенциала являются районы деятельности компаний ОАО «Варьеганнефтегаз» и ОАО «ТНК-Нягань» в Западной Сибири. В первом случае по южной группе Варьеганских месторождений газовый фактор был оценен как очень мощный, и поэтому в начале 1980-х годов были построены две компрессорные станции для перекачки НПГ. Однако уже в середине 1990-х годов на одной из станций из пяти компрессоров был загружен только один. Во втором случае – на Красноленинском ГПЗ были сооружены две очереди по переработке попутного нефтяного газа, каждая мощностью 2 млрд $м^3$ в год. К концу 1990-х годов загруженной была только одна линия – не более чем на 30–40% установленной мощности.

В целом в настоящее время оценки ресурсного потенциала добычи НПГ в Тюменской области, например, на 2010 г. варьируются весьма значительно. При одном и том же объеме добычи нефти на уровне 320 млн т оценки ресурсов НПГ даются с разбросом в 10–20 млрд $м^3$. Администрация Тюменской области в документе «Концепции развития экономики и социальной сферы Тюменской области до 2010 года» (2003 г.) отмечает, что объемы переработки нефтяного газа на ГПЗ Тюменской области могут быть увеличены до 15–18 млрд $м^3$, при этом выработка ШФЛУ может возрасти до 3,5 млн т. Как правило, более высокие оценки приводятся государственными организациями и учреждениями,

а также ОАО «СИБУР», в то время как недропользователи дают более умеренные оценки. В такой ситуации очень трудно наметить и реализовать набор решений и мер, необходимых для радикального сокращения потерь НПГ.

Вполне адекватной реакцией государства стало создание в 2007 г. Ростехнадзором[1] рабочей группы по реализации Плана мероприятий по организации контроля за рациональным, экологически безопасным использованием и учетом объемов сжигаемого и рассеиваемого НПГ при освоении месторождений. План мероприятий включает несколько этапов: проведение инвентаризации и проверки факельных систем и средств измерения, совершенствование нормативно-правовой и информационной базы в сфере рационального и безопасного использования и учета объемов НПГ [Шаталов, 2007].

В ХМАО проверками было установлено, что учет добываемого НПГ ведется расчетным путем – умножением объемов добываемой нефти на величину газового фактора. Погрешность таких измерений более 10%. На многих объектах вообще отсутствуют приборы учета. Проверки Ростехнадзора выявили, что из установленных измерительных приборов на факельных системах превалируют устаревшие образцы, как правило, до этого использовавшиеся на других объектах. Эти приборы часто не опломбированы, обслуживающий персонал может влиять на результаты учета НПГ.

Несколько лучше обстоят дела по учету объемов НПГ, используемых на свои нужды котельными, печами подогрева нефти и газотурбинными электростанциями. Меньше всего проблем по учету объемов НПГ при продаже сторонним организациям и сдаче на ГПЗ. Здесь преимущественно используются новые, точные приборы.

Установку измерительных приборов учета объемов добываемого, сжигаемого и рассеиваемого НПГ, а также замену измерительных приборов Ростехнадзором предлагается осуществить поэтапно в зависимости от уровня годовой добычи НПГ: 2008 г. – 100 млн м^3 и более, 2009 г. – 50–100, 2010 г. – менее 50 млн м^3.

По данным Правительства ХМАО, в 2007 г. всего половина факельных установок была оснащена замерным оборудованием (табл. 1.4). Из 522 факельных установок в ХМАО оборудо-

---

[1] **Приказ** № 555 руководителя Ростехнадзора РФ от 7 августа 2007 г.

Таблица 1.4

Оснащенность замерными установками факельных хозяйств пользователей недр в ХМАО*

Компания	Всего фактически установок	Факелы, оснащенные замерными установками
«ЛУКОЙЛ»	117	13
«Сургутнефтегаз»	123	121
«Роснефть»	62	6
ЮКОС	20	11
ТНК-ВР	120	68
«Славнефть»	30	21
«Сибнефть»	10	3
«Русснефть»	18	9
«Башнефть»	5	4
Прочие	17	9

* См.: [НПГ…, 2007, с. 50–55].

вано замерными установками 265. Такой показатель стал возможен только благодаря тому, что замерными устройствами оснащены 98% факельных установок «Сургутнефтегаза» [НПГ…, 2007].

1.1.4. Причины сжигания нефтяного газа в России

Причины сжигания НПГ в России в значительной мере определяются теми историческими особенностями, в которых развивался нефтегазовый сектор. А именно, в рамках нефтяной промышленности добыча нефти и НПГ осуществлялась соответствующими добывающими предприятиями, а переработка НПГ – организациями, не входившими в состав добывающих предприятий, что было характерно прежде всего для Западной Сибири. Немаловажно и то, что доминирующую роль в формировании потоков природного газа играет сеноманский газ месторождений севера Тюменской области. Издержки на добычу данного газа кратно ниже издержек на утилизацию и подготовку НПГ к дальнему транспорту.

Соответственно данным базовым причинам сформировались и причины более конкретные – такие как относительная ограниченность пропускных способностей в газотранспортной системе

(в связи с тем, что последняя развивалась для нужд транспортировки сеноманского газа), а также низкий уровень цен на газ, поставляемый на внутренний рынок.

Причины, обусловливающие наличие проблем с доступом сухого отбензиненного газа к ГТС, во многом носят переходный характер и обусловлены темпами и последовательностью преобразований в газовой промышленности в целом. Среди причин и то, что сложившаяся в рамках системы централизованного планирования и управления организационная структура газовой промышленности была «воспроизведена» в процессе реструктуризации отрасли в 1990-е годы. На базе ПО «Сибнефтегазпереработка» была создана компания «СИБУР», министерство газовой промышленности было трансформировано в ОАО «Газпром», нефтедобывающие предприятия вошли в состав нефтяных компаний. Тем самым, разделение нефти и газа, существовавшее в рамках предыдущей экономической системы, сохранилось организационно и институционально, что обострило и обостряет ситуацию с решением проблемы утилизации НПГ.

Основы существующей в Западной Сибири и в других регионах России схемы переработки попутного газа были заложены в рамках системы централизованного планирования и управления экономикой. Отличительная особенность данной схемы состояла в ориентации на создание единой системы переработки и утилизации НПГ на нескольких крупных газоперерабатывающих заводах. Так, суммарная проектная мощность восьми ГПЗ Западной Сибири составляет 38 млрд $м^3$ в год. Для реализации данного проекта в конце 1970-х годов СССР получил в Японии кредит на сумму 180 млн долл. для покупки пяти линий (каждая производительностью по 2 млрд $м^3$ в год) для переработки НПГ в Западной Сибири.

Для системы централизованного планирования и управления был характерен отраслевой подход к реализации промышленных проектов. В случае НПГ это означало следующее распределение «ролей»:

– промысловый сбор и поставку газа на ГПЗ осуществляли нефтегазодобывающие предприятия;

– переработкой газа и транспортом готовой продукции потребителям занимались предприятия, входящие в тот период времени в состав производственного объединения «Сибнефтегазпереработка» (в Западной Сибири), которое также входило в состав министерства нефтяной промышленности СССР;

– глубокая переработка легких углеводородов осуществлялась на предприятиях, которые входили в состав других министерств – нефтехимической и химической отраслей промышленности.

Это означает, что технологически связанные этапы добычи, подготовки и переработки НПГ и содержащихся в нем легких углеводородов были организационно разделены. Это обстоятельство оказало в дальнейшем влияние на формирование таких компаний, как «СИБУР». В результате возникла ситуация, при которой решение вопросов утилизации НПГ требовало формирования достаточно сложных процедур согласования интересов различных сторон. Чисто рыночные контрактные процедуры решения данной проблемы просто не работали в силу противоречий интересов участников единой технологической цепочки, а также в силу наличия существенных ограничений пропускной способности в газотранспортной системе. А именно, нефтяные компании не могут инвестировать в расширение газосборной инфраструктуры, не имея гарантий не только приема НПГ на переработку, но и последующей транспортировки СОГ. «СИБУР» также испытывает затруднения с принятием решений по расширению газоперерабатывающих мощностей из-за отсутствия уверенности в обеспечении требуемых объемов поставки НПГ на переработку и из-за сложностей со сбытом СОГ (прежде всего из-за ограниченности пропускных способностей на ряде участков системы магистральных газопроводов).

ОАО «Газпром», в свою очередь, не расширяет узкие места газотранспортной системы по причине значительной перенапряженности инвестиционной программы компании и низкого уровня приоритета данной задачи по сравнению с созданием газотранспортной инфраструктуры для месторождений полуострова Ямал. В сфере утилизации НПГ нефтяные компании сталкиваются с негативными последствиями монополии со стороны ОАО «Газпром» в сфере магистрального транспорта газа (номинально регулируемой государством). Приоритеты развития ГТС, определяемые ОАО «Газпром», и потребности компаний-производителей СОГ не совпадают ни в пространстве, ни во времени. Узкие места в ГТС с точки зрения выхода производителей СОГ на рынок связаны с расширением пропускной способности южного (по отношению к ЯНАО) направления транспортировки, в то время как ОАО «Газпром» заинтересован в развитии и расширении за-

падного (экспортного) направления транспортировки. Разрешение данной проблемы видится в реализации принципа приоритетного доступа производителей СОГ к ГТС (как первому шагу) и в создании условий для инвестирования компаниями-недропользователями средств в расширение ГТС (в последующем).

Кардинальное решение проблем утилизации НПГ возможно только на пути интегрированного подхода к управлению бизнесом, связанным с добычей и переработкой углеводородного сырья (независимо от того, с каким видом углеводородов компания имеет дело – с жидкими углеводородами или газообразными).

Ситуация с использованием попутного нефтяного газа в России складывалась под воздействием причин трех типов: технических, экономических и организационно-институциональных [Крюков, 2007].

- К техническим причинам следует отнести:

– отсутствие на некоторых месторождениях необходимой производственной и технологической инфраструктуры;

– несовершенство методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов НПГ (поэтому практически все данные об объемах добычи, утилизации и потерь НПГ грешат большой неточностью);

– ориентацию сложившихся систем сбора и утилизации НПГ на централизованные схемы поставки, что делает систему неманевренной и предопределяет доминирование одного покупателя газа.

Среди причин недостаточного использования НПГ следует отметить наличие ряда объективных условий, которые увеличивают его себестоимость по сравнению природным газом (особенно с газом сеноманских залежей, которые преимущественно разрабатывает ОАО «Газпром»). К числу таких условий следует отнести:

а) значительно меньшие дебиты нефтяных скважин по газу по сравнению с дебитами газовых скважин;

б) гораздо меньшее давление НПГ (в десятки раз);

в) наличие значительных объемов жидких углеводородов, что требует повышенных энергетических и материальных затрат на сбор, переработку и компримирование НПГ для подачи потребителям в систему магистральных газопроводов;

г) необходимость сооружения более разветвленной системы газосборных промысловых трубопроводов.

• В числе экономических причин необходимо выделить следующие:

– наличие регулируемых со стороны государства цен на природный газ и затянувшийся процесс либерализации газового рынка (уровень цен на природный газ в значительной степени определяется уровнем издержек на добычу сеноманского газа; в свою очередь, издержки на его добычу существенно ниже издержек на добычу, сбор и утилизацию НПГ; поэтому, несмотря на возможность продажи СОГ по рыночным ценам, потребитель ориентируется на цены сеноманского газа);

– неадекватное налогообложение газовой отрасли в сопоставлении с условиями добычи «нового» природного газа и НПГ (в целом система налогообложения в газовом секторе экономики страны не учитывает качественные различия характеристик добываемых углеводородов и не принимает во внимание различные горно-геологические условия их добычи);

– повышенная капиталоемкость процессов сбора и направления на утилизацию НПГ по сравнению с природным газом (многие технические решения, которые в настоящее время реализованы в системах сбора и утилизации попутного газа ориентированы на применение централизованных систем).

• К организационно-институциональным причинам следует отнести:

– отсутствие заинтересованности ряда нефтяных компаний в ведении бизнеса, связанного со сбором, утилизацией и использованием НПГ (главная их цель на протяжении первой половины 1990-х годов состояла в получении контроля над основными активами, связанными прежде всего с добычей нефти);

– отсутствие гарантий доступа СОГ к ГТС;

– неэффективность существующей в России системы государственного контроля и мониторинга за ходом выполнения условий лицензионных соглашений (в рамках которых формулируются требования к недропользователям по достижению определенных уровней утилизации НПГ на различных стадиях освоения и разработки месторождений нефти);

– наличие определенных элементов и фактов институциональной конкуренции между различными государственными структурами, связанными с осуществлением мониторинга за состоянием различных сторон освоения и разработки месторожде-

ний углеводородного сырья (в настоящее время только на федеральном уровне около десяти различных ведомств контролируют различные стороны деятельности недропользователей).

Нефтяные компании, работающие в Западной Сибири, среди основных **причин сжигания НПГ** отмечают следующие (по материалам Правительства ХМАО) [НПГ…, 2007]:

- низкая цена на нефтяной газ по сравнению с затратами на реализацию проектов по эффективному использованию нефтяного газа;
- отсутствие необходимой нормативно-правовой базы, регулирующей вопросы рационального использования нефтяного газа;
- монополизация рынка транспорта, переработки и сбыта нефтяного газа; отсутствие равного доступа к системе магистральных газопроводов ОАО «Газпром» и газоперерабатывающим заводам (ОАО «СИБУР Холдинг»);
- отсутствие развитой производственной инфраструктуры по переработке и транспортировке нефтяного газа в новых районах разработки месторождений углеводородов;
- отсутствие ясной государственной политики по решению проблем рационального использования нефтяного газа; недостаточная роль государства в решении вопроса рационального использования нефтяного газа;
- отсутствие уполномоченного органа государственной власти, отвечающего за рациональное использование нефтяного газа;
- предоставление приоритета природному газу над нефтяным газом при доступе к системе магистральных трубопроводов.

К основным недостаткам правового обеспечения рационального использования НПГ Правительство ХМАО [НПГ…, 2007] относит следующие:

- не закреплен статус нефтяного газа как полезного ископаемого наравне с нефтью, как ценнейшего сырья для химической промышленности;
- отсутствие стратегии государства по решению проблем рационального использования нефтяного газа;
- однозначно не определена собственность извлеченного нефтяного газа из недр; не закреплено место перехода собственности на нефтяной газ от государства к пользователю недр;
- нулевая ставка налога на добычу для нефтяного газа;
- отсутствие экономической ответственности газоперерабатывающих и газотранспортирующих предприятий (монополистов в области переработки и транспортировки нефтяного газа) за нерациональное использование нефтяного газа наравне с нефтяными компаниями;
- отсутствие обязательств пользователей недр перед государством по рациональному использованию нефтяного газа; не всеми действующими лицензионными соглашениями закреплен обязательный уровень использования нефтяного газа;
- не определен порядок доступа нефтяных компаний к производственным мощностям по переработке и транспортировке нефтяного газа, находящимся в собственности монополистов переработки и транспортировки газа;

- не определены требования по ведению обязательного инструментального учета ресурсов, объемов использования нефтяного газа, в том числе на собственные и технологические нужды, а также объемов сжигания нефтяного газа на факелах;
- не определены требования к средствам измерения (приборам учета) нефтяного газа (принятый Национальный стандарт носит добровольный характер);
- отсутствие порядка осуществления государственного контроля за рациональным использованием нефтяного газа; не определен государственный орган, осуществляющий контроль за рациональным использованием нефтяного газа;
- отсутствие механизма стимулирования развития новой инфраструктуры по использованию нефтяного газа, применения новейших технологий и оборудования для повышения уровня утилизации нефтяного газа;
- отсутствие эффективной системы ценообразования, обеспечивающей баланс интересов нефтяных компаний и субъектов естественных монополий;
- отсутствие возможности переработки нефтяного газа на газоперерабатывающих предприятиях на условиях «процессинга»;
- отсутствие порядка предоставления организациями обязательной отчетности по мониторингу рационального использования нефтяного газа.

Нельзя сказать, что ситуация с преодолением отмеченных выше причин носит статический характер и никак не меняется. Нефтяные компании в последние 3–4 года делают особый упор на инвестиции в переработку и создание мощностей по генерации энергии (высокими темпами ведется, в частности, строительство промысловых электростанций). Такие компании, как «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз» объявили о значительном расширении своих перерабатывающих мощностей (приобретенных у «СИБУРа»). «СИБУР» также планирует существенно повысить производительность своих ГПЗ.

Шаги со стороны нефтяных компаний и «СИБУРа» тем не менее не создают основы решения проблемы с утилизацией НПГ в долгосрочной перспективе. Открытым остается вопрос о реализации СОГ (что во многом определяет и экономику данных проектов и является важнейшей предпосылкой стабильности условий реализации проектов). Контроль над системой дальнего магистрального транспорта газа играет в этих условиях ключевую роль. По газопроводам, принадлежащим ОАО «Газпром», транспортируется 99% всего газа в России.

Наша точка зрения состоит в том, что решение проблемы утилизации НПГ связано с реализацией целого ряда инвестиционных проектов, что, в свою очередь, предполагает решение проблемы доступа производителей СОГ к системе магистральных газопроводов.

1.1.5. Ограничения пропускной способности газотранспортной системы

В настоящее время реализация многих из разработанных компаниями-недропользователями проектов в сфере утилизации НПГ сдерживается тем, что отсутствуют гарантии выхода с произведенной в процессе утилизации НПГ продукцией на рынки сбыта. Это в меньшей степени касается жидких углеводородов (которые могут транспортироваться по железной дороге), а в большей – сухого отбензиненного газа (СОГ), получаемого в процессе первичной переработки НПГ. Учитывая значительные объемы НПГ – при выходе на «проектный» показатель в 95% утилизации – речь идет о дополнительном поступлении в газотранспортную систему 15–18 млрд $м^3$ газа (при условии, что объем сжигаемого газа составляет 20–25 млрд $м^3$).

К сожалению, газотранспортная система, находящаяся в собственности ОАО «Газпром» в тех местах, где сосредоточены основные объемы производства (и, соответственно, сжигания) НПГ, не в состоянии обеспечить их своевременную прокачку и доставку до потребителей. Один из маршрутов прокачки СОГ, получаемого в процессе переработки НПГ, проходит в южном направлении – к югу от станции Ягельной на территории ЯНАО, а также к югу от Нижневартовска на территории ХМАО. Однако, как показано специалистами компании «КЭРА», на южном направлении имеют место существенные ограничения:

- трубопроводы так называемого южного коридора, идущие на юг с территории ЯНАО, загружены на полную пропускную способность (в данные трубопроводы поступает как природный газ ОАО «Газпром», так и СОГ нефтяных компаний и природный газ ряда независимых компаний); в результате имеет место конкуренция за доступ к пропускной мощности газотранспортной системы;
- другой трубопровод южного направления (берущий начало от Нижневартовска на территории ХМАО) «Нижневартовский газоперерабатывающий завод (НВГПЗ) – Парабель – Кузбасс» испытывает сезонные ограничения: летом рынка нет; зимой заполнен и остро нуждается в расширении пропускной способности и сооружении на трассе данного трубопровода подземных газохранилищ.

Подача газа в магистральный газопровод «НВГПЗ – Парабель – Кузбасс» производится пятью поставщиками: Нижневартовским и Белозерским газоперерабатывающими заводами; Севе-

ро-Васюганским и Мыльджинским газоконденсатными месторождениями; Лугинецким нефтегазоконденсатным месторождением. Производительность данного газопровода практически достигла своих проектных возможностей, дальнейшее повышение поставок газа возможно лишь при значительных капиталовложениях в реконструкцию газотранспортной системы. На перспективы развития данного направления транспортировки газа оказывают влияние следующие обстоятельства:

– резкая сезонная неравномерность потребления газа, вследствие которой летом приходится сокращать прием в систему около 1,2 млрд $м^3$ попутного газа от «СИБУРа», «Томскнефти» и «Томскгазпрома», а в зимнее время проводить отбор недостающего газа из системы газопроводов «СРТО – Челябинск»;

– увеличение поставок газа в ГТС «Томсктрансгаза», например, «СИБУР» к 2009 г. готов постепенно увеличить сдачу газа в систему на 3,3 млрд $м^3$/год до 8,0 млрд $м^3$/год; в то же время другие поставщики будут продолжать сдачу газа в ГТС, как минимум, в прежних объемах;

– увеличение потребления газа (компания «РУСАЛ» выразила готовность к 2010 г. дополнительно потреблять 1,1 млрд $м^3$ в год); перспективно и увеличение мощностей производств в ряде сибирских регионов, в том числе Сибирского химического комбината, Томского нефтехимического комбината.

Наиболее приемлемым вариантом решения указанных проблем является создание подземного хранилища газа (ПХГ), расположенного в центре потребления газа. Ресурсами, по оценкам специалистов «Томскгазпрома», для закачки газа в ПХГ являются:

• летние нераспределяемые излишки газа нижневартовских газоперерабатывающих комплексов и газоконденсатных месторождений Томской области; суммарно эти ресурсы составляют 1,0–1,2 млрд $м^3$ в год;

• ресурсы газовых месторождений северных районов Тюменской области; техническая возможность транспорта газа дополнительных объемов в восточном направлении по магистральному газопроводу «СРТО – Омск – Новосибирск – Кузбасс» имеется (в перспективе до 2009 г. летние излишки газа вырастут до 2,5–3 млрд $м^3$ в год); для стабильного функционирования ГТС «Томсктрансгаза» необходимо иметь хранилище с активной емкостью 4–5 млрд $м^3$.

1.1.6. Потери и угрозы для государства в связи со сжиганием нефтяного газа

Рассматривая современную ситуацию с утилизацией НПГ в России, акценты приходится делать на упущенных выгодах государства и экологических рисках. По имеющимся оценкам, упущенная выгода от каждого не вовлеченного в сферу переработки миллиарда кубических метров попутного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн долл. При этом потери бюджета составляют порядка 35 млн долл.

По имеющимся оценкам, в Тюменской области за годы эксплуатации нефтяных месторождений сожжено около 225 млрд м^3 НПГ, при этом в окружающую среду поступило более 20 млн т загрязняющих веществ. Данные по Тюменской области свидетельствуют, что заболеваемость органов дыхания выше общероссийских показателей и данных по Западной Сибири в целом [Язев, 2007].

Специалисты ООО «*ВНИИГАЗ*» прямые потери от сжигания 15 млрд м^3 НПГ в факелах оценивают через неполученную выручку от реализации продукции по ряду возможных вариантов утилизации:

- производство товарного газа в объеме 12 млрд м^3, СПБТ – 2,5 млн т, стабильного конденсата (бензина) – 0,5 млн т;
- выработка электроэнергии энергоблоками мощностью 8200 МВт (70000 ГВт*ч);
- производство олефинов (этилен, пропилен) в объеме 4 млн т;
- производство метанола в объеме 15 млн т;
- производство синтетической нефти в объеме 9 млн т.

√ По оценкам *ООО «ВНИИГАЗ»,* в зависимости от выбранного варианта утилизации НПГ потенциальная выручка от реализации продукции, полученной при переработке 15 млрд м^3 НПГ, может составить от 1,3 до 5,7 млрд долл. Таким образом, переработка 1 млрд м^3 НПГ может дать выручку в размере от 90 до 380 млн долл. [Шурупов, 2008].

√ По оценкам *компании «Метапроцесс»,* в России ежегодно сжигается 25 млрд м^3 НПГ. Если бы этот газ не сжигался, можно было бы ежегодно получать: 16,7 млн т метанола, или 12,5 млн т синтетической нефти, или 70 тыс. ГВт электроэнергии, или 5,5 млн т олефинов [Лятс, 2007].

√ По подсчетам *Министерства природных ресурсов*, из-за недостаточной степени переработки НПГ бюджет ежегодно теряет около 13 млрд долл. При этом имеются в виду не прямые потери, исчисленные исходя из стоимости самого НПГ, а потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях нефтехимической промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны. Во многом из-за недостаточного уровня утилизации НПГ мощности нефтехимической промышленности (одной из базовых отраслей, на долю которой приходится около 6% промышленной продукции страны, более 7% налоговых платежей и других доходов в консолидированный бюджет и около 6 млрд долл. валютной выручки) в среднем загружены лишь на 40%.

Проблему утилизации НПГ нужно рассматривать в более широком контексте, чем прямые потери бюджета. Со стороны государства озвучивается потребность перехода от экспорта сырья к продуктам его переработки. Это приносит более высокий доход как для компаний (по мере роста уровня переделов увеличивается рентабельность производства), так и для бюджета. Оценки показывают, если поступления от продаж сырой нефти принять за единицу, то для оптовых продаж нефтепродуктов коэффициент повышения выручки составляет в среднем 1,5, а для нефтехимической продукции от 5 до 10. Кроме того, рост активности в перерабатывающих отраслях оказывает значительный мультипликативный эффект на другие отрасли экономики. Рост цен реализации продукции по уровням переработки НПГ представлен в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Цены реализации продукции по уровням переработки НПГ*, руб./тыс. м^3

Уровень	Продукция	Цена
I	НПГ	700–1000
II	СОГ	1300–1800
	Широкая фракция легких углеводородов	5000–6000
III	Газовый конденсат, смесь пропан-бутана техническая	7000–9000
IV	Дизтопливо, бензин	16000–18000
V	Ароматические углеводороды	20000–25000

* Составлено на основе данных, представленных в работе [Плюс…, 2007].

В России НПГ является одним из видов сырья для нефтехимии, которая сегодня играет заметную роль в экономике России, а перспективы ее развития оцениваются еще более оптимистично. Причинами этого являются, с одной стороны, общемировые тенденции, а с другой стороны, наличие ряда дополнительных преимуществ, характерных для отечественной отрасли. Концепцией развития российской нефтехимии до 2010 г. предусмотрен 30%-й рост объема производства по сравнению с 2005 г. Для обеспечения этого роста сырьевыми ресурсами необходимо адекватное увеличение объемов утилизации и переработки НПГ и газового конденсата. В противном случае на сырьевые нужды нефтехимической промышленности будут во все возрастающих объемах отвлекаться жидкие углеводороды от переработки нефти.

Подходы к решению проблемы НПГ естественным образом должны быть увязаны с планами и программами развития нефтехимической промышленности. Российская нефтехимия имеет большой рыночный потенциал, однако существует множество факторов и ограничений, которые сдерживают развитие данного отраслевого комплекса. Одним из наиболее серьезных факторов такого рода является ограниченность ресурсов углеводородного сырья, что обусловлено унаследованной со времен плановой экономики структурой сырьевой базы. Например, в производстве низших олефинов доля жидкого нефтяного сырья (прямогонного бензина) составляет примерно 90%, а газового сырья, соответственно, 10%. Для сравнения: в США доля газового сырья – этана, сжиженного углеводородного газа (СУГ) – в производстве олефинов достигает 80%. Замедление темпов роста добычи нефти в России и рост потребностей в нефтепродуктах (в частности, в автобензине) в дальнейшем будут только усугублять ситуацию. Сырьевые проблемы нефтехимии радикальным образом могут быть решены только за счет вовлечения в переработку значительных объемов газообразного сырья. При этом известно, что среди всех видов газов, извлекаемых из недр, наиболее высокое содержание ценных сырьевых компонентов (этана, пропана, бутанов и пентанов) характерно для НПГ. В 2006 г. в России в составе попутного нефтяного газа на факельных установках было сожжено 7,1 млн т этана, 4,1 млн т пропана, 2,6 млн т бутана, 13 млн $м^3$ гелия [Караганов, 2007] .

Таким образом, утилизация НПГ лежит в русле общих приоритетов развития отечественной экономики. Но в России, как и

в любой другой нефтедобывающей стране, проблема сжигания НПГ имеет и ярко выраженный экологический аспект. Нефтегазовый сектор экономики является крупнейшим загрязнителем атмосферного воздуха – на его долю приходится до 30% всех промышленных выбросов загрязняющих веществ. В свою очередь, две трети атмосферных выбросов, генерируемых нефтегазовым сектором, приходится на нефтедобычу. Сжигание НПГ является основным источником загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи. По оценкам, за год в результате сжигания НПГ в атмосферу выбрасывается 400 тыс. т вредных веществ – окиси углерода, окислов азота, углеводородов, сажи. В среднем в России на 1 т добытой нефти приходится 8,2 кг вредных атмосферных выбросов, которые локализуются преимущественно в сырьевых регионах.

В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания НПГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтедобычи, поскольку поступающие в окружающую среду продукты сгорания НПГ представляют собой угрозу нормальному функционированию человеческого организма. Экологические последствия освоения запасов нефти сказываются, прежде всего, на региональном и местном уровне. Эта сторона хозяйственной деятельности является наиболее уязвимой и трудно учитываемой в силу накопительного и комплексного характера воздействия. Экологические последствия сжигания НПГ приводят к нарушению сложившегося экологического баланса, определяющего состояние окружающей среды, здоровья проживающих в регионе людей. При этом издержки экологического характера часто не могут быть компенсированы экономически и природоохранными мероприятиями [Орлов, 2002]. Проблема еще заключается в том, что объемы сжигания НПГ (и, соответственно, объемы вредных выбросов в атмосферу) не поддаются точной оценке, поскольку только половина из числа существующих факельных установок оснащены измерительными приборами.

Таким образом, весь комплекс работ и мероприятий по утилизации НПГ следует относить не только к хозяйственной, но и природоохранной деятельности. В современных условиях природоохранная деятельность входит в число важнейших приоритетов государства. Следовательно, задачей государства является стиму-

лирование и создание всего комплекса условий, необходимых для максимально полной утилизации НПГ. Нужно также отметить, что в связи обязательствами России по Киотскому протоколу, экологические угрозы и риски уже в ближайшие годы могут вылиться в прямые финансовые потери для государства.

Утилизация НПГ является сложной комплексной проблемой, для решения которой необходимы согласованные действия всех причастных к ней сторон: государства, нефтяных компаний, «Газпрома» и «СИБУРа». В основе совместных действий должно лежать согласование интересов названных выше сторон, которое, в свою очередь, необходимо вследствие очевидной противоречивости интересов и предлагаемых подходов к решению проблемы.

1.2. Анализ позиций основных заинтересованных сторон по вопросам утилизации нефтяного газа

1.2.1. Интересы и позиция государства

При анализе проблемы утилизации НПГ следует исходить из приоритетности роли государства, так как оно является проводником общенациональных экономических интересов, имеющих приоритет по сравнению с интересами отдельных секторов экономики и отдельных компаний, а также обладает наиболее широким арсеналом регулирующих инструментов, которые могут использоваться для согласования интересов в экономике, и в его компетенцию входит формирование нормативно-правовой и процедурной базы, необходимой для решения экономических проблем.

Один из важнейших национальных интересов заключается в рациональном использовании ресурсов углеводородного сырья и в том числе – нефтяного (попутного) газа. Причем указанный интерес является непосредственным и включает различные аспекты, начиная с обеспечения энергоснабжения и заканчивая фискальным. Помимо этого в сферу непосредственных интересов государства входят вопросы, связанные с охраной окружающей среды и, в частности, предотвращение сжигания (или распыления в атмосферу) попутного газа. Экологический аспект проблемы постепенно смещается к эпицентру внимания со стороны государства – этого требует подписанный в конце 2004 г. Киотский прото-

кол, по условиям которого Россия обязана стабилизировать и снизить количество выбрасываемых в атмосферу парниковых газов. Именно по этой причине правительство в лице министра природных ресурсов Юрия Трутнева призывает выработать комплекс мер по разрешению конфликта между правительством и нефтяниками – увеличению степени извлечения утилизации НПГ.

Однако потенциальная заинтересованность и призывы к решению проблемы еще не есть позиция по данной проблеме. Под позицией государства можно понимать конкретные предложения и направления действий, находящие свое непосредственное воплощение в политике, нормотворчестве и регулировании. К сожалению, когда речь идет о проблеме утилизации НПГ, конкретных целенаправленных действий со стороны государства наблюдается не много. Складывается впечатление, что федеральные власти надеются, что данная проблема в итоге «рассосется» сама собой, ограничиваясь отдельными полумерами, такими как отмена налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) по попутному газу, или предложениями (нефтяникам и газовикам) построить новые ГПЗ.

Региональные власти – особенно в крупных нефтедобывающих регионах – более придирчиво относятся к вопросу об утилизации НПГ. Однако ограниченность полномочий не позволяет им оказывать серьезное воздействие на решение проблемы. Фактически роль региональных властных структур, отвечающих за вопросы недропользования и развития нефтяной промышленности, сводится к мониторингу ситуации и разработке предложений по улучшению использования НПГ. Заметим, что лейтмотивом этих предложений звучит ужесточение штрафных санкций за сжигание НПГ и введение НДПИ для попутного газа [НПГ…, 2007].

При этом и на федеральном, и на региональном уровне отсутствует понимание того, что для решения проблем утилизации, а точнее – эффективного использования ресурсов НПГ со стороны государства необходим *комплексный подход*, включающий:

- точное определение критериев эффективности использования НПГ и места ресурсов НПГ (продуктов его переработки) в системе газоснабжения страны;
- разработку процедур (алгоритмов) принятия решений по выбору вариантов утилизации НПГ (или разрешения на его сжигание) в зависимости от конкретных экономических и иных условий;

- применение механизмов лицензирования на право пользования недрами для реализации выбранных вариантов утилизации НПГ и мониторинга данного процесса (на основе всех необходимых технических решений по измерению объемов добычи, утилизации и потерь газа);
- применение мер экономического стимулирования (включая налоговое стимулирование) и принуждения;
- сбалансированную ценовую политику;
- создание недискриминационных условий для поставок НПГ и продуктов его переработки на рынок.

Вплоть до настоящего времени федеральное правительство пытается решить проблему утилизации НПГ самыми простыми способами, т.е. путем повышения штрафных санкций за выбросы вредных веществ в атмосферу (прежде всего парниковых газов, выбросы которых квотируются по Киотскому протоколу). Например, Постановлением № 410 от 1 июля 2005 г. норматив платы за выбросы в атмосферный воздух метана, в том числе в составе НПГ, сжигаемого факельными установками, увеличился в 10 раз.

Мы не отрицаем необходимость применения жестких финансовых санкций за нерациональное использование НПГ. До недавнего времени платежи за загрязнение окружающей среды от выбросов попутного газа составляли около 1% от стоимости реализуемой нефти и не представляли собой серьезное наказание для нефтяных компаний. Но еще раз подчеркнем, что проблему утилизации НПГ невозможно решить, опираясь только на методы принуждения.

Попыткой восполнить пробелы в регулировании использования НПГ был проект федерального закона «О государственном регулировании использования нефтяного (попутного) газа», представленного в Государственную думу в 2000 г. Однако лейтмотивом этого законопроекта тоже звучало ужесточение мер принуждения нефтяников к утилизации НПГ. В представленном виде законопроект имел преимущественно декларативный характер, не учитывал взаимных интересов сторон, причастных к утилизации НПГ, их прав и ответственности. В законе не были прописаны механизмы его реализации за исключением штрафов и санкций.

1.2.2. Позиция нефтяных компаний

Нефтяные компании объективно не имеют прямой заинтересованности в утилизации НПГ, равно как и в решении экологических проблем. Таковая заинтересованность возникает только при условии, что утилизация газа приносит прибыль или иные выгоды.

Конфликтность во взаимоотношениях между государством и нефтяными компаниями в вопросе утилизации НПГ проявилась практически сразу же после либерализации цен и акционирования предприятий. Ценовые диспропорции и отсутствие обоснованной методики определения цены на НПГ создали ситуацию, когда деятельность по сбору и переработке НПГ потеряла привлекательность для нефтяных компаний, а газопереработка и нефтехимия оказались буквально на «голодном пайке».

В современных условиях нефтедобычи сооружение систем сбора НПГ требует значительных капитальных затрат. По имеющимся оценкам, строительство 1 км газопровода от месторождения до ГПЗ обходится в 1,3–1,5 млн долл. При существовавших ценах на НПГ продажа газа на ГПЗ с небольшого месторождения (с добычей 1–1,5 млн т нефти в год) рентабельна, если перерабатывающий завод находится на расстоянии не более 60–80 км. В то же время в Западной Сибири вновь вводимые нефтяные месторождения удалены от ГПЗ на 150–200 км. Учет всех элементов затрат на сбор и транспортировку выводил себестоимость НПГ на уровень, значительно превышающий реальные цены НПГ. Именно поэтому использование попутного газа с большинства новых месторождений по экономическим критериям (при регулируемых ценах) было неэффективно.

Помимо этого существуют проблемы технического свойства, прежде всего связанные с утилизацией газов концевых ступеней сепарации с высоким содержанием тяжелых углеводородов, т.е. имеющих потенциально наиболее высокую ценность для переработки. Но из-за сложностей с транспортировкой именно этот продукт сепарации нефти и газа на промыслах чаще всего сжигается. Нельзя сказать, что данная проблема в принципе не разрешима. В частности, жидкую фазу из газов концевых ступеней можно было бы извлекать непосредственно в пунктах сепарации и смешивать с нефтью, а газообразную транспортировать на ГПЗ вместе с остальным газом. Но это тоже требует дополнительных затрат – сверх того, что и так необходимо для утилизации НПГ.

Учитывая высокую капиталоемкость утилизации НПГ, нефтяным компаниям было бы выгодно, чтобы часть расходов по строительству объектов сбора и переработки газа взяли на себя государство и нефтехимические компании (потребители ШФЛУ). Теоретически это было бы справедливо, так как прибыль нефтехимических производств и налоговые доходы государства, имеющие место в связи с продажей нефтехимикатов, в значительной степени обусловлены относительной дешевизной сырья, вырабатываемого из НПГ. Но с практической точки зрения реализация такого подхода к решению проблемы утилизации НПГ представляется маловероятной.

Немалые надежды возлагаются и на изменение порядка ценообразования на НПГ и сжиженные газы. Но либерализация (а в действительности – повышение цен НПГ) является лишь одним из необходимых условий для повышения потенциальной эффективности утилизации газа. Проблема заключается не только в ценах, но и в возможностях доступа на рынок. Рынок НПГ в значительной степени является рынком монопольного покупателя в лице «СИБУРа». Однако не очевидно, что «СИБУР» согласится покупать газ по ценам, устраивающим нефтяников. В случае принятия нефтяниками самостоятельных решений по развитию газопереработки обострится проблема реализации СОГ, который поставляется в ГТС «Газпрома».

Развивая собственные ГПЗ или находя взаимоприемлемые условия работы с «СИБУРом», у нефтяников нерешенной остается проблема с доступом СОГ в ГТС «Газпрома». Это очень «щекотливый» момент, поскольку вкладывая деньги в строительство (или реконструкцию мощностей) ГПЗ, нефтяные компании должны иметь гарантии, что их продукция (СОГ) будет транспортирована и найдет потребителей. Нефтяники при сбыте СОГ сталкиваются с такими же проблемами, что и независимые производители газа с природным газом, только масштаб несколько иной.

Поэтому потенциально эффективные планы и проекты нефтяных компаний по утилизации НПГ и развитию газопереработки могут обрести реальные черты только при сочетании определенных условий:

- повышение цен на НПГ до экономически обоснованного уровня;
- обеспечение беспрепятственного доступа продукции (в частности -- СОГ) на рынок;

• применение мер стимулирования инвестиционных проектов по утилизации НПГ.

1.2.3. Приоритеты и интересы «Газпрома»

В условиях монопольной собственности на объекты ГТС «Газпром», безусловно, является одной из ключевых фигур в решении проблем утилизации НПГ. «Газпром» должен быть заинтересован в максимально полной утилизации НПГ – хотя бы по той причине, что это позволит направить на экспорт больше собственного газа. Но реальное поведение компании отнюдь не свидетельствует о большой заинтересованности в утилизации НПГ.

Многое объясняется двойственным положением, которое занимает «Газпром» в экономике России.

С одной стороны, «Газпром» является компанией, подконтрольной государству, и уже по этой причине должен выступать в качестве проводника государственных интересов и государственной политики в нефтегазовом секторе. На «Газпром» возложено решение задач по обеспечению функционирования единой газотранспортной системы, экспорту газа и газоснабжению страны. В решении первых двух задач «Газпром» фактически выступает в роли монополиста. Вместе с тем значение «Газпрома» как газоснабжающей организации постепенно снижается вследствие развития добычи газа независимыми производителями (в том числе, нефтяными компаниями).

С другой стороны, в вопросах финансовой и хозяйственной деятельности (включая инвестиционную), во взаимоотношениях со всеми контрагентами (потребителями, поставщиками, подрядчиками, кредиторами, потенциальными конкурентами) «Газпром» позиционируется исключительно как компания рыночного типа. Государство если и оказывает поддержку «Газпрому», то лишь политическую. При этом «Газпром» является одним из крупнейших налогоплательщиков в федеральный бюджет.

На сегодняшний день государственные регулирующие функции в газовой отрасли в значительной мере сосредоточены в «Газпроме». Это в полной мере относится к годовым балансам газа в России (их разрабатывает «Газпром» и только потом они утверждаются в Минпромэнерго), процедуре утверждения запасов, документов на разработку месторождений, вопросов подключения к ГТС новых месторождений, транспорта газа, реконструк-

ции и развития ГТС. Являясь собственником ГТС, «Газпром» фактически самостоятельно решает вопросы подключения новых месторождений к газотранспортной системе, поэтому в настоящее время экспертизы проектов разработки новых газовых месторождений осуществляет не государство, а «Газпром». Таким образом, «Газпром» получает возможность определять годовые уровни добычи независимых производителей газа, включая объемы добычи и переработки НПГ [Независимые производители..., 2005; Милов, 2005].

Государство имеет неограниченные полномочия лишь при установлении цен на газ, продаваемый на внутреннем рынке. Однако ни для кого не секрет, что Федеральная служба по тарифам (ФСТ), по сути, лишь утверждает регулируемые цены, формирование же их происходит в финансово-экономическом департаменте «Газпрома».

Указанная двойственность многое объясняет и в позиции «Газпрома» по вопросу утилизации ресурсов НПГ и, прежде всего, в вопросах доступа к ГТС. К независимым производителям газа «Газпром» относится как к своим конкурентам со всеми вытекающими отсюда последствиями, а именно: постоянными трениями по вопросу о доступе независимых производителей к газовой трубе. Ограничивая доступ газа независимых поставщиков в ГТС, «Газпром» вынуждает производителей продавать ему добываемый газ на входе в магистральный газопровод, лишая таким образом нефтегазодобывающие компании возможности закрепиться на рынках сбыта газа.

Становится традиционной так называемая схема «обменов», которой успешно в последнее время пользуется нефтяная компания «ЛУКОЙЛ». Она заключила с «Газпромом» соглашение о стратегическом партнерстве на 2005–2014 гг., в котором в обмен на некоторые активы и обещания о взаимодействии компаний при реализации ряда российских и зарубежных проектов, компания получила доступ добываемого на Находкинском месторождении в ЯНАО природного газа в ГТС «Газпрома». Кроме того, «Газпром» зарезервировал место в магистральном газопроводе для поставок СОГ с Локосовского ГПЗ «ЛУКОЙЛа».

В современных условиях многие нефтяные компании уже со своими объемами СОГ не претендуют на место в магистральной трубе и занялись региональным ритейлом, т.е. поиском потребителей прямо в регионах, где они работают. Они стали занимать те

рыночные ниши, которые «Газпром» не может охватить из-за своих масштабов. Так, после переработки на ГПЗ нефтяники поставляют СОГ на ГРЭС и ТЭЦ Западной Сибири, Пермской, Волгоградской областей и Республики Коми.

Интересы «Газпрома» в известной степени противоречивы. Понятна мотивация действий «Газпрома», когда он оказывает давление на независимых производителей газа. Но с другой стороны, как собственник ГТС «Газпром» не заинтересован в простое трубы. Увеличение объемов транспортировки газа за счет СОГ должно быть выгодно «Газпрому», поскольку он получает дополнительную плату за транспортировку, тем более что и тарифы на транспортировку постоянно повышаются в интересах монополиста.

Нужно признать, что в целом проблема с доступом действительно вытекает из объективной ограниченности пропускной способности ГТС на тех или иных участках и высокой степени изношенности ГТС. Но поддержание ГТС в работоспособном состоянии и ее развитие целиком и полностью находится в ответственности «Газпрома» и финансируется за счет компании. По сравнению с объемами собственной добычи «Газпрома» пропускная способность ГТС избыточна, дефицит пропускной способности возникает лишь в отношении объемов газа, которые могут быть поставлены независимыми производителями. Причем сказанное относится главным образом к природному газу, добываемому такими компаниями как «НОВАТЭК» или «ИТЕРА», т.е. когда счет идет на десятки миллиардов кубометров. Свободные мощности ГТС «закрывают» едва ли половину возможностей добычи независимых поставщиков природного газа. Современные объемы выработки СОГ значительно меньше и сами по себе вполне «вписываются» в пропускную способность ГТС.

Поэтому, строго говоря, вопрос о доступе СОГ к ГТС нельзя рассматривать в отрыве от общей проблемы недискриминационного доступа независимых производителей газа к ГТС «Газпрома». В перспективе ожидается, что доля СОГ в газовом балансе страны может достичь 10% (примерно 50–60 млрд $м^3$), и это представляет собой серьезную нагрузку на пропускную способность ГТС при условии, если указанные объемы СОГ не будут играть роль, компенсирующую падение добычи природного газа в традиционных районах добычи.

В любом случае в вопросах развития ГТС «Газпром» должен выступать в роли проводника государственных интересов, связанных с обеспечением надежного газоснабжения, а не как частная компания, деятельность которой подчинена только собственным корпоративным интересам и целям. Соответственно, государство должно дать «Газпрому» реальную возможность реконструировать и развивать внутреннюю сеть ГТС (а не только экспортные направления). В частности, должны быть разработаны реальные взаимовыгодные механизмы долевого участия газо- и нефтедобывающих компаний в финансировании строительства и реконструкции объектов ГТС с предоставлением адекватных прав на пользование услугами ГТС.

1.2.4. Позиция компании «СИБУР»

«СИБУР», являясь газоперерабатывающей и нефтехимической компанией, должен быть напрямую заинтересован в утилизации ресурсов НПГ. Но «СИБУР» не может проводить политику, не соответствующую интересам «Газпрома», будучи его аффилированной структурой. По этой же причине мы не видим особых препятствий для подачи СОГ, выработанного на ГПЗ «СИБУРа», в ГТС «Газпрома». Что касается «СИБУРа» и его отношения к утилизации НПГ, то проблема видится в другом.

Во-первых, на протяжении едва ли не всей своей истории «СИБУР» испытывал серьезные финансовые трудности и проблемы с собственностью на активы, что отнюдь не способствовало ведению нормальной производственной деятельности. В связи с улучшением финансовой ситуации и решением имущественных проблем «СИБУР» проявляет готовность к осуществлению крупной инвестиционной программы по модернизации действующих ГПЗ Западной Сибири с целью увеличения загрузки мощностей и объемов переработки газа на 40–60%. Естественно, что это будет способствовать росту объемов покупки НПГ у нефтяных компаний.

Во-вторых, большинство ГПЗ, принадлежащих «СИБУРу», расположены в старых нефтяных районах Западной Сибири с падающей добычей и удалены от перспективных районов, где ожидается рост добычи нефти и, соответственно, ресурсов НПГ. Утилизация этих ресурсов как раз и представляет серьезную проблему, прежде всего финансовую, так как требует крупных инвести-

ций в создание специализированной инфраструктуры. При этом речь идет не о «подтягивании» ресурсов НПГ из новых районов к действующим ГПЗ «СИБУРа» на расстояния в сотни километров, а о создании на базе вводимых в разработку новых месторождений полного цикла утилизации газа, включая системы сбора, мощности по переработке и газопроводы для подачи СОГ в ГТС «Газпрома».

Есть основания полагать, что нефтяные компании в принципе готовы к осуществлению требуемых инвестиций в такие проекты. Но им нужны гарантии реализации произведенной продукции и, прежде всего СОГ, поскольку проблемы вывоза и реализации ШФЛУ нефтяные компании в значительной степени могут решить самостоятельно.

Таким образом, проблема доступа СОГ к ГТС «Газпрома» приобретает уточняющие характеристики. Речь идет не обо всех объемах вырабатываемого СОГ, а в основном о тех, что могут иметь место вне зависимости от функционирования ГПЗ «СИБУРа». В цепочке «нефтяные компании – ГПЗ «СИБУРа» – ГТС» особых или неразрешимых проблем с доступом ресурсов СОГ к ГТС не просматривается, решению подлежит проблема доступа к ГТС ресурсов СОГ, не принадлежащих «СИБУРу».

Безусловно, интерес «СИБУРа» состоит в том, чтобы принять на переработку как можно больше НПГ от нефтяных компаний и повысить тем самым загрузку своих ГПЗ. Одна из главных трудностей в реализации планов «СИБУРа» связана с поставками нефтяного газа, поскольку действующие ГПЗ в основном расположены в старых добывающих районах Западной Сибири. Тем не менее в планах «СИБУРа» фигурирует реконструкция Нижневартовского ГПЗ с доведением его фактической производительности до 6–6,5 млрд $м^3$ в год. Соответственно, суммарная мощность газопереработки в данном районе с учетом Белозерного ГПЗ к 2009 г. должна достичь 11 млрд $м^3$ в год. Параллельно с восстановлением перерабатывающих мощностей на Нижневартовском ГПЗ планируется построить дожимную компрессорную станцию с напорным газопроводом для подачи СОГ в газопровод «Уренгой – Челябинск», что необходимо из-за ограниченной пропускной способности газопровода «Нижневартовск – Парабель – Кузбасс», построенного еще в начале 1970-х годов, т.е. речь идет о комплексном решении проблемы утилизации всех ресурсов газа в Нижневартовском районе.

В данной ситуации задача «СИБУРа» состоит в том, чтобы найти сырьевую базу для производства, а сделать это можно исключительно с помощью нефтяников, добывающих НПГ. В последние годы у «СИБУРа» несколько изменилось отношение к нефтяникам. В настоящее время «СИБУР» заявляет о заинтересованности в объединении усилий по переработке попутного газа и развитии действующих производств (а не строительства новых) в рамках совместных предприятий с нефтяными компаниями. Уже заключено соглашение с ТНК-ВР, подписан меморандум с «ЛУКОЙЛом», в стадии завершения находятся переговоры с «Роснефтью» и «Сургутнефтегазом».

Организационно схема выглядит следующим образом: «СИБУР» в качестве взноса в СП намерен предоставить производственные активы, а нефтяные компании – средства на реконструкцию ГПЗ. Вопросы собственности могут быть решены путем продажи нефтяным компаниям крупных пакетов акций ГПЗ, которые находятся на пересечении интересов «СИБУРа» и нефтяников, при условии сохранения контрольных пакетов ГПЗ у «СИБУРа». У ТНК-ВР основные надежды связаны с организацией СП с «СИБУРом» на базе Белозерного и Нижневартовского газоперерабатывающих заводов. Что касается раздела продукции и прибыли, то «СИБУР» на сегодняшний день в основном интересует ШФЛУ, как сырье для нефтехимических предприятий холдинга. Это дает основу для достижения между нефтяниками и «СИБУРом» соглашений, по которым нефтяники в обмен на НПГ, получают СОГ, а «СИБУР» забирает ШФЛУ, при этом складывающаяся в зависимости от процентного содержания жидких фракций разница в стоимости продуктов компенсируется одной из сторон деньгами.

Сказанное свидетельствует о серьезном продвижении в решении проблем по утилизации НПГ, но в основном в границах старых нефтедобывающих районов Западной Сибири, поскольку строительство новых ГПЗ в перспективных районах не входит в планы «СИБУРа». Кроме того, рассмотренный выше вариант раздела продукции (ШФЛУ и СОГ) целиком перекладывает на нефтяников решение проблемы реализации СОГ в условиях ограниченного доступа к ГТС.

1.3. Подходы к решению проблем утилизации нефтяного газа

1.3.1. Стимулирование и принуждение к утилизации нефтяного газа

Утилизация НПГ, как это было и раньше, в основном останется непосредственной задачей нефтяных компаний. Чтобы эта задача оказалась разрешимой, необходимы определенные условия. В свою очередь, формирование комплекса условий, при которых утилизация НПГ становится выгодной нефтяным компаниям, в решающей степени зависит от государства, от его политики по регулированию нефтяного бизнеса и газоснабжения. При этом возможны два взаимодополняющих подхода:

1) стимулирование – создание условий, при которых утилизация НПГ приносит прибыль нефтяным компаниям, т.е. дает непосредственные выгоды;

2) принуждение – создание условий, при которых сжигание газа становится невыгодно или менее выгодно по сравнению с утилизацией тем или иным из названных выше способов.

Первый подход сопряжен с реализацией стимулирующей налоговой и ценовой политики и постепенным формированием конкурентного газового рынка. Второй подход связан с созданием системы экономических и административных санкций за неудовлетворительное использование ресурсов НПГ (включая штрафы, отзыв лицензий на право пользования недрами). Речь идет о проведении политики «кнута и пряника», что соответствует общемировой практике регулирования процессов использования и сжигания НПГ. Конечной целью рассматриваемой политики должно стать такое состояние, при котором у нефтяных компаний сальдо выгод и издержек при утилизации НПГ превышало бы сальдо выгод и издержек, имеющих место в случае сжигания газа. При этом имеются в виду не только прямые издержки и выгоды, но и косвенные, в частности, упущенные выгоды, которые возникают из-за ограниченного доступа на рынки сбыта продукции. Задача государственной регулирующей политики состоит в том, чтобы увеличить выгоды и снизить издержки нефтяных компаний при утилизации газа и, наоборот, снизить выгоды и увеличить издержки в случае его сжигания или иных неоправданных потерь.

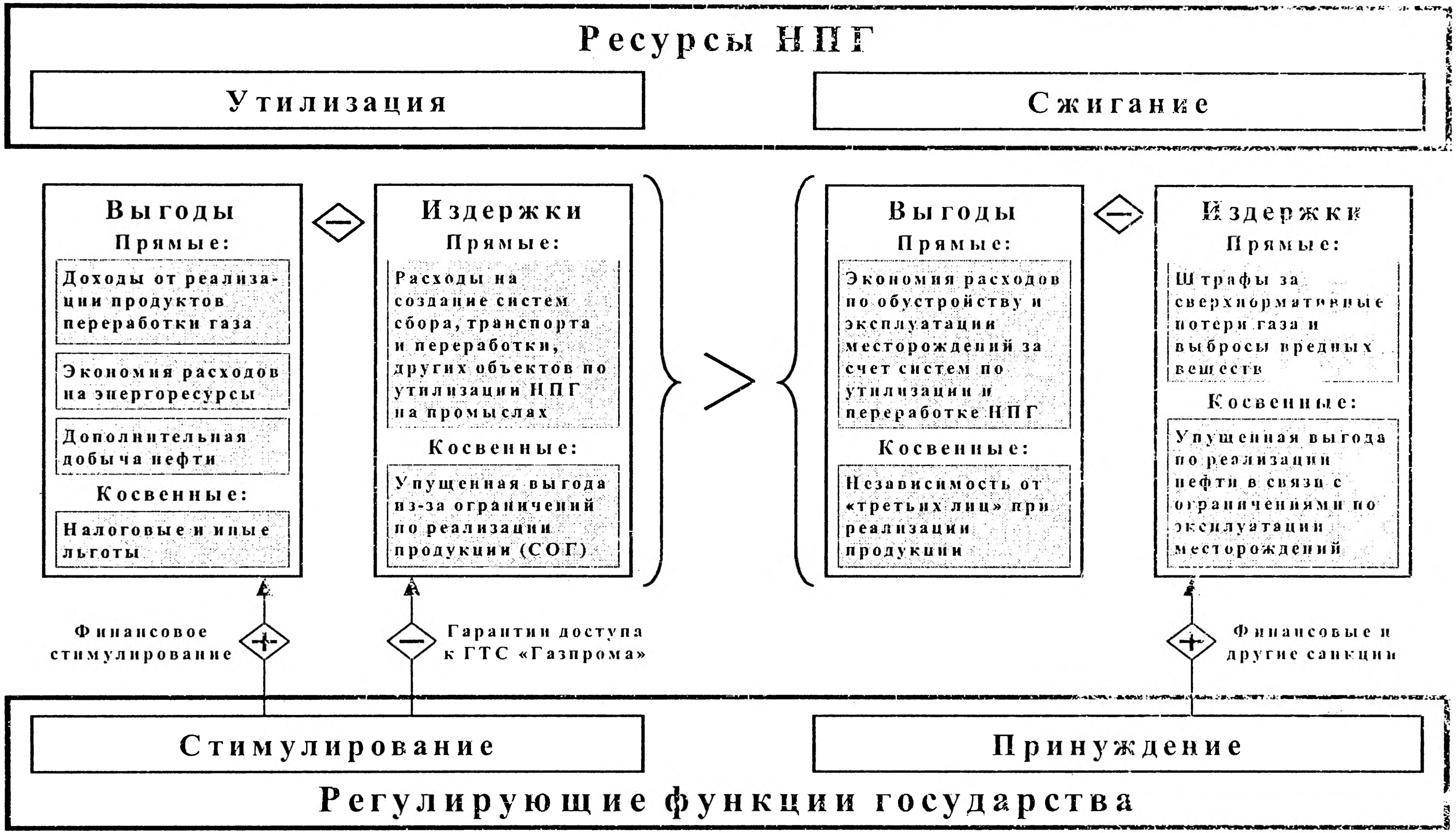


Рис. 1.2. Основные регулирующие функции государства в сфере утилизации НПГ

Для эффективной реализации механизмов стимулирования и принуждения необходимы определенные условия. Государственная политика по регулированию утилизации НПГ должна опираться на принцип доступности всей инфраструктуры, необходимой для утилизации НПГ, включая магистральные газопроводы для транспортировки СОГ (рис. 1.2). В противном случае и стимулирование, и принуждение к утилизации НПГ теряют всякий смысл. Но особенно фактор доступа к инфраструктуре и к рынкам сбыта продукции важен в условиях применения методов принуждения к утилизации НПГ.

1.3.2. Стимулирование и ограничение товарной добычи нефтяного газа

Как показывает зарубежный опыт, регулирование добычи является неотъемлемой частью общей системы регулирования утилизации НПГ. Соответственно выстраиваются приоритеты различных направлений утилизации газа, обычно включающих обратную закачку газа в пласт, использование на собственные нужды, переработку на ГПЗ.

Следует признать, что в практике таких нефтедобывающих стран, как США, Канада, Великобритания, обратная закачка газа фактически является приоритетным направлением использования НПГ – конечно, не по объемам, а по очередности рассмотрения вариантов утилизации. Но и объемы обратной закачки газа в пласты на месторождениях и в подземные хранилища газа (ПХГ) тоже впечатляют. В 2004 г. в США они составили более 103 млрд $м^3$, или 15,5% суммарной валовой добычи газа, включая природный и нефтяной.

Закачка газа считается необходимой для повышения нефтеотдачи, и это находит свое отражение в проектах разработки месторождений. Потенциальные объемы газа для переработки (даже если она чрезвычайно выгодна нефтяным компаниям) определяются лишь после вычета из валовой добычи НПГ тех объемов газа, которые подлежат обратной закачке. Государственные регулирующие органы строго контролируют ситуацию с закачкой газа – и на стадии экспертизы и утверждения проектов разработки месторождений, и в процессе их эксплуатации. Решения о целесообразных объемах закачки, стимулировании или сдерживании объемов товарной добычи газа принимаются с учетом геолого-

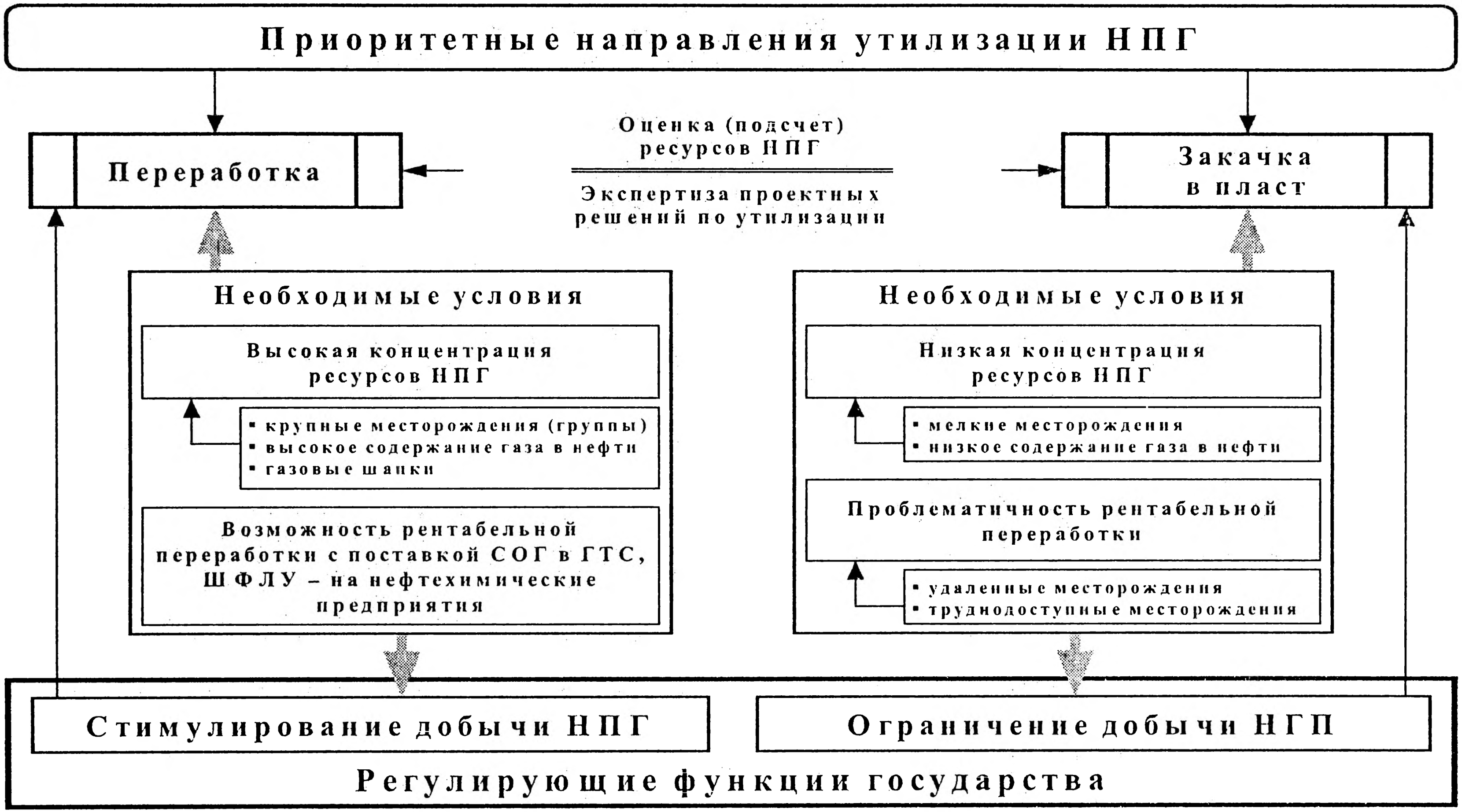


Рис. 1.3. Основные функции политики государства по регулированию товарной добычи НПГ

промысловых факторов (требований повышения нефтеотдачи) и с учетом возможностей рентабельной переработки газа и поставок на рынок.

Как нам представляется, аналогичные принципы государственного регулирования использования НПГ следует развивать и в России. Необходимо выбирать индивидуальные подходы к решению проблемы утилизации НПГ на каждом месторождении или группах месторождений с учетом всего комплекса факторов, влияющих на эффективность добычи нефти и использования НПГ (рис. 1.3).

1.3.3. Выбор вариантов утилизации нефтяного газа

Одной из важнейших задач в рамках решения проблемы утилизации НПГ является определение наиболее рационального (экономически обоснованного) варианта утилизации газа применительно к условиям каждого конкретного объекта или группы объектов и с учетом задач развития системы газоснабжения. Такой выбор должен осуществляться на стадии экспертизы и утверждения проектов разработки нефтяных месторождений.

Обоснованием для выбора варианта переработки газа с получением СОГ должны быть параметры перспективных (прежде всего) и текущих балансов газа, должно учитываться в какой мере предполагаемые объемы выработки СОГ будут способствовать удовлетворению «незакрытых» потребностей в газе (т.е. за вычетом объемов добычи в рамках «Газпрома») на внутреннем рынке и с учетом предполагаемых объемов экспорта. Одним из главных условий предпочтительности такого варианта утилизации НПГ является невозможность или нецелесообразность (с точки зрения государственных интересов) утилизации газа иными способами кроме переработки с получением ШФЛУ и СОГ. При этом в расчет должны приниматься экономические, экологические и социальные факторы.

При выборе варианта утилизации НПГ (рис. 1.4) в расчет должны приниматься следующие основные параметры:

- потребности системы газоснабжения в поставках газа;
- ресурсы НПГ на месторождении (группе месторождений);
- технико-экономические и финансовые показатели по вариантам утилизации;

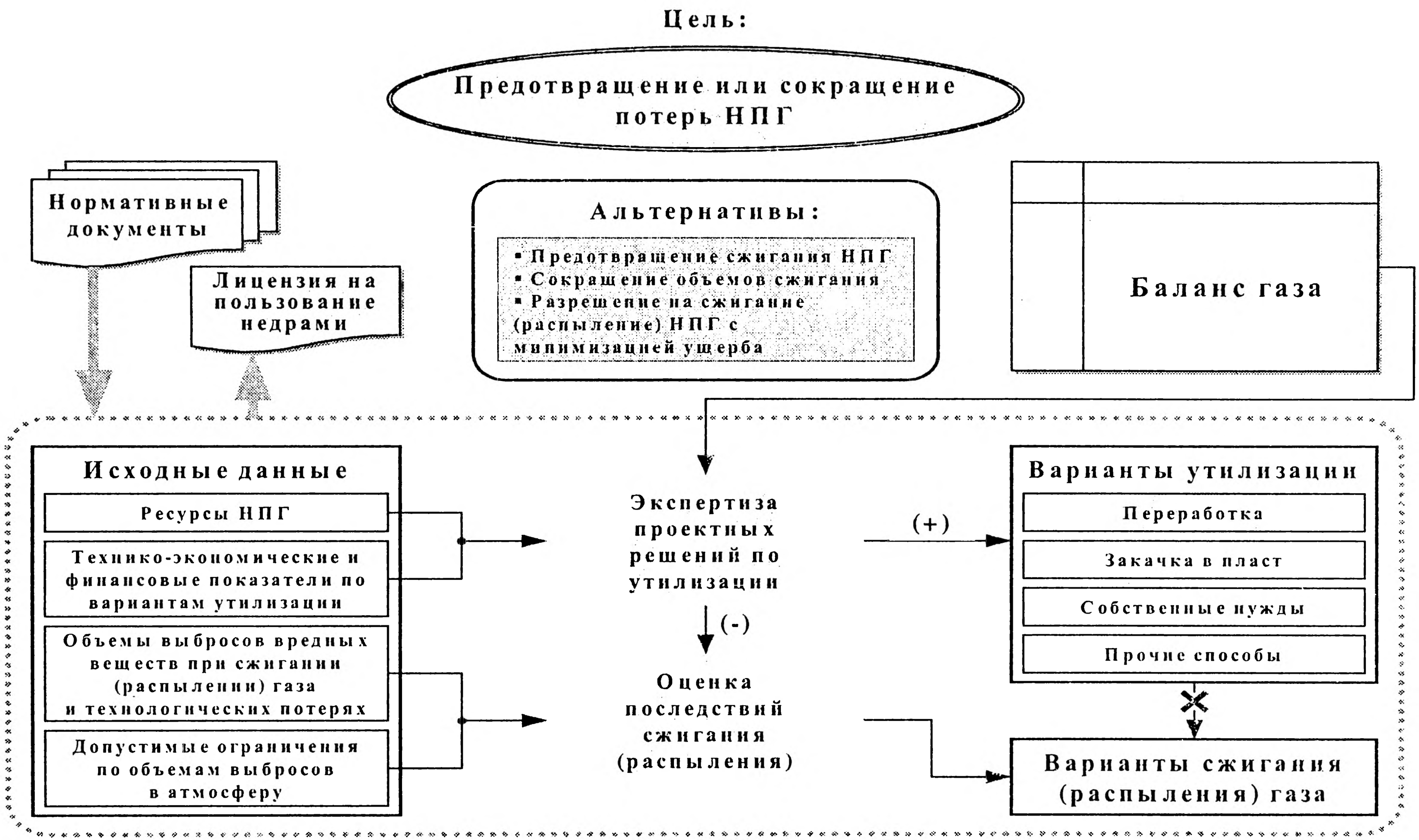


Рис. 1.4. Общая схема выбора вариантов утилизации НПГ

- объемы выбросов вредных веществ при сжигании (распылении) газа, а также на различных стадиях технологического процесса добычи нефти и утилизации НПГ;
- допустимые ограничения по объемам выбросов.

Набор параметров и факторов, принимаемых во внимание, должен быть достаточен для решения задачи по минимизации потерь НПГ, в общем случае включающей три альтернативы:

1) предотвращение сжигания (распыления) газа;
2) сокращение объемов сжигания (распыления) газа;
3) разрешение на сжигание (распыление) газа.

При принятии решения о предотвращении или сокращении потерь газа должны приниматься во внимание возможные альтернативы утилизации – три основных варианта (переработка, потребление на местные нужды, закачка в пласт). По каждому из вариантов должны быть оценены технико-экономические и финансовые показатели, выявлены преимущества и недостатки с позиций интересов государства и недропользователя. Должны быть определены условия, необходимые для реализации того или иного варианта. В частности, если выявляется предпочтительность варианта переработки НПГ, в качестве необходимого условия реализации должен быть принят принцип приоритетного доступа СОГ (в расчете на объем перерабатываемого газа) к ГТС. Указанные объемы СОГ в обязательном порядке должны быть включены в перспективные и текущие балансы газа по стране, и с учетом этих объемов должна производиться балансировка пропускных способностей ГТС.

Условия, необходимые для реализации выбранного варианта утилизации НПГ (в том числе требования приоритетного доступа к объектам ГТС под проектные объемы выработки СОГ), наряду с объемными показателями утилизации газа должны быть закреплены в лицензии на право пользования недрами (рис. 1.5). А сам порядок проведения экспертиз и выбора вариантов утилизации НПГ должен быть закреплен в соответствующих нормативно-правовых документах.

Особо отметим, что в случае выбора варианта переработки НПГ при освоении новых крупных месторождений (групп месторождений), объектов с высоким содержанием НПГ в нефти должны предусматриваться временные схемы утилизации на период строительства всех необходимых объектов по сбору, транспорти-

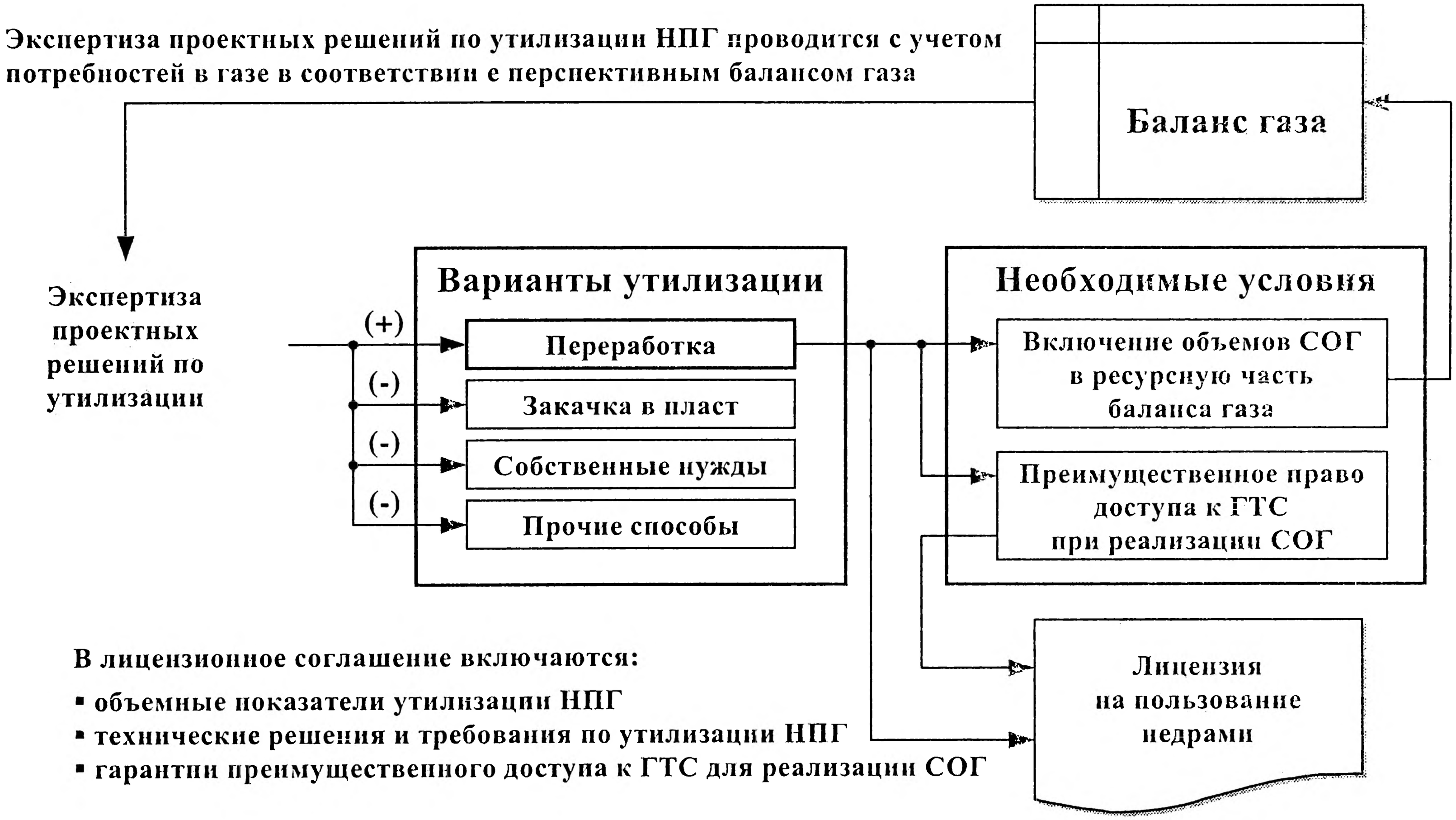


Рис. 1.5. Формирование условий, необходимых для реализации варианта переработки НПГ

ровке и переработке газа. В таких схемах приоритет должен быть отдан закачке газа в продуктивные нефтяные пласты (газовые шапки, водоносные горизонты), т.е. методам сохранения ресурсов газа.

1.3.4. Мониторинг утилизации нефтяного газа в ходе разработки месторождений

Представленная выше схема выбора варианта утилизации НПГ представляет собой лишь первый шаг в процессе регулирования (см. рис. 1.4). В целом же регулирование должно иметь перманентный, циклический характер – т.е. рассмотрение вопроса, оценка и анализ решений по утилизации НПГ должно периодически повторяться (с учетом изменения ресурсов газа и условий его утилизации). Фактически речь идет о **необходимости постоянного мониторинга разработки месторождений и утилизации НПГ** (рис. 1.6).

Целью такого мониторинга является не только контроль за исполнением принятых решений по утилизации НПГ, но и корректировка:

1) схем утилизации газа с учетом изменяющихся условий;
2) параметров баланса газа с учетом изменения ресурсов НПГ;
3) мер государственной поддержки проектов по утилизации НПГ.

Результаты мониторинга должны также давать достоверную информацию для принятия решений о вынесении штрафных санкций за сверхнормативные потери газа и платежах за дисбаланс при поставках СОГ в ГТС. Последнее обстоятельство имеет особенно важное значение, если фактические объемы выработки СОГ, на которые распространяется принцип приоритетного доступа, окажутся меньше запроектированных. Кроме того, для оперативной регулировки дисбалансов по поставкам СОГ в ГТС необходимо формирование вторичного рынка прав доступа к ГТС.

Оценки ресурсов НПГ на каждой стадии рассмотрения вопроса об утилизации при разработке месторождений должны опираться не на расчетные данные и начальные показатели газового фактора, а на результаты замеров на устьях скважин, установках сепарации, пунктах сбора и других объектах системы утилизации НПГ, включая факельные установки. Требования и поря-

Рис. 1.6. Общая схема выбора вариантов и мониторинга утилизации НПГ

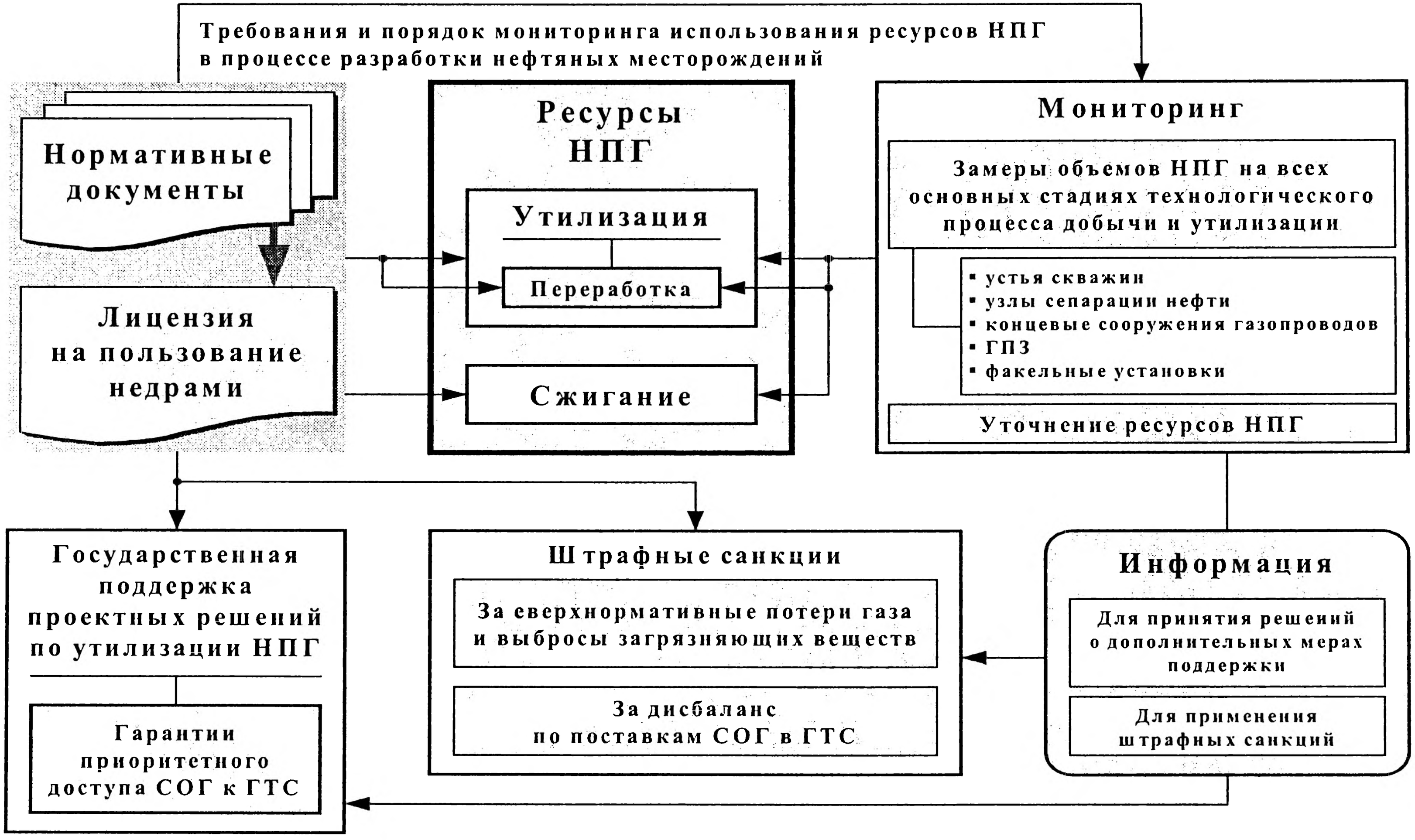


Рис. 1.7. Схема типовой стадии мониторинга утилизации НПГ в процессе разработки месторождений

док проведения мониторинга утилизации НПГ, регламент измерения объемов газа, правила применения штрафных санкций должны быть закреплены в соответствующих нормативно-правовых актах и учитываться в лицензионных соглашениях на право пользования недрами (рис. 1.7). При этом, как нам представляется, особого внимания требует организационно-правовое оформление процедур измерения объемов НПГ, поскольку только тщательные измерения могут дать объективную информацию о состоянии утилизации газа.

1.4. Подходы к обеспечению недискриминационного доступа сухого отбензиненного газа в систему магистральных газопроводов

1.4.1. Принцип приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе

Базовым принципом доступа к ГТС должен быть недискриминационный, пропорционально объемам добычи газа, но при этом должны предусматриваться возможности преимущественного (приоритетного) доступа и должны быть оговорены случаи реализации такового доступа. Так, в правительственном проекте документа «Порядок недискриминационного доступа к газотранспортным системам в Российской Федерации» указывается, что «преимущественное право на заключение договоров имеют организации на объемы газа, которые поставляются для государственных нужд, коммунально-бытовых и социальных нужд граждан, по международным договорам и соглашениям Российской Федерации, реализуются на специализированной торговой площадке в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, а также в отношении поставок которого продлеваются действующие долгосрочные и среднесрочные договоры». К этому следует добавить поставки СОГ и определить в нормативных документах условия и порядок решения вопроса о предоставления преимущественного доступа к ГТС при поставках СОГ.

Само понятие «недискриминационный доступ» является весьма относительным. Применение указанного принципа должно учитывать не только объемы добычи, но и качественные особенности различных источников газа. То, что не дискриминирует интересы одних производителей газа, фактически может высту-

пать в роли дискриминирующего фактора по отношению к другим. Что же касается НПГ (СОГ), то единственным недискриминирующим принципом доступа к ГТС для данного источника газа является принцип преимущественного (приоритетного) доступа. Необходимость приоритетов при поставках СОГ в ГТС обусловлена целым рядом причин, в том числе, особенностями развития газовой промышленности и формирования системы газоснабжения в России.

Если обратиться к примеру другой крупнейшей газодобывающей страны мира – США, то можно увидеть, что там не существует каких-либо приоритетов для доступа СОГ в ГТС. Но при этом нужно учесть, что 80% всего добываемого газа (включая природный и нефтяной) подвергается переработке. Следовательно, рынок топливного газа в США – это фактически рынок СОГ. Приоритеты же для НПГ смещены в сектор добычи, т.е. имеют место в отношении доступа НПГ к перерабатывающим мощностям. В России наблюдается обратная ситуация – более 90% газа поступает потребителям (включая экспорт) непосредственно от скважины, а доля СОГ, получаемого при переработке НПГ, составляет около 3%. Поскольку переработка газа в России – это в основном переработка НПГ, то приоритеты для НПГ в секторе добычи представляются на сегодняшний день совершенно бессмысленными. Поэтому для обеспечения недискриминационного отношения к НПГ, как одному из источников топливного газа, необходимы приоритеты для СОГ при доступе к ГТС.

Непосредственными факторами, вызывающими необходимость приоритетного доступа СОГ к ГТС (преимущественного права для поставщиков СОГ на пользование услугами ГТС), являются следующие.

- Отсутствие прямой зависимости между уровнем и динамикой потребности в газе, с одной стороны, и величиной и динамикой ресурсов НПГ – с другой. Объемы и динамика ресурсов НПГ целиком и полностью определяется состоянием и развитием нефтедобычи, т.е. де-факто зависят от спроса на нефть, а не на газ.
- Существенные (по сравнению с природным газом) трудности в регулировании объемов товарной добычи НПГ. В зарубежной практике регулирующим способом утилизации НПГ является обратная закачка газа в пласт. Однако возможности применения обратной закачки требуют увязки с режимами разработки нефтяных залежей и имеют свои пределы.

• Развитие переработки НПГ в большей степени ориентировано на потребности рынка нефтехимического сырья (ШФЛУ), а не на потребности в топливном газе. Для России данное обстоятельство имеет особое значение в связи с крайне малыми объемами переработки «жирного» природного газа (с получением этана, пропана и бутанов). Поэтому у нас в отличие от других стран основу сырьевой базы нефтехимической промышленности составляют продукты переработки НПГ и нефти.

• Названные выше обстоятельства делают ресурсы НПГ (и соответственно СОГ) нерегулируемым или слабо регулируемым источником газа при формировании газового баланса страны. Отсутствие приоритетов в доступе на рынок (в том числе через единую ГТС) является фактором, резко повышающим вероятность безвозвратных потерь (сжигания) НПГ.

• Сжигание НПГ не только сопряжено со значительным экономическим ущербом для страны, но является серьезной экологической угрозой для районов нефтедобычи, особенно, в Западной Сибири. Наряду с опасностью для здоровья людей и состояния окружающей среды сжигание НПГ уже через несколько лет может обернуться и дополнительными экономическими потерями для страны в связи с участием России в Киотском протоколе.

Перечисленные выше факторы, связанные с особенностями НПГ (СОГ) как источника газа, объясняют, почему приоритетность доступа к ГТС для СОГ фактически равнозначна действию принципа недискриминационного доступа. Вместе с тем реализация на практике приоритетного доступа СОГ к ГТС не может быть всеобщей и безусловной, не предполагающей никакой дополнительной ответственности. Право преимущественного доступа к ГТС для производителей (собственников) СОГ может быть предоставлено при соблюдении следующих условий.

• Объемы СОГ, на которые распространяются приоритеты доступа к ГТС, должны быть включены в баланс производства и потребления газа в РФ. При этом важно, чтобы балансы газа разрабатывались не только на год вперед, но и на среднесрочную и долгосрочную перспективу и давали ориентиры для развития систем утилизации НПГ, добычи газа в целом (и по отдельным источникам), развития ГТС.

• В баланс газа на предстоящий год (в течение года – с разбивкой по кварталам или месяцам) должны включаться объемы СОГ из расчета:

– проектной производительности действующих ГПЗ и установок переработки газа на промыслах;

– реально возможной загрузки мощностей ГПЗ с учетом технического состояния и объемов товарной добычи НПГ;

– компонентного состава газа, подаваемого на переработку[1].

● При вводе (планировании ввода) в разработку новых нефтяных месторождений ресурсы СОГ, подлежащие включению в перспективные балансы газа, должны определяться по результатам государственной экспертизы проектов утилизации НПГ (с рассмотрением и оценкой эффективности всех возможных вариантов и направлений утилизации НПГ).

● В ходе разработки месторождений должен осуществляться постоянный мониторинг утилизации НПГ. При этом все объемные показатели ресурсов НПГ, утилизации и потерь газа должны определяться на основе реальных измерений, а не расчетным путем.

● Нефтяные компании (собственники НПГ и СОГ) должны нести ответственность за точность оценок и подсчета ресурсов НПГ и СОГ. В случае сверхнормативных (сверхпроектных) потерь газа и возникновения дисбалансов по поставкам СОГ в ГТС должны применяться соответствующие штрафные санкции.

● В пределах незначительных или «естественных» (до 5–10%) отклонений фактических показателей от проектных и возникновении дисбалансов по поставкам СОГ в ГТС собственники СОГ могут воспользоваться механизмом покупки-продажи прав на доступ к ГТС.

Сформулированные выше условия реализации принципа приоритетного доступа СОГ к ГТС, как нам представляется, в значительной степени позволяют найти компромисс между интересами нефтяных компаний и государства по вопросу утилизации НПГ. Собственник ГТС («Газпром») в рамках рассматриваемого подхода получает возможности для планирования развития ГТС, в том числе с привлечением инвестиционных ресурсов потенци-

---

[1] При детальной разработке норм и правил выхода СОГ на газовый рынок необходимо определить меры, позволяющие нейтрализовать негативное влияние сезонных колебаний в потреблении газа. В летнее время объемы потребления газа на выработку тепла падают, и суммарное потребление снижается примерно в 2 раза. Возможности регулировать добычу НПГ (в отличие от добычи природного газа) весьма ограничены, а закачка СОГ в ПХГ, учитывая и без того высокую себестоимость производства, может оказаться экономически невыгодной.

альных пользователей – компаний, занимающихся добычей нефти и газа. Минусом с точки зрения «Газпрома» может быть то, что функции по регулированию объемов добычи газа (в рамках баланса) должны быть переданы непосредственно государству.

1.4.2. Принцип гарантированной реализации сухого отбензиненного газа

Если исходить из предположения, что для собственников СОГ главным является наличие гарантий сбыта продукции, а не доступ к ГТС как таковой, то может быть рассмотрен вариант предоставления гарантий на покупку СОГ «Газпромом». В соответствии с данным принципом «Газпрому» должно быть вменено в обязанность приобретение всего объема СОГ, который формируется в соответствии с условиями, названными выше (п. 1.4.1).

Положительные стороны указанного варианта заключаются, на наш взгляд, в следующем.

- Выгоды государства связаны с ростом утилизации НПГ.
- Нефтяники получают возможность гарантированного сбыта СОГ, что необходимо для реализации проектов утилизации и переработки НПГ.
- «Газпром» фактически получает в свое распоряжение ресурсы СОГ, которые в последующем могут быть перепроданы в соответствии с собственными планами компании.
- Имеются прецеденты реализации подобной схемы – применительно к поставкам природного газа, добываемого «ЛУКОЙЛом» в ЯНАО.

Недостатки и дополнительные издержки данной схемы гарантированного сбыта СОГ мы видим в следующем:

– производители СОГ лишаются возможности самостоятельного выхода на рынок и не могут продавать газ конечным потребителям (воспроизводится текущее положение дел на рынке газа в России);

– определение «справедливых» цен на СОГ (на выходе с ГПЗ) требует разработки соответствующей методики и ее реализации.

Может быть предложен следующий подход к расчету «справедливых» цен на выходе с ГПЗ, учитывающий следующие параметры:

1) средние цены реализации газа на российском рынке;

2) средние издержки на транспортировку газа с данного ГПЗ до потребителя;

3) понижающий коэффициент, учитывающий возможную ограниченность мощностей ГТС при поставках газа с конкретных ГПЗ.

В качестве предмета «торга», согласования (регулирования со стороны государства) может рассматриваться цена реализации СОГ, а также параметр методики расчетов, учитывающий ограничения пропускной способности ГТС. При этом возможна комбинация данной схемы и схемы, построенной на основе приоритетного доступа к ГТС, при которой часть газа (например, 50%) продается «Газпрому» по регулируемой цене, а для другой части обеспечивается доступ к ГТС.

1.4.3. Доступ пропорционально объемам производимого газа

Порядок доступа к ГТС, пропорционально объемам производимого газа, особенно актуален в условиях, когда технологически пропускная способность магистрального газопровода ограничена на каком-то определенном направлении. То есть объективно существует локальный дефицит транспортных мощностей. Например, на сегодняшний день есть проблема с транспортировкой газа из Надым-Пур-Тазовского района ЯНАО. Существующая ГТС «Газпрома» в этом регионе не позволяет в полной мере удовлетворить растущие потребности в доступе к трубе независимых производителей газа, что уже лимитирует добычу газа в стране.

В настоящее время доступ к магистральной трубопроводной инфраструктуре осуществляется по остаточному принципу. В Постановлении Правительства РФ № 334 «Об обеспечении доступа независимых организаций к ГТС ОАО «Газпром» указано, что организациям, не входящим в структуру «Газпрома», доступ к ГТС предоставляется только при наличии в этой системе свободных мощностей. При этом проверить наличие или отсутствие этих свободных мощностей весьма затруднительно. Соответствующими данными располагает только ЦПДУ «Газпрома». Поэтому можно констатировать, что существующая на сегодняшний день система доступа независимых производителей газа к ГТС абсолютно не прозрачна. В условиях отсутствия долгосрочных договоров на прокачку газа частных компаний, эти компании должны

каждый год договариваться с «Газпромом» о поставках своего газа. Таким образом, непредсказуемость системы доступа и ее разрешительный характер являются в настоящее время одним из ключевых факторов инвестиционного риска для независимых производителей газа.

Что касается принципа пропорциональности, то данные нормы прописаны в законе «О естественных монополиях» и давно применяются на практике в нефтяной отрасли России при определении объемов экспортных поставок нефтяных компаний (пропорционально объемам сданной нефти в трубопровод). Конечно, организационно-экономическая ситуация в нефтяном секторе существенно отличается от газовой отрасли. «Газпром» как собственник единой газотранспортной системы, безусловно, имеет преимущественное право доступа к ГТС. Для обеспечения недискриминационного доступа к магистральным газопроводам прочих производителей в условиях ограниченной технической возможности трубопроводов, должен включаться принцип пропорциональности (когда свободная мощность подлежит распределению между потребителями транспортных услуг на равноправной основе – пропорционально доли каждого в суммарном объеме заявленной на транспортировку продукции). Это должно привести к большей прозрачности взаимоотношений «Газпрома», как собственника ГТС, и независимых производителей газа, как потребителей услуг по транспортировке продукции.

Существует общее требование недискриминационности, сформулированное в российском антимонопольном законодательстве. Там сказано, что для обеспечения условий недискриминационного доступа необходимо предварительно определить технические, экономические, а также информационные условия, которые позволяют упорядочить взаимоотношения с контрагентом, в частности с субъектом естественных монополий. Ключевым моментом является необходимость раскрытия «Газпромом» информации о свободных мощностях в ГТС. Это должно входить в его обязанности как собственника магистральных газопроводов. То же самое предусмотрено и стандартами по раскрытию информации о пропускных способностях ГТС, включенными в новый проект «Порядка недискриминационного доступа к газотранспортным системам в Российской Федерации».

Действующие правила доступа к ГТС пропорционально объемам производства, которые в основном сохраняются и в новом

«Порядке …», теоретически уравнивают в правах всех независимых поставщиков. Но при этом, как уже отмечалось выше, они не учитывают особенности различных источников газа. Поэтому недискриминационность правил фактически распространяется только на производителей природного газа, тогда как поставщики СОГ оказываются в уязвимом положении из-за трудностей с регулированием объемов производства (утилизации НПГ). Но даже если не принимать во внимание интересы производителей (собственников) СОГ, нетрудно понять, что данные правила отнюдь не способствуют решению проблем утилизации НПГ и, таким образом, фактически идут вразрез с интересами государства. Данное обстоятельство предполагает необходимость корректировки общего правила применительно к СОГ, т.е. необходимость предоставления производителям СОГ преимущественного права на пользование услугами ГТС.

1.4.4. Инвестиционный доступ

«Газпром» справедливо ссылается на то, что имеющиеся мощности ГТС не позволяют в полной мере удовлетворить растущие потребности в доступе к трубе со стороны независимых производителей. По официальным данным «Газпрома», ГТС изношена на 57,7%, в том числе оборудование компрессорных станций – на 89%. Уже истекает и продленный нормативный срок службы (33 года) для порядка 35% магистральных газопроводов, построенных в основном в 70-е годы прошлого века. В настоящее время реальная пропускная способность ГТС из Западной Сибири составляет около 569 млрд $м^3$. Это ниже как ее проектной производительности (на 52,4 млрд $м^3$), так и намеченных объемов добычи газа с учетом возможностей независимых производителей. Сложившаяся ситуация в дальнейшем будет только обостряться.

«Газпром» как собственник ГТС обязан заниматься развитием этой системы, но хорошо известно, что финансовые возможности компании ограничены и в основном направлены на осуществление внешнеэкономической экспансии. Как следствие, на «голодном пайке» оказывается финансирование проектов по развитию внутрироссийской части ГТС. Поэтому «Газпром» уже достаточно давно ставит вопрос об участии независимых производителей газа в развитии систем газоснабжения.

Такой подход не может вызывать каких-либо принципиальных возражений, но в то же время он не может быть принят и в качестве основного правила недискриминационного доступа к ГТС. Независимые производители газа платят «Газпрому» за прокачку газа по магистральным газопроводам в соответствии с тарифами, согласованными с «Газпромом». В этих тарифах учитываются расходы «Газпрома» по содержанию и развитию ГТС. Таким образом, в случае инвестиционного доступа независимым производителям газа фактически придется два раза платить «Газпрому» за одну и ту же услугу.

Поэтому, в конечном счете, все зависит от эффективности добычи газа и интересов производителей: они могут соучаствовать в финансировании развития ГТС, если им это выгодно в конкретном месте и в конкретное время. Инвестиционный доступ следует рассматривать в качестве дополнительного варианта к основному принципу недискриминационного доступа (пропорционально объема производства с приоритетами для отдельных источников газа) – причем варианта, дающего некоторые преимущественные права компаниям-инвесторам. Реализация проектов развития ГТС может осуществляться на основе специальных договоров между «Газпромом» и заинтересованными производителями. При реализации данной схемы в функции государства должны входить:

- разработка правил проектирования, строительства и подключения к единой ГТС газопроводов, построенных на средства частных инвесторов;
- разработка порядка заключения договоров на паевое строительство (реконструкцию) объектов ГТС совместно с «Газпромом»;
- регулирование прав собственности на создаваемые активы;
- обеспечение гарантий доступа к ГТС по сниженным тарифам (с учетом вложений участников строительства и реконструкции).

1.4.5. Доступ на тендерной основе

Доступ к газотранспортной инфраструктуре на основе аукционов или тендеров имеет смысл в условиях ограниченной пропускной способности ГТС. Но, как показывает зарубежный опыт, необходимой предпосылкой для успешного применения аукционной формы распределения мощностей магистральных газопроводов является наличие конкуренции в сфере добычи и реализации газа.

В частности, в Великобритании аукционная форма доступа к ГТС приходит на смену прежней системе, основанной на балансировке открытых заявок на транспортировку газа и открытых предложений по пропускным способностям ГТС. Эта система сложилась в процессе либерализации газового рынка и демонополизации газового сектора экономики, в частности разграничения функций и активов по добыче, транспортировке и продажам газа. Но уровень трансакционных издержек, обусловленных процедурами выставления заявок и заключения контрактов, оказался слишком высок, что и создало основу для перехода к новой, более простой и дешевой аукционной схеме. Следует также отметить, что для надежной работы любой конкурентной схемы доступа к ГТС важную роль играет наличие спотового рынка газа и вторичного рынка прав на доступ к ГТС, которые выполняют регулирующие функции по ликвидации текущих дисбалансов.

В России все названные выше условия, которые необходимы для эффективного применения формы аукционного доступа к ГТС, в настоящее время отсутствуют. Кроме этого нужно учесть еще два обстоятельства. Во-первых, теоретически аукцион уравнивает в правах всех претендентов на доступ к ГТС. Но мы уже отмечали выше, что если принять во внимание особенности получения СОГ, то уравнивание в правах на единой основе производителей природного газа и СОГ фактически означает дискриминацию последних. Во-вторых, при проведении аукционов теоретического равенства претендентов на доступ к ГТС можно достичь лишь при отсутствии жестких ограничений на мощности ГТС (т.е. когда такие ограничения имеют место на отдельных участках в отдельные отрезки времени и в целом не сдерживают динамику добычи газа). В России же (например, в ЯНАО) существуют постоянные ограничения по пропускной способности ГТС, сдерживающие рост добычи газа независимыми производителями. В условиях такого дефицита очевидные преимущества получат наиболее крупные и состоятельные независимые компании, что ставит под сомнение возможность реализации принципа недискриминационного доступа к ГТС для всех производителей газа.

Тем не менее мы не исключаем возможность постепенного внедрения аукционной формы доступа к ГТС и в российских реалиях. Например, возможен вариант, при котором основная часть свободной мощности ГТС (к примеру, 75%) будет распределяться пропорционально объемам добычи и с учетом приоритетов для СОГ, а оставшаяся – на основе аукционов, открытых для всех

производителей газа (включая производителей СОГ). Организация подобных аукционов может рассматриваться в качестве инструмента для ликвидации текущих дисбалансов в ГТС, которые естественным образом возникают в процессе функционирования газоснабжающей системы.

1.4.6. Энергетическая стратегия: роль независимых производителей газа

В настоящее время независимый газодобывающий сегмент представлен двумя группами компаний. К первой группе относятся средние и мелкие частные газовые компании, среди которых ведущую роль играют «НОВАТЭК» и «ИТЕРА». Вторую группу составляют нефтедобывающие компании, для которых газодобыча является вспомогательным бизнесом, поскольку вместе с нефтью из недр извлекается нефтяной газ. В перспективе многие российские нефтяные компании планируют существенное наращивание добычи природного газа.

В современных условиях на долю независимых производителей приходится около 15% добычи газа (природного и нефтяного). В перспективе ожидается увеличение их доли в структуре добычи газа. Согласно Энергетической стратегии России, прогнозируемые объемы добычи газа в стране будут существенно различаться в зависимости от вариантов социально-экономического развития России. При оптимистическом и благоприятном вариантах развития добыча газа в России может составить 645–665 млрд $м^3$ в 2010 г. и возрасти до 710–730 млрд $м^3$ к 2020 г. При умеренном варианте добыча газа прогнозируется в объеме до 635 млрд $м^3$ в 2010 г. и до 680 млрд $м^3$ к 2020 г. [Энергетическая стратегия…, 2003].

В рассматриваемой перспективе ожидается существенный рост объемов добычи газа независимыми производителями: до 105–115 млрд $м^3$ (17%) в 2010 г. и 140–150 млрд $м^3$ (20%) в 2020 г. Предполагается, что добыча газа ОАО «Газпром» возрастет до 580–590 млрд $м^3$ в 2020 г.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), к 2020 г. мировое потребление газа возрастет примерно в 2 раза по сравнению с 2003 г. Таким образом, ориентиры, намеченные в Энергетической стратегии, говорят о том, что Россия фактически закладывает сокращение своей доли в мировой добы-

че, что может привести к потере рынков сбыта и геополитических позиций. Недискриминационный доступ независимых производителей к мощностям ГТС (а также расширение этих мощностей) можно рассматривать и с точки зрения формирования необходимых условий не только для достижения параметров Энергетической стратегии, но и усиления позиций российского газового сектора на международных рынках (при надежном обеспечении внутренних потребностей).

С точки зрения дальнейшего роста добычи газа в России важно, что независимые компании уже привлекли и в перспективе могут привлечь значительные инвестиции для ввода в эксплуатацию новых месторождений, а также транспортировки и переработки НПГ. При этом, независимые компании хорошо обеспечены ресурсами газа: на их долю в общем объеме запасов приходится около 24%. По мнению экспертов, именно независимые производители могут обеспечить существенное наращивание объемов добычи газа в России (при стабилизации и умеренном росте добычи ОАО «Газпром») [Ахмедов, 2004; Независимые производители…, 2005].

С точки зрения развития независимых производителей газа (в том числе поставщиков СОГ) важным является смягчение или удаление барьеров (рисков) для их развития. К числу основных барьеров следует отнести:

– барьеры в регулировании недропользования, предоставляющие преимущества ОАО «Газпром», включая порядок утверждения технических проектов на разработку газовых месторождений;

– ограниченная пропускная способность газотранспортной системы;

– проблемы доступа к газотранспортной системе;

– непредсказуемость и непрозрачность системы формирования тарифов на транспортировку газа;

– отсутствие на внутреннем рынке газа России развитого института прямых долгосрочных договоров на поставки газа между независимыми производителями газа и потребителями;

– разобщенность правовых норм, регулирующих вопросы разведки и добычи углеводородного сырья.

С точки зрения долгосрочных перспектив, определяемых в том числе завершением эпохи относительно дешевого газа, не-

дискриминационный доступ к ГТС является одним из ключевых элементов системы регулирования, способных привлечь инвестиции в газовый сектор, транспортировку и переработку НПГ. Таким образом, недискриминационный доступ к ГТС будет способствовать выполнению параметров Энергетической стратегии России, сохранению и упрочению геополитических интересов и положения России в мире.

Выводы к главе 1

Низкий уровень утилизации ресурсов НПГ является одной из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России. В настоящее время на факелах сжигается примерно 27% (или более 17 млрд $м^3$) попутного газа, извлекаемого из недр вместе с нефтью. Сжигание НПГ оборачивается не только крупными потерями для экономики страны, исчисляемыми миллиардами долларов ежегодно, но и представляет собой серьезную экологическую угрозу, прежде всего для районов нефтедобычи.

Точность официальных данных и неофициальных оценок по ресурсам, объемам утилизации и потерь НПГ, вызывает большие сомнения из-за несовершенства методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов газа. Объемные показатели по НПГ (за исключением объемов газа, принятого на переработку на ГПЗ, и объемов СОГ – произведенного и поданного в ГТС) в основном являются расчетными, а не полученными путем измерения. При этом регулирующим показателем является показатель использования газа на собственные нужды нефтедобычи, манипулируя которым можно «повышать» или «понижать» итоговый уровень использования НПГ. В любом случае, сжигание ежегодно 15–20 и более млрд $м^3$ газа позволяет охарактеризовать ситуацию с использованием ресурсов НПГ как неудовлетворительную и требующую радикального изменения.

Причины сжигания НПГ в России в значительной мере определяются теми историческими особенностями, в которых развивался нефтегазовый сектор. А именно, в рамках нефтяной промышленности добыча нефти и НПГ осуществлялась соответствующими добывающими предприятиями, а переработка НПГ – организациями, не входившими в состав добывающих предприятий (что было характерно для Западной Сибири, прежде всего). Немаловажно и то, что доминирующую роль в формировании по-

токов природного газа играет сеноманский газ месторождений севера Тюменской области. Издержки на добычу данного газа кратно ниже издержек на утилизацию и подготовку НПГ к дальнему транспорту. Соответственно данным базовым причинам сформировались и причины более конкретные – такие как относительная ограниченность пропускных способностей в газотранспортной системе (в связи с тем, что последняя развивалась для нужд транспортировки сеноманского газа), а также низкий уровень цен на газ, поставляемый на внутренний рынок.

Утилизация НПГ является сложной комплексной проблемой, для решения которой необходимы согласованные действия всех причастных к ней сторон: государства, нефтяных компаний, «Газпрома» и «СИБУРа». В основе совместных действий должно лежать согласование интересов названных выше сторон, которое, в свою очередь, необходимо вследствие противоречивости интересов и предлагаемых подходов к решению проблемы.

Одной из важнейшей задач в рамках решения проблемы утилизации НПГ является определение наиболее рационального (экономически обоснованного) варианта утилизации газа применительно к условиям каждого конкретного объекта или группы объектов и с учетом задач развития системы газоснабжения. Такой выбор должен осуществляться на стадии экспертизы и утверждения проектов разработки нефтяных месторождений. Российский и зарубежный опыт показывает, что утилизация НПГ включает 3 основные составляющие:

1) сбор и переработку газа на ГПЗ с извлечением ШФЛУ и получением СОГ, который поставляется в общую газотранспортную сеть;

2) использование газа (и продуктов его переработки) в районах добычи на технологические нужды промыслов и удовлетворения местных потребностей в энергоресурсах, включая выработку электроэнергии;

3) закачку газа в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи, сохранения ресурсов газа и предотвращения сжигания газа и его распыления в атмосферу.

При выборе варианта утилизации НПГ должны учитываться следующие основные параметры:

- потребности системы газоснабжения в поставках газа;
- ресурсы НПГ на месторождении (группе месторождений);

- технико-экономические и финансовые показатели по вариантам утилизации;
- объемы выбросов вредных веществ при сжигании (распылении) газа, а также на различных стадиях технологического процесса добычи нефти и утилизации НПГ;
- допустимые ограничения по объемам выбросов.

Необходимость обеспечения приоритетности СОГ при поставках в ГТС обусловлена целым рядом причин, в том числе, особенностями развития газовой промышленности и формирования системы газоснабжения в России. Непосредственными факторами, вызывающими необходимость приоритетного доступа СОГ к ГТС (преимущественного права для поставщиков СОГ на пользование услугами ГТС) являются следующие.

♦ Отсутствие прямой зависимости между уровнем и динамикой потребности в газе, с одной стороны, и величиной и динамикой ресурсов НПГ – с другой. Объемы и динамика ресурсов НПГ целиком и полностью определяется состоянием и развитием нефтедобычи, т.е. фактически зависят от спроса на нефть, а не на газ.

♦ Существенные (по сравнению с природным газом) трудности в регулировании объемов товарной добычи НПГ.

♦ Развитие переработки НПГ в большей степени ориентировано на потребности рынка нефтехимического сырья (ШФЛУ), а не на потребности в топливном газе.

♦ Названные выше обстоятельства делают ресурсы НПГ (и соответственно СОГ) нерегулируемым или слабо регулируемым источником газа при формировании газового баланса страны. Отсутствие приоритетов в доступе на рынок (в том числе через единую ГТС) является фактором, резко повышающим вероятность сжигания НПГ.

♦ Сжигание НПГ не только сопряжено со значительным экономическим ущербом для страны, но является серьезной экологической угрозой для районов нефтедобычи, особенно в Западной Сибири.

Перечисленные выше факторы, связанные с особенностями НПГ (СОГ) как источника газа, объясняют, почему приоритетность доступа к ГТС для СОГ фактически равнозначна действию принципа недискриминационного доступа.

Глава 2
ПРОБЛЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ УТИЛИЗАЦИИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО (ПОПУТНОГО) ГАЗА

2.1. Зарубежный опыт регулирования утилизации нефтяного газа и доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе

2.1.1. Великобритания

Политика по сжиганию НПГ в Великобритании [Regulation…, 2003] оценивается в соответствии с достижением более общих задач рационального освоения нефтегазовых ресурсов: 1) максимизации экономически эффективного извлечения нефтегазовых ресурсов и 2) сокращения выбросов парниковых газов. По Киотскому протоколу Великобритания в период 2008–2012 гг. должна сократить выбросы парниковых газов на 12,5% по сравнению с 1990 г., однако Великобритания поставила для себя более сложную задачу: сократить на 20% выбросы CO_2 к 2010 г. Для достижения этих задач в 2000 г. была разработана специальная программа.

Целью правительства является не только достижение экологических задач, но также и максимизация извлечения экономически эффективных нефтегазовых запасов. Поэтому при оценке предложений для разработки новых объектов правительство рассматривает и учитывает следующие задачи:

- обеспечение извлечения всех экономически эффективных запасов углеводородного сырья (УВС);
- обеспечение адекватных и конкурентных условий для владельцев трубопроводов и переработчиков;
- учет экологического влияния и интересов других пользователей ресурсов моря.

Таким образом, правительство определяет не единственную цель. Там, где возникает конфликт интересов, позиции каждой из сторон учитываются в каждом конкретном случае. В Великобритании для того, чтобы начать разработку нового месторождения, необходимо одобрение программы освоения участка недр, которая включает вопросы использования НПГ. От оператора требуется в том числе заполнить определенную форму, которая содержит информацию для эффективной оценки программы Департаментом торговли и промышленности (Department of Trade and Industry). Данная форма включает и ежегодную информацию о сжигании и распылении НПГ. Оценка воздействия на окружающую среду обязательна для всех объектов с добычей нефти более 3,750 барр./сут. При рассмотрении вопросов утилизации Департамент учитывает все выгоды и издержки, которые возникают в связи с поставкой газа на рынок. В том числе Департамент может устанавливать специальные платежи и тарифы при доступе к мощностям третьих сторон (если стороны не могут сами договориться).

Если не удается достигнуть положительной экономической эффективности при доставке газа на сушу, требуется рассмотреть ряд вариантов использования НПГ:

- использование в качестве топлива;
- использование для увеличения нефтеотдачи пластов;
- конверсия в топливо;
- закачка газа в пласт;
- продажа компаниям, разрабатывающим соседние участки недр;
- сжигание / распыление.

Выбирается вариант, который максимизирует экономически выгодное извлечение ресурсов месторождения.

В целом за прошедшие 10–15 лет Великобритании удалось достичь значительного сокращения сжигания НПГ (не снижая добычу нефти). Это сокращение в основном было достигнуто благодаря регулированию сжигания и распыления НПГ, роста эффективности переработки добытого УВС, использованию мирового опыта. Правительство считает, что для дальнейшего повышения утилизации НПГ необходимы механизмы, которые бы создавали экономические стимулы для компаний. Один из таких подходов связан с реализацией «пилотной схемы торговли квотами на сжигание» (Flare Transfer Pilot Trading Scheme).

Основная задача этой схемы – разработка гибких и экономически эффективных механизмов, позволяющих стимулировать сокращение сжигания газа компаниями, включая объемы ежегодного разрешенного сжигания. В долгосрочной перспективе имеется возможность интегрировать этот механизм с внутренней и международной схемами торговли квотами на выбросы. Существуют разрешения на сжигание НПГ для каждого месторождения, которые содержат, например, квоты для целей безопасности и непредвиденных обстоятельств. Суть предлагаемой схемы состоит в том, чтобы обеспечить для операторов возможность торговли такими неиспользованными объемами.

Задача правительства состоит в формировании (общеотраслевых) условий, повышающих эффективность утилизации НПГ. Эти стимулы включают:

- реструктуризацию газового рынка;
- обеспечение доступа третьих сторон к газотранспортной системе;
- развитие конкуренции на газовом рынке и рынке электроэнергии.

Таким образом, Великобритания рассматривает проблемы повышения степени утилизации НПГ не изолированно, а в контексте всех преобразований и реформ в нефтегазовом секторе и даже топливно-энергетическом комплексе (фактически на практике реализуется системный подход). Реструктуризация газового рынка началась в 1986 г. с приватизации компании British Gas. В результате из единой компании выделились ГТС, компании-поставщики и потребители газа. К тому же в 1998 г. открылся газопровод, соединяющий Великобританию с европейским рынком. В этот же период была проведена приватизация и либерализация рынка электроэнергии, что привело к росту количества электростанций (генерирующих мощностей), работающих на газе, и создало новые рынки для газовой промышленности. Доступ к ГТС и конкуренция на рынке (переработки и потребления) сократили совокупные издержки на поставку газа с месторождений на рынок. Данные меры также позволили производителям газа напрямую выходить на рынок и реализовывать свою продукцию.

Реструктуризация и либерализация рынков газа и электроэнергии создали положительные эффекты для добычи нефти и газовой промышленности, улучшили экономику НПГ (повысили

потенциальную эффективность проектов по утилизации НПГ) и создали стимулы для сокращения сжигания и распыления НПГ.

Опыт Великобритании представляет также особый интерес с точки зрения формирования эффективных процедур регулирования доступа газа к газотранспортной системе. В современных условиях в Великобритании главной проблемой функционирования газовых сетей (магистральных и распределительных) является балансировка объемов подачи газа в систему, т.е. устранение дисбалансов на «точках входа» и забора газа на «точках выхода». Подачу и забор газа осуществляют производители в соответствии со своими объемами добычи и контрактами на поставку газа потребителям. Исходя из этих показателей, формируются контракты на пользование услугами газовых сетей (между производителями газа и собственниками ГТС). Собственник ГТС в равной степени не заинтересован ни в возникновении дефицита, ни в том, чтобы в системе образовывались излишки газа. И перебор, и недобор негативно сказываются на технических режимах функционирования ГТС, а дефицит к тому же препятствует выполнению совокупности коммерческих контрактов на поставку газа потребителям.

В системе взаимоотношений «производитель – собственник ГТС – покупатель» если производитель полностью выполняет свои обязательства по коммерческим контрактам на поставки газа (подаче в ГТС), вся ответственность за получение газа покупателями в должных объемах ложится на собственника ГТС. Но указанная ответственность не является «камнем преткновения», который заставлял бы собственника ГТС требовать от производителей (поставщиков газа в систему) неукоснительного соблюдения контрактных условий по объемам и срокам поставок. Допускаются определенные дисбалансы – более того, можно сказать, что умеренные дисбалансы в те или иные периоды времени являются нормой в функционировании ГТС. А балансировка является повседневной рутинной технико-коммерческой задачей, решаемой собственником ГТС. Принципы, правила и конкретные процедуры такой балансировки определяются законодательными или иными нормативно-правовыми актами – например, «Сетевым кодексом», который является своего рода коллективным договором между собственником ГТС (компанией «Трансго») и пользователями сети [Tennant…, 2002].

В основе правил и процедур балансировки лежит тот простой факт, что в общей сети невозможно выделить продукцию каждого

отдельного производителя. Газ из разных источников смешивается, и покупатель фактически получает некий усредненный продукт, а не тот конкретный газ, который поставляется конкретным производителем (контрактором). Это дает основание для организации процедур балансировки путем покупки-продажи газа во взаимоотношениях между собственником ГТС и производителями (пользователями услуг). При возникновении того или иного локального дефицита производитель покупает у собственника ГТС недостающий объем газа, а в случае излишка – продает его собственнику ГТС.

Следует отметить, что дефицит/избыток может возникнуть не только по причине отклонений со стороны поставок газа в ГТС, но и со стороны отклонений по заборам на точках выхода. Второе представляется даже более вероятным вследствие того, что точек выхода (присоединений к потребителям) в любой газовой сети многократно больше, чем точек входа. Суммарный физический дефицит газа восполняется путем покупки его собственником ГТС на рынке или отборов из газохранилищ, а излишки газа продаются на рынке (по краткосрочным контрактам, разовым сделкам) либо закачиваются в хранилища. При этом физические дефициты/излишки по конкретным пользователям зачастую взаимно компенсируют друг друга.

Регламенты балансировки строятся таким образом, чтобы по возможности стимулировать каждого производителя к максимально точному соблюдению условий контрактов по объемам поставки и отбора газа. Устанавливаются критические уровни отклонений, в пределах которых компенсационные сделки между производителем и собственником ГТС осуществляются на базе нейтральных цен (средних цен по всем сделкам на текущую дату). То есть в этом случае ни производитель, ни собственник ГТС не несут никаких экономических потерь. Если же дефицит или излишек превышает заданный допустимый предел, то сделки осуществляются по минимальным (или наоборот – максимальным) ценам контрактов на текущую дату. Это является санкцией в отношении конкретного производителя газа и дает дополнительный доход собственнику ГТС, который может быть использован для финансирования дополнительных затрат по эксплуатации сети либо выплат встречных компенсаций другим производителям (если они были вынуждены сократить свои отборы газа из сети).

Таким образом, общая логика регулирования использования НПГ в Великобритании состоит в том, что в рамках программ разработки месторождений обеспечивается достижение высоких уровней утилизации с обязательным учетом влияния этих мер на экономическую эффективность проектов. Затем дополнительно создаются стимулы, направленные на повышение уровня утилизации, и эти стимулы имеют экономическую основу.

В определенном смысле в России имеет место во многом обратная логика: доминирование жестких административных мер – фиксирование норматива утилизации, полное запрещение сжигание НПГ.

2.1.2. Нидерланды

Опыт Нидерландов интересен с точки зрения подхода по подключению к ГТС малых месторождений, освоение которых менее эффективно по сравнению с крупными месторождениями.

Газовая промышленность Нидерландов начала бурно развиваться в самом начале 1960-х годов с открытием и вводом в разработку гигантского месторождения Гронинген. В 1974–1975 гг. начала увеличиваться добыча газа из других, менее крупных месторождений, расположенных преимущественно на шельфе. Освоение и ввод этих месторождений стали возможны исключительно благодаря целенаправленной политике, названной «политика малых месторождений» и получившей отражение в Белой Книге правительства по энергетике (1974 г.). Главная цель этой политики – продление жизни Гронингена, запасы которого к середине 1970-х годов были в значительной степени исчерпаны. Месторождение Гронинген стало использоваться как балансирующий производитель газа и для Нидерландов, и для других европейских стран.

Благодаря усилиям правительства Нидерландов в стране в настоящее время разрабатывается несколько сотен месторождений, дающих газ (включая нефтяные). В 2005 г. компания GasTerra (выделена из состава компании N.V.Nederlandse Gasunie и занимается исключительно торговлей газом) купила 80,4 млрд $м^3$ природного газа, из которых около 38,2 млрд $м^3$ (47,5% всего объема закупленного газа) поступили с малых месторождений (в 2004 г. эта доля составляла 45,1 млрд $м^3$); 32,4 млрд $м^3$ были куплены у компании NAM-Groningen (40,3% всего портфеля заку-

пок). В 2004 г. этот показатель составил 31,6 млрд м^3. Объем импорта составил 9,8 млрд м^3, или 12,2% от общего объема закупок.

В соответствии с политикой разработки малых месторождений, на компанию GasTerra возложена *обязанность покупать газ, добываемый на малых месторождениях*. В рамках соблюдения этого государственного обязательства компания установила официальные контрактные отношения с оператором газотранспортной системы, дочерней компанией N.V.Nederlandse Gasunie – Gas Transport Services B.V. В 2005 г. было подписано двенадцать новых контрактов на закупку газа, добываемого на малых месторождениях, в основном расположенных в голландском секторе континентального шельфа. Удалось также охватить несколько месторождений, на которых добывается некондиционный газ. В свою очередь, на компанию N.V.Nederlandse Gasunie (находится в 100%-й государственной собственности) возложена обязанность транспортировать весь добываемый газ, независимо от качества – газ с разными качественными характеристиками перекачивается по нескольким параллельным ниткам газопроводов [Geest, 2006].

Государство планирует продолжать политику разработки малых месторождений и в будущем. Естественный спад добычи, который происходит на этих месторождениях, приведет к увеличению спроса на газ, добываемый на крупном месторождении Гронинген. В свете этого в декабре 2005 г. министр экономики в рамках полномочий, данных ему «Законом о Газе», установил ограничения на добычу газа на Гронингене: в следующем десятилетии объемы добычи гронингенского газа не должны превысить 425 млрд м^3, при средних объемах добычи 42,5 млрд м^3 в год.

Но политика разработки малых месторождений имеет свои ограничения и связана с определенными рисками, что, в частности было отмечено в докладе представителей компании Gasunie во время Круглого стола «Утилизация попутного газа в России: снятие барьеров и привлечение инвестиций» (июнь 2006 г.). Данная политика:

- оправдана только в условиях высоких цен на газ, когда разработка малых месторождений действительно становится рентабельной (но все-таки менее рентабельной по сравнению с крупными месторождениями);
- может быть действенной лишь при условии, когда есть возможности маневрирования добычей за счет крупных месторож-

дений и когда существуют достаточные по размерам газохранилища;

- логически связана с требованиями либерализации газового рынка;
- порождает риск снижения эффективности в сфере производства газа.

Определенная разновидность политики разработки малых месторождений (либо стимулирования производства газа на малых по мощности объектах) может представлять интерес и для России – особенно в связи с высокими темпами падения добычи газа из традиционных сеноманских залежей. Фрагменты данной политики могут, например, найти отражение в разрабатываемых в настоящее время концептуальных положениях Энергетической стратегии на период до 2030 г. (так называемой «дорожной карте»).

2.1.3. Норвегия

Норвегия, разрабатывающая морские нефтяные месторождения, расположенные на Норвежском континентальном шельфе, является одним из крупнейших производителей нефти в мире. В 2002 г. доля нефти составляла примерно 44% в экспорте и 24% в государственных доходах этой страны. Норвегия демонстрирует миру один из лучших примеров реализации политики в области добычи нефти, соответствующей жестким требованиям к охране окружающей среды. В течение последних двух десятилетий объемы сжигания попутного газа в факелах постоянно сокращались, в то время как добыча нефти значительно выросла. В результате уровень утилизации НПГ существенно возрос [Regulation, 2003].

Контроль над нефтяными операциями и выбросами в атмосферу осуществляет Норвежский нефтяной директорат (*Norwegian Petroleum Directorate*), который подчиняется Министерству нефти и энергетики (*Ministry of Petroleum and Energy*) и несет ответственность за рациональное использование энергетических ресурсов, а также за безопасность эксплуатации установок и проведения работ по сжиганию попутного газа на территории Норвегии.

Одним из основных способов использования попутного газа в Норвегии является закачка в пласты. На месторождения с низким газовым фактором перераспределяется попутный газ со

скважин с высоким газовым фактором. Перераспределение и закачка НПГ связаны со значительными издержками и требуют разработки специального компрессорного оборудования, однако это повышает отбор нефти и конденсата. Сеть газопроводов охватывает самые мелкие месторождения, а для облегчения вхождения в систему любому производителю газа правительством создана система договоров поставки газа – публичная оферта на покупку НПГ (*Troll Commercial Model*). Меньшая часть попутного газа используется для производства метанола, тепла для специально построенной белковой фабрики[1].

С начала разработки в 1971 г. по 2005 г. на 27 месторождениях Норвегии закачано в пласт 413 млрд $м^3$ газа, что дало прирост добычи в 270–310 млн $м^3$ жидких продуктов. Весь газ, который не удается закачать в пласт, отправляется в экспортный газопровод «на материк». В итоге сегодня в Норвегии наименьший уровень сжигания газа: примерно 2 $м^3$ НПГ на каждый $м^3$ добытой нефти или 0,16% всего объема добытого НПГ. При этом каждый проект обустройства месторождения согласуется в Министерстве нефти и энергетики (Ministry Petroleum and Energy), которое может разрешить сжигать газ, но в подавляющем большинстве случаев этого не делает (прецеденты единичны в 1979–1991 гг.). Норвежское правительство не устанавливает специальных нормативов по сжиганию НПГ, но разрешения на сжигания НПГ предоставляются в очень ограниченном количестве ситуаций. Сжигание газа в объемах более чем необходимые для обеспечения безопасности не разрешаются без одобрения Министерства нефти и энергетики [Веггеланд, 2007].

В законе Норвегии «О нефтяных операциях» не оговорены конкретные допустимые объемы сжигаемого попутного газа, вместо этого употребляются такие понятия, как «неизбежные технические причины», «чрезвычайные обстоятельства» и «в целях безопасности». Однако предусматривается очень строгая процедура для получения соответствующего разрешения. Согласно разделу 4-4 вышеуказанного закона, «*сжигание попутного газа в факелах в объемах, превышающих необходимые для обеспечения безопасности работ, при отсутствии специального разрешения министерства запрещено. По запросу лицензиата министерство*

---

[1] **Утилизация** «в законе». Опыт Норвегии. – Режим доступа http://www.energosyntop.com

должно указать периоды и разрешенные объемы добычи, повторного закачивания и выброса в атмосферу».

Заявления на получение разрешения на сжигание попутного газа в факелах рассматриваются Норвежским нефтяным директоратом и выдаются непосредственно Министерством нефти и энергетики. Как часть процедуры утверждения, директорат и министерство производят оценку факельного оборудования и технологических процессов. В заявлении должны быть указаны тип и уровень атмосферных выбросов и технология, применяемая для снижения и предотвращения загрязнения окружающей среды. Лимиты на атмосферные выбросы устанавливаются в индивидуальном порядке с учетом требований действующих национальных и региональных стандартов. Ни один план разработки месторождения не утверждается, если в нем не предусмотрены операции по повторной закачке газа, пути его реализации.

Ограничения на выбросы устанавливаются для каждого конкретного случая с учетом соответствующих национальных и региональных стандартов. Компания-оператор должна иметь решения (программу) по использованию НПГ до того момента, когда план разработки участка недр будет одобрен. При одобрении проекта освоения участка недр норвежский нефтяной директорат также оценивают оборудование, используемое для сжигания или утилизации НПГ.

Регулирование в процессе разработки и добычи. У государства имеется ряд инструментов, стимулирующих компании повышать степень утилизации НПГ, включая дополнительные условия к плану разработки месторождения, установление специального налога на выбросы и разрешения на сжигание.

Закон о нефти (Petroleum Act) требует, чтобы перед тем как оператор начнет разрабатывать участок недр, план освоения и обустройства был одобрен соответствующими органами государственной власти. В качестве части планов освоения и обустройства оператор должен выполнить оценку влияния на окружающую среду. Данная оценка включает описание эффектов на окружающую среду, ожидаемых в случае эмиссии и сжигания НПГ. Также план должен включать систематический обзор выгод и издержек, связанных с мерами по смягчению воздействия. Программы разработки и оценки влияния на окружающую среду являются предметом общественных консультаций.

Норвегия ввела углеводородный налог на эмиссию для стимулирования операторов к сокращению объемов сжигания НПГ. Основная часть эмиссии CO_2 в НГС связана с добычей на шельфе. Значительная часть эмиссии связана с газовыми турбинами и сжиганием дизтоплива в процессах добычи нефти. В 1991 г. Норвегия ввела налог на выбросы CO_2 с шельфовых платформ. Этим налогом облагается сжигание всего топлива, включая природный газ, дизельное топливо и НПГ. Налог рассчитывается на основе объемов сожженного и распыленного газа. Налоговая ставка периодически пересматривается. В настоящее время она составляет около 0,1 долл. за 1 $м^3$ газа. Данный налог не сокращает базу при уплате роялти и специального налога, но рассматривается как издержки при расчете налога на прибыль. В целом в структуре данного налога поступления от сжигания НПГ составляют около 10%. В настоящее время Норвегия ставит цель урегулировать данный налог с условиями Европейского сообщества и схемами торговли квотами на выбросы. Вероятно, данный налог будет отменен и заменен схемами торговли квотами на выбросы, по которым компании будут использовать их квоты [Fact…, 2005].

На основании норвежского опыта можно сделать следующий вывод: залогом успеха этой страны в вопросах утилизации попутного газа стала ясная и продуманная политика по сжиганию газа в факелах, тщательная оценка планов разработки месторождений, а также сотрудничество между правительством и нефтяными компаниями. Выработка четких процедур по сжиганию и выбросам попутного газа в атмосферу способствовала укреплению политики Норвегии в области охраны окружающей среды, развитию газотранспортной инфраструктуры и успешной разработке нефтегазовых ресурсов. Благодаря своей энергетической политике Норвегия является не только крупным производителем нефти, но и лидером в решении проблем охраны окружающей среды.

2.1.4. Канада (провинция Альберта)

Альберта является канадской провинцией, где наиболее детально представлены нормы и правила регулирования добычи и использования ресурсов НПГ. Все проекты со сжиганием газа должны быть оценены недропользователями, применяя систему управления сжиганием и распылением НПГ и регламентированный процесс принятия решений – «дерево решений».

Основное требование – исключить сжигание и распыление НПГ. Если это не удается, то рассматриваются различные варианты сокращения сжигания НПГ. И только если по экономическим соображениям не удается найти приемлемый вариант утилизации, разрешается сжигать НПГ[1]. Основными элементами системы регулирования сжигания и распыления НПГ в Альберте являются:

- управление («дерево решений») сжиганием газа;
- экономическая оценка проектов утилизации газа;
- требования по характеристикам (эксплуатационным качествам) процесса сжигания газа;
- измерение и отчетность;
- меры контроля и принуждения.

Правительство Альберты требует от недропользователей, чтобы они:

– оценивали возможности по полному исключению сжигания и распыления НПГ;

– оценивали возможности по сокращению сжигания НПГ, если не может быть полностью исключено сжигание НПГ;

– гарантировали, что сжигание НПГ производится в соответствии с требованиями правительства.

Ключевое положение регулирования – необходимость оценки экономической эффективности проектов утилизации газа. Политика регулирующих органов заключается в том, что газ должен быть утилизирован, если это экономически обоснованно. Оценки производятся при использовании приростного подхода (т.е. проекты утилизации рассматриваются отдельно от проектов добычи нефти). Регулятор не требует утилизации газа, если это экономически не выгодно для недропользователей.

Проект считается экономически обоснованным, если утилизация попутного газа генерирует положительную чистую текущую стоимость до обложения налогами. Правительство детально регулирует процедуры экономической оценки, предположения, гипотезы и параметры (включая статьи издержек, цены, ставку дисконтирования) для оценки способов утилизации газа в специальном руководстве [Upstream..., 1999].

---

[1] При этом недропользователь должен выполнять целый ряд требований регулирующего органа [Gas..., 2002; Gulf..., 2000].

Например, в соответствии с требованиями регулирующего органа при анализе и оценке проектов в рамках «дерева решений» должны быть использованы следующие параметры и предположения (гипотезы):

– оценки проводятся на основе денежных потоков до уплаты налогов (учитываются только роялти);

– цены на газ в расчетах используются на основе данных, опубликованных правительством в определенном источнике;

– цена на электроэнергию – средневзвешенная за последние 12 месяцев цена, по которой электроэнергия была реализована определенной компанией (с учетом конкретного места размещения объектов);

– ежегодные текущие издержки рассчитываются как часть от первоначальных капитальных затрат на строительство объектов, связанных с утилизацией НПГ; эти издержки включают в том числе дополнительные затраты на работу оборудования, транспортировку газа, оплату переработки газа;

– инфляция учитывается на основе прогнозов, представляемых правительством Альберты;

– ставка дисконтирования устанавливается на уровне ставки рефинансирования «плюс» 3%.

Такое подробное представление гипотез для оценки проектов по утилизации является одним из важнейших элементов всей системы регулирования НПГ, поскольку в основе принятия решений по вопросам использования НПГ лежит экономическая оценка данных проектов. Детальная методика оценки проектов позволяет государству гарантировать защиту от поведения недропользователей, при котором они отказываются от утилизации НПГ без надежного обоснования своих решений.

Если владелец лицензии определяет, что утилизация газа не эффективна, то анализ «дерева решений» и экономические оценки должны быть представлены для аудита регулирующему органу, который может потребовать следующее:

– владелец лицензии должен предоставить дополнительную информацию, чтобы продемонстрировать, что все практически значимые возможности для утилизации газа были оценены;

– провести переоценку, если некоторые издержки приняты на необоснованно высоком уровне или базируются на не адекватной технологии [Regulation…, 2003].

Если недропользователю удалось обосновать, что утилизация НПГ не является экономически эффективной, то он должен выполнять ряд требований, которые гарантируют безопасное сжигание НПГ, отделение жидкости, а также содержат ограничения на распыление не сожженного газа. В Альберте разрешается ограниченное сжигание газа для новых скважин. Разрешение на сжигание требуется в ряде ситуаций, например, если используется временное оборудование; содержание серы в газе выше определенного значения.

Добыча на новых участках недр (лицензионных участках) первоначально управляется ограничениями на максимальную добычу (*maximum rate limitation*) [Upstream..., 1999]. Ограничения на добычу нефти действуют до тех пор, пока оператор и регулирующий орган не достигнут соглашения по стратегии оптимальной разработки и добычи на данном месторождении. При этом в начальный период добычи штрафные санкции могут не применяться, но устанавливаются ограничения на объемы сжигания газа. Например, в Альберте существовало ограничение: в течение месяца с одной скважины не может быть сожжено более 500 тыс. $м^3$ газа (позднее норматив был сокращен до 300 тыс. $м^3$ газа).

После того, как принята данная стратегия (оптимальной разработки и добычи на месторождении), разработка ведется в соответствии с «общепринятой» практикой добычи (good production practice). При этом уже ограничения на добычу и штрафные санкции по сжиганию не применяются (если разработка действительно соответствует принципам данной практики).

2.1.5. Казахстан

Опыт Казахстана представляется особенно интересным для России по следующим причинам:

- система сбора и утилизации НПГ во многом формировалась в рамках плановой экономики (с ориентацией на относительно крупные проекты);
- вплоть до настоящего времени Казахстан идет несколько впереди России в вопросах развития законодательства в НГС в целом и в вопросах утилизации НПГ, в частности;
- общий вектор движения в политике России по проблемам утилизации НПГ во многом схож с тем, что делалось и делается в Казахстане.

В Казахстане законами «О нефти» и «О недрах и недропользовании» и их последующими редакциями введен запрет на промышленную эксплуатацию нефтегазовых месторождений без утилизации попутного газа. Благодаря этому удалось существенно увеличить уровень переработки НПГ, построить и ввести в эксплуатацию ряд новых газоперерабатывающих мощностей, привлечь инвестиции в рамках международных проектов [Пчелинцев, 2007].

В соответствии со статьей 30-5 Закона Республики Казахстан «О нефти» от 28 июня 1995 г. № 2350, с учетом внесенных изменений и дополнений, Законом РК от 14 октября 2005 г. № 79-III «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам недропользования и проведения нефтяных операций в Республике Казахстан» сжигание попутного газа в факелах запрещается, за исключением случаев аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среде.

«Статья 30-5. Утилизация, сжигание попутного и (или) природного газа

1. Без утилизации попутного и (или) природного газа промышленная разработка нефтегазовых месторождений запрещается.

2. Сжигание попутного и (или) природного газа в факелах запрещается, за исключением случаев аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среде.

2-1. Действие пунктов 1 и 2 настоящей статьи не распространяется на подрядчиков, осуществляющих нефтяные операции по контрактам на недропользование по состоянию на 1 декабря 2004 года, до завершения сроков реализации программ по утилизации попутного и (или) природного газа, если они:

были утверждены (согласованы) в государственном органе до 1 декабря 2004 года;

будут разработаны и согласованы в компетентном органе и в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды до 1 июля 2006 года.

При этом сжигание попутного и (или) природного газа в факелах допускается по разрешению уполномоченного органа по изучению и использованию недр и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды либо в случае аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среде.

3. В исключительных случаях допускается с разрешения уполномоченного органа по изучению и использованию недр и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды сжигание попутного и (или) природного газа при испытании скважин и попутного газа при пробной эксплуатации месторождений с общим сроком, не превышающим трех лет.

4. В случае сжигания попутного и (или) природного газа без разрешения уполномоченного органа по изучению и использованию недр и без согласования

с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в соответствии с пунктом 3 настоящей статьи подрядчик обязан в течение десяти дней письменно уведомить уполномоченный орган по изучению и использованию недр и уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о таком сжигании. Такое уведомление должно содержать причины, по которым произошло сжигание попутного и (или) природного газа, и сведения об объемах сожженного газа.»

Таким образом, нормативными документами республики только в исключительных случаях разрешено сжигать газ при пробной эксплуатации месторождений. Правительство Казахстана усиливает контроль за объемом добычи и сжигаемого попутного газа и строго требует от недропользователей выполнения контрактных обязательств по утилизации газа. Правительство Казахстана намерено и в дальнейшем ужесточить требования по экологической безопасности и минимальному воздействию на окружающую среду.

С целью комплексного и оперативного рассмотрения разрабатываемых подрядчиками Программ по утилизации попутного газа приказом Министерства энергетики от 18 января 2006 г. № 21 создана рабочая группа по рассмотрению и согласованию Программ с включением в состав групп представителей заинтересованных органов (Министерство охраны окружающей среды, Министерство по чрезвычайным ситуациям, Комитет геологии и недропользования Минэнерго). За период с 15 февраля по 22 июня 2006 г. проведено шесть заседаний Рабочей группы, всего за этот период рассмотрены Программы 45 недропользователей. В представленных Программах утилизации на период 2006–2009 гг., как правило, проводились экономические и технические расчеты по нескольким вариантам. На рассмотрение принимались и за основу были приняты варианты, предусматривающие утилизацию попутного газа в наибольшем объеме и в кратчайшие сроки.

Таким образом, в соответствии с требованиями Закона РК «О нефти» и с учетом корректировки сроков реализации предусмотренных мероприятий по утилизации попутного газа, а также согласно внесенным предложениям недропользователей было достигнуто снижение объемов сжигаемого газа от первоначально предложенных недропользователями объемов в среднем на 25% в год. В соответствии с утвержденными Рабочей группой программами сжигание газа по республике будет ежегодно сокращаться. Так, в 2004–2005 гг. в факелах сжигалось порядка 2,7 млрд $м^3$ газа в год. Резкое снижение объемов сжигаемого газа ожидается с

2008 г. – 524 млн м^3, в 2009 г. – 430 млн м^3, а с 2010 г. будут сжигаться только технологически неизбежные, допускаемые законом объемы сжигания газа в определенных ситуациях – при опробовании скважин, пробной эксплуатации месторождений, в аварийных случаях [Толумбаев, 2006].

Первый закон «О нефти» (1995 г.), где запрет на сжигание НПГ был установлен, вызвал массовое отторжение со стороны нефтяных компаний, которые заявляли (и они оказались правы), что данная мера существенно сократит инвестиции в разработку новых месторождений и не приведет к эффективному использованию НПГ из-за невозможности быстро отвлечь значительные финансовые ресурсы на реализацию технологически непроработанных проектов. Затем была создана новая, более гибкая система, логическим завершением которой явилось принятие нормативных государственных актов, определяющих процедуру получения нефтяными компаниями разрешений на сжигание попутного газа, также порядок разработки, согласования и утверждения Программ по утилизации НПГ на конкретных объектах.

Всем участникам рынка было выделено время на разработку программ по утилизации НПГ. В рамках программы каждый недропользователь должен был определить для себя наиболее эффективные механизмы переработки НПГ, найти оптимальные технологические решения для каждого месторождения, и принять решение о том, будет ли он утилизировать газ сам, или отдаст весь этот процесс на «аутсорсинг». Программа с перечнем мероприятий и планом ввода новых газоперерабатывающих мощностей проходила защиту и утверждение на межведомственной комиссии Министерства минеральных ресурсов, Комитета по недрам и Министерства экологии РК.

Начиная с момента утверждения такой программы и выдачи временного разрешения на сжигание НПГ по конкретным объектам, устанавливается определенный график по выполнению мероприятий по утилизации газа, который компания должна строго выполнять, представляя в компетентный орган ежемесячные отчеты о выполнении своих обязательств. Если же недропользователь продолжает сжигать газ, государство применяет к нему экономические санкции. Напротив, реализуя проекты переработки НПГ по созданию газохимических и газоперерабатывающих производств, выработке тепловой и электрической энергии, инициа-

тор проекта имеет возможность получить государственные инвестиции и налоговые преференции при соблюдении соответствующих условий[1].

В Казахстане существует два вида штрафов. Первый касается НПГ как углеводородного сырья: государство исходит из того, что НПГ – это сырье, из которого можно произвести определенный набор продуктов. Поэтому, если недропользователь сжигает НПГ, он должен возместить государству ущерб в размере стоимости тех продуктов, которые он мог бы произвести из НПГ того объема и состава, который сжег. Размер штрафов оценивается на основе мировых цен и для крупных компаний может исчисляться десятками миллионов долларов в год.

Если компания не хочет платить такой огромный штраф, есть другой путь – снизить добычу нефти до уровня разрешенного сжигания попутного газа на данном временном отрезке. Но, поскольку зависимость между добычей нефти и НПГ практически прямая, речь идет об адекватном сокращении добычи нефти. Очевидно, что оба этих пути выведут нефтяную компанию из зоны рентабельного бизнеса.

Второй вид штрафов является платой за загрязнение окружающей среды. Такие штрафы рассчитываются по количеству выбросов загрязняющих веществ в зависимости от класса опасности веществ и превышения норм допустимых выбросов при сжигании НПГ [Пчелинцев, 2007].

Современное состояние нормативно-правового регулирования процессов утилизации НПГ в Казахстане характеризуется детальным описанием требуемых действий недропользователей и регуляторов, процедур принятия решений. Это относится, например, к процедурам одобрения разрешений на временное сжигание НПГ. Инструкция по выдаче разрешения на сжигание попутного и природного газа (далее – Инструкция) утверждена приказом министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан 2 февраля 2006 г. № 43. Ее требования являются обязательными для всех хозяйствующих субъектов, независимо от формы собственности, в том числе и для иностранных и совместных

---

[1] **Проблемы** утилизации попутного нефтяного газа для нефтяных компаний // Материалы компании «Новые газовые технологии – Менеджмент». – Режим доступа www.ngt-m.ru.

предприятий, осуществляющих нефтяные операции на территории Республики Казахстан[1].

Во всех случаях, за исключением аварийных случаев, сжигание попутного и природного газа в факелах допускается только по разрешению уполномоченного органа по изучению и использованию недр и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды (регулятора). В случае сжигания попутного и природного газа без разрешения регулятора при испытании скважин и пробной эксплуатации месторождений подрядчик в течение десяти дней должен письменно уведомить регулятора о причинах и количестве сжигаемого газа.

В соответствии с Инструкцией, недропользователь должен разрабатывать Программу по утилизации попутного и природного газа (далее – Программа утилизации газа) в соответствии с проектным документом на разработку месторождения и рабочей программой к контракту с рассмотрением всех возможных вариантов утилизации попутного и природного газа с технико-экономическими расчетами и графиком ее реализации. Под утилизацией попутного и природного газа в Инструкции понимаются все производственные мероприятия, направленные на исключение сжигания газа на факелах, а именно: использование газа для собственных технических и технологических нужд, выработку и реализацию электроэнергии, переработку и реализацию продуктов переработки газа, закачка газа или продуктов его переработки в пласт для хранения, а также поддержания пластового давления. Не допускается составление технико-экономического обоснования на утилизацию газа без учета технико-экономических характеристик утвержденного или рекомендуемого варианта разработки месторождения.

В **Программе** утилизации газа, согласно Инструкции, необходимо содержание следующих основных разделов:

- общие сведения о месторождении: место расположения; запасы углеводородов; физико-химические свойства нефти и газа; имеющаяся инфраструктура; информация по оценке запасов нефти и газа; текущее состояние объектов использования газа;
- цели и задачи проекта разработки месторождения; основные положения утвержденного варианта разработки, выписка из протокола заседания центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений; имеющиеся

---

[1] Сайт газеты «Казахстанская правда». – Режим доступа: http://www.kazpravda.kz.

мощности по подготовке нефти и утилизации газа; газовый фактор и прогнозы добычи нефти и газа; технико-экономическое обоснование выбора варианта утилизации газа;

- оценка ресурсов и компонентного состава газа; обоснование расхода газа на собственные нужды; основные критерии выбора технологии утилизации газа; возможные варианты утилизации газа; сравнительный анализ вариантов утилизации газа; применяемое технологическое оборудование по вариантам утилизации газа; план-график реализации мероприятий утилизации газа по каждому варианту; экологические аспекты реализации Программы утилизации;
- оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании газа на факелах по компонентам и по годам реализации программы; расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ по вариантам утилизации газа; приложения (графические материалы, таблицы и проведенные расчеты).

Разрешение на сжигание газа выдается территориальным органом по изучению и использованию недр по согласованию территориального органа в области охраны окружающей среды. При этом должна соблюдаться следующая последовательность (процедура):

1) недропользователь подает заявку (в заявке указываются причина и обоснование необходимости сжигания газа, объем сжигаемого газа) на рассмотрение территориальному органу в области охраны окружающей среды, а затем в территориальный орган по изучению и использованию недр для получения разрешения на сжигание газа до наступления следующего календарного года;

2) после согласования территориальным органом в области охраны окружающей среды решение о выдаче разрешения на сжигание газа принимается территориальным органом уполномоченного органа по изучению и использованию недр.

При опытно-промышленной разработке месторождений на рассмотрение территориального органа в области охраны окружающей среды для получения согласования недропользователем должны предоставляться следующие документы:

– протокол утверждения Программы утилизации газа в компетентном органе;

– информация о технической оснащенности промыслов приборами учета добываемого и сжигаемого газа;

– информация о результатах производственного мониторинга за состоянием окружающей среды;

– выписка из утвержденного проекта разработки месторождения с программой утилизации газа и с графиком ее реализации;

– протокол ЦКР об утверждении проекта разработки месторождения (до утверждения Программы утилизации газа);

– информация о добыче и сжигании газа за истекший период;

– информация о планируемых объемах добычи нефти и газа и сжигания газа на заявляемый год;

– информация о текущем состоянии работы газоперерабатывающего завода и об объемах продукции переработки, газотурбинной станции, нагнетании

газа в пласт для поддержания пластового давления, работы систем газлифтного способа добычи нефти;

– заключение государственной экологической экспертизы на проектные технологические документы по эксплуатации данного месторождения углеводородов;

– данные об источниках (факелах) непрерывного производственного сжигания газа, предусмотренных проектом и связанных с аварийными ситуациями, необходимыми из соображений безопасности производства и фактически действующих на текущее время;

– протокол согласования годового плана добычи углеводородов на запрашиваемый год с уполномоченным органом по изучению и использованию недр.

После согласования с территориальным органом в области охраны окружающей среды на рассмотрение территориального органа по изучению и использованию недр кроме перечисленных выше документов представляется также заключение территориального органа уполномоченного органа по чрезвычайным ситуациям.

Согласно Инструкции, после рассмотрения представленных материалов территориальным органом по изучению и использованию недр выдается временное разрешение на сжигание газа сроком не более одного года. В разрешении указывается объем сжигаемого газа, который определяет норму потери полезного ископаемого. Территориальный орган по изучению и использованию недр, выдающий разрешение на сжигание газа, ведет учет и регистрацию выданных разрешений. Решение о продлении срока действия разрешения на сжигание газа может приниматься регулятором после рассмотрения отчета недропользователя по результатам проведенных работ по Программе утилизации газа, а также при условии соблюдения недропользователем законодательства о недрах и недропользовании и выполнения лицензионно-контрактных условий. Объем сжигаемого газа, произведенный без разрешения регулятора, а также объем сжигаемого газа, превышающий разрешенный объем газа, согласно Инструкции, должен считаться ущербом, который подлежит возмещению государству в порядке, установленном законодательными актами Республики Казахстан. В случае невыполнения или срыва сроков реализации Программы утилизации газа, выданное разрешение на сжигание газа отзывается с одновременным предъявлением претензий и подачей иска в судебные органы по взысканию штрафа за нерациональное использование недр.

Одним из элементов системы мер, направленных на эффективное использование НПГ, должно стать стимулирование развития перерабатывающих мощностей – ГПЗ, нефтехимиче-

ских производств. Казахстан имеет определенный опыт и в этой сфере.

Развитие нефтегазохимических производств, ориентированных на выпуск высокотехнологичной продукции, в Казахстане определено как приоритетное направление развития нефтяной и газовой отрасли. Газоперерабатывающие мощности в 2006 г. составляли около 8 млрд $м^3$/год. Планируется, что к 2010 г. суммарные мощности по переработке газа в стране увеличатся на 28 млрд $м^3$, т.е. более чем в 3 раза.

Развитие переработки газа стимулируется и налоговыми механизмами. В соответствии с Налоговым кодексом, инвестиционные налоговые преференции предоставляются по корпоративному подоходному налогу, земельному налогу и налогу на имущество. Инвесторы могут получить освобождение от уплаты корпоративного подоходного налога либо право на дополнительные вычеты из совокупного годового дохода. Одновременно инвесторы могут рассчитывать на освобождение от уплаты налога на имущество по вновь введенным в эксплуатацию объектам, а также на освобождение от уплаты земельного налога по земельным участкам, используемым для реализации инвестиционного проекта [Налоги…, 2007].

Как правило, срок действия преференций по корпоративному подоходному налогу, земельному налогу, налогу на имущество не превышает 5 календарных лет. Например, Закон Республики Казахстан от 29 ноября 2003 г. № 500 «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам налогообложения» определил особенности налогообложение организаций, осуществляющих деятельность в нефтехимической промышленности[1].

К организациям, осуществляющим деятельность в нефтехимической промышленности, на которые распространяется действие льготной системы, относятся организации, соответствующие одновременно следующим условиям:

- прошедшие государственную регистрацию в период с 1 января 2004 г. по 31 декабря 2007 г.;
- объекты производственного назначения (с полным технологическим циклом) которых приняты в эксплуатацию государст-

---

[1] См.: **Ведомости** Парламента Республики Казахстан. 2003. № 21–22, ст. 160; «**Казахстанская** правда» от 4 декабря 2003 г. № 348–349.

венными приемочными комиссиями в период с 1 января 2004 г. по 31 декабря 2007 г.;

- не менее 90% совокупного годового дохода составляют доходы, подлежащие получению (полученные) от реализации товаров собственного производства, основанного на переработке продукции из нефти и (или) газа, добываемых из недр Республики Казахстан, по видам деятельности, определяемым Правительством;
- объем инвестиций в объекты производственного назначения составляет не менее определенных сумм, установленных законом о республиканском бюджете на соответствующий финансовый год.

При определении суммы корпоративного подоходного налога, подлежащей уплате в бюджет, сумма исчисленного корпоративного подоходного налога уменьшается на 100%. Уменьшение суммы налога применяется также при исчислении сумм авансовых платежей по корпоративному подоходному налогу.

В случае несоблюдения указанных условий доходы организаций, осуществляющих деятельность в нефтехимической промышленности, подлежат налогообложению в общеустановленном порядке.

2.1.6. Особенности решения проблемы утилизации газа зарубежными странами

Подходы разных стран в вопросах утилизации НПГ, как и в случае России, несут на себе отпечатки исторического пути развития нефтегазовой отрасли. При этом ни в одной из упомянутых выше стран проблемы добычи газа и добычи нефти не рассматривались изолированно и независимо друг от друга. С точки зрения определения направлений развития газовой отрасли России интересным представляется подход, реализованный в Нидерландах: перевод выработанных крупных месторождений в статус регуляторов с предоставлением приоритета поставок газа в газотранспортную систему в базовом режиме новым, менее эффективным объектам. Тем самым, решается проблема экономической эффективности добычи газа на более мелких и более сложных месторождениях. При этом следует заметить, что такой подход справедлив только в случае, если цены на газ на рынке выше издержек добычи и транспортировки газа с более сложных и менее эффективных месторождений.

Норвежский опыт свидетельствует о том, что залогом успеха в вопросах утилизации попутного газа является ясная и продуманная политика по сжиганию газа в факелах, тщательная оценка планов разработки месторождений, выработка четких процедур по регулированию сжигания и выброса НПГ в атмосферу, а также сотрудничество между правительством и нефтяными компаниями.

Изучение зарубежного опыта и законодательства по вопросам утилизации НПГ не дает прямых ответов на вопросы приоритетности доступа СОГ к ГТС. В странах с рыночной экономикой повсеместно действующим принципом доступа к ГТС для всех производителей газа является принцип недискриминационности без явно выраженных приоритетов. Приоритеты доступа к трубопроводам (и другим объектам инфраструктуры) обычно определяются правилом «first come, first served» (т.е. обслуживается первым тот, кто пришел раньше). Но действие этого правила обеспечивается: 1) отсутствием принципиальных различий между источниками газа (например, в США 80% всего добываемого газа, включая природный и нефтяной, перерабатывается на ГПЗ) и 2) наличием достаточных резервов пропускной способности ГТС (9–10% и более). Второе из названных обстоятельств играет решающую роль в вопросе балансировки объемов подачи газа в «трубу» и пропускных способностей ГТС, снимая остроту проблемы, а точнее говоря, снимая саму проблему.

В целом зарубежный опыт свидетельствует, что регулирование играет важнейшую роль для повышения степени утилизации НПГ. Эксперты Всемирного банка [Regulation, 2003], анализируя опыт целого ряда государств, дают ряд рекомендаций, среди которых наиболее актуальны для России следующие:

- регулятор должен иметь четко обозначенную сферу ответственности и не пересекаться с другими органами;
- процессы принятия решений и процедуры получения одобрений регулятора о сжигании и утилизации НПГ должны быть ясными, транспарентными и эффективными;
- обстоятельства, когда недропользователи могут сжигать НПГ без предварительного одобрения регулятора, должны быть четко определены;
- системы измерения и отчетности должны гарантировать адекватность и достоверность информации, получаемой регулятором;

• регулятор должен иметь эффективные механизмы мониторинга и контроля процессов утилизации и сжигания НПГ, а также адекватные меры принуждения к выполнению норм и правил недропользования;

• налоговая политика в НГС должна учитывать степень утилизации НПГ (стимулировать наиболее эффективное использование ресурсов НПГ);

• важнейшее значение имеет структура рынка газа – возможности выхода производителей СОГ на конкурентные рынки; при этом особое значение играет недискриминационный доступ к ГТС и потребителям добытой продукции.

2.2. Роль проектов и программ утилизации нефтяного попутного газа

2.2.1. Программы утилизации нефтяного газа в процессе лицензирования прав на пользование недрами

Механизмы государственного регулирования в рамках лицензионных процедур во многом связаны с механизмами принуждения (в отличие от механизмов стимулирования), направленными на повышение уровня утилизации НПГ. При этом один из основных рычагов государства – угроза ограничения, приостановления или прекращения прав на пользование недрами.

В рамках положений Закона РФ «О недрах» государство имеет определенные юридические меры воздействия, позволяющие обязать недропользователей проводить работы по утилизации попутного газа. Основания к этому содержатся, например, в ст. 8 «Ограничение пользования недрами»: *«Пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения национальной безопасности и охраны окружающей природной среды».*

Основными требованиями по рациональному использованию и охране недр (ст. 23 Закона РФ «О недрах») в том числе являются:

• обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;

• обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

• достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых.

В случае нарушения требований по рациональному использованию и охране недр право пользования недрами может быть ограничено, приостановлено или прекращено уполномоченными государственными органами. Однако на сегодняшний день в законодательстве существует лишь косвенный запрет на сжигание попутного газа в факелах. В частности, в действующем законе «О недрах» указывается на необходимость обеспечения *«наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов»*. При этом нормы технологических потерь нефти и газа утверждаются по фактически сложившимся условиям для недропользователей в целом, в отрыве от конкретных геологических условий месторождений, проектов разработки и лицензионных соглашений.

Федеральным законодательством фактически не предусматривается включение в лицензионные соглашения специальных программ по утилизации НПГ, поэтому действующие сегодня лицензионные соглашения, как правило, не содержат соответствующих программ. Технологические проектные документы по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений не содержат обязательных разделов и программ по использованию НПГ, а технические задания на проектирование разработки не согласовываются с органами государственного геологического контроля. Как правило, в настоящее время уровень использования НПГ, заложенный в лицензионном соглашении, не нормируется никакими документами и часто устанавливается на планке 95%, исходя из традиционно сложной экологической ситуации в районах добычи нефти.

Характерна ситуация в крупнейшем нетедобывающем регионе России – ХМАО [ПНГ…, 2007]. По состоянию на 2007 г. из 304 лицензионных соглашений за последние 2 года только в половину внесены дополнения и изменения. В результате у компаний нет обязательств перед государством по утилизации НПГ.

В 9 лицензионных соглашениях утвержден показатель утилизации в диапазоне 95–100%, в 124 – от 40 до 95%, в 21 – до 40%. Кроме того, на сегодняшний день не выполняется в полной мере еще один пункт действующего закона «О недрах», в котором говорится, что компании обязаны обеспечивать *«достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых»*.

В этих условиях вполне логичным выглядит инициатива Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам ХМАО. С целью повышения уровня утилизации НПГ каждой нефтяной компании было предложено разработать «Программу обеспечения выполнения условий лицензионных соглашений в части рационального использования нефтяного газа на 2004–2008 гг.». На рассмотрение в Департамент были представлены такие Программы от 34 нефтяных компаний.

Основными направлениями программ являются:

- формирование новых элементов сбора и транспортировки нефтяного газа на месторождениях, где в настоящее время отсутствует инфраструктура его использования;
- реконструкция и расширение действующих систем сбора на разрабатываемых месторождениях вследствие изменения динамики добычи нефти и газа, состояния объектов обустройства и потребности в нефтяном газе;
- формирование и развитие малой энергетики на промыслах посредством строительства газотурбинных и газопоршневых электростанций;
- реконструкция и новое строительство объектов сепарации и подготовки нефтяного газа, факельного хозяйства, котельных, подогревателей.

Таким образом, на сегодняшний день в законодательстве существует лишь косвенный запрет на сжигание попутного газа в факелах. Действующие лицензионные соглашения во многих случаях не содержат программ по утилизации НПГ.

В настоящее время в органах власти формируются более жесткие и более конкретные требования по утилизации НПГ. Разработка и реализация подготовленных недропользователями программ по утилизации НПГ является целесообразным шагом, который позволяет сделать это компаниям в опережающем порядке

(поскольку компании сами разрабатывают и формируют программы) и, тем самым, избежать (смягчить) претензий со стороны государственных регулирующих органов.

Программы утилизации НПГ, реализуемые компанией ТНК-ВР. Одной из компаний, которые последовательно и планомерно реализуют программы утилизации НПГ в настоящее время, является ТНК-ВР. В деятельности этой компании условно можно выделить четыре направления:

- программа «Газ», в рамках которой планируется улучшение экологической обстановки в регионах присутствия путем повышения коэффициента утилизации НПГ;
- реализация специально разработанного проекта «Малая энергетика», в соответствии с которым вводятся газотурбинные электростанции, которые обеспечивают энергией нужды нефтяников и близлежащих населенных пунктов;
- процессы утилизации НПГ в рамках созданного совместного предприятия ТНК-ВР и «СИБУР Холдинга»;
- развитие сотрудничества ТНК-ВР с ОГК-1 и реализация совместного инвестиционного проекта по строительству новой парогазовой установки на Нижневартовской ГРЭС.

Программы утилизации НПГ компании ТНК-ВР на 2007–2011 гг. предусматривают следующие мероприятия [Музлова, 2007]:

1) развитие газосборной сети – проектирование и строительство более 1000 км газопроводов; проектирование и строительство более 20 компрессорных станций;

2) строительство газотранспортной инфраструктуры – газопровод НПГ от Бахиловской компрессорной станции до Белозерного ГПЗ; газопровод НПГ от Каменного участка до Красноленинского ГПЗ; напорные газопроводы СОГ;

3) создание новых газоперерабатывающих мощностей, а именно:

– расширение Нижневартовского и Белозерного ГПЗ в рамках совместного предприятия с ОАО «СИБУР Холдинг»;

– строительство второй очереди Зайкинского ГПЗ (Оренбургская область);

– строительство установки комплексной подготовки газа на Покровской группе месторождений (Оренбургская область);

– полная загрузка и возможное расширение Красноленинского ГПЗ (Нягань);

– строительство установок переработки НПГ на Верх-Тарском (Новосибирская область) и Верхнечонском месторождениях (Иркутская область);

– строительство газотурбинных электростанций на Ванькорском месторождении (ХМАО) и Бобровской группе месторождений (Оренбургская область);

– строительство третьего блока Нижневартовской ГРЭС [Фергюсон, 2007].

Таблица 2.1

Динамика финансирования мероприятий, предусмотренных программами утилизации НПГ компании ТНК-ВР, млн долл.*

Объект	2007	2008	2009	2010	2011	Итого
Нижневартовск						
Строительство объектов инфраструктуры по сбору газа	9	62	156	76	12	315
Расширение мощностей «Юграгазпереработка» (СП с «СИБУРом»)**	20	37	141	100	15	314
Строительство третьего блока Нижневартоской ГРЭС	45	65	110	–	–	220
Оренбургская обл.						
Системы сбора газа на Покровской группе	24	60	3	–	–	87
Система сбора газа и ГТС на Бобровской группе	8	13	–	–	–	21
Система сбора газа и расширение Зайкинского ГПЗ	20	55	44	–	–	119
Установка переработки НПГ и трубопровод на восточной группе	2	20	17	–	–	38
Нягань						
Строительство газопровода Каменное – Южное	16	36	10	–	–	62
Строительство газопроводной системы Южное – Красноленинский ГПЗ	–	45	22	–	–	67
Новосибирская обл.						
Строительство установки переработки НПГ на Верх-Тарском месторождении	28	41	–	–	–	68
ВСЕГО	170	433	505	176	27	1311

* См.: [Музлова, 2007].

** Доля ТНК-ВР в совместных предприятиях.

За период 2007–2011 гг. инвестиции в программы утилизации НПГ составят 1,3 млрд долл., а за счет реализации проектов будет дополнительно сдано на переработку 10 млрд м^3 НПГ с последующим производством около 8 млрд м^3 сухого газа, 3 млн т ШФЛУ и другой продукции газопереработки (табл. 2.1). Дополнительные налоговые отчисления за пять лет составят более 350 млн долл.

2.2.2. Система мониторинга за выполнением лицензионных соглашений в части утилизации нефтяного газа

Кардинальные изменения в экономической и правовой сферах недропользования, произошедшие в России, слабо затронули систему мониторинга и контроля за выполнением условий освоения и разработки месторождений. Контроль преимущественно осуществляется на основе нормативных актов, принятых в конце 1980-х – начале 1990-х годов, и не отвечает современным условиям и задачам недропользования и государственного регулирования. Поэтому в настоящее время создается новая система мониторинга, которая позволит объективно оценить, насколько эффективно и рационально компании используют переданные им по лицензионным соглашениям запасы полезных ископаемых, насколько четко выполняются изложенные в документах обязательства по геологическому изучению нефтяных и газовых залежей [Смолин, 2007][1].

В современных условиях одна из наиболее эффективных систем мониторинга и контроля процессов освоения ресурсов УВС в России была создана в ХМАО (в рамках системы управления ресурсами), которая в том числе включала межведомственные комиссии с участием федеральных и региональных органов власти [Законодательство…, 2007]. Одна из важнейших таких комиссий – комиссия по комплексным проверкам выполнения условий лицензионных соглашений. Однако начиная с 2002 г. статус и полномочия данных комиссий стали иметь рекомендательный характер (в связи с фактической отменой принципа «двух ключей»).

---

[1] См. также **Сай С.** Где конкуренция – там нарушения // Российская газета. Специальный выпуск «Природные ресурсы», 2006, 16 февраля.

При проведении комплексных проверок выполнения условий лицензионных соглашений при пользовании недрами на территории Ханты-Мансийского автономного округа наиболее часто отмечается невыполнение недропользователями следующих условий данных соглашений и проектных решений по освоению запасов углеводородного сырья:

– недропользователями не выполняются сроки, установленные в лицензионных соглашениях, по пересчету запасов углеводородов;

– разработка месторождений без действующей проектной документации либо с истекшим сроком действия;

– несоответствие проектных и фактических показателей разработки месторождений;

– невыполнение объемов эксплуатационного бурения на месторождениях;

– невыполнение объемов утилизации попутного нефтяного газа.

В целом же по нефтедобывающей промышленности работа по мониторингу использования ресурсов НПГ системным образом не организована. Существующий при этом правовой вакуум заполняется решениями, которые принимаются на региональном уровне.

Таким образом, федеральным законодательством фактически не предусматривается включение в лицензионные соглашения специальных программ по утилизации НПГ, поэтому действующие сегодня лицензионные соглашения на право пользования недрами, как правило, их не содержат. Для преодоления данных проблем необходимо разработать и законодательно утвердить порядок отражения условий по утилизации НПГ в лицензионных соглашениях на право пользования недрами.

В современных условиях происходит усиление системы государственного регулирования, в том числе в вопросах мониторинга и контроля процессов освоения недр. В условиях усиления системы государственного регулирования компаниям целесообразно в опережающем порядке (основываясь на внутрикорпоративных стандартах) осуществлять шаги и мероприятия, направленные на повышение степени утилизации НПГ.

2.3. Позиции государственных органов власти по вопросам утилизации попутного газа

2.3.1. Характеристика позиций государственных органов власти и экспертных сообществ по проблемам, связанным с утилизацией попутного газа

- ***Позиция по вопросу об утилизации НПГ***[1]

Позиция *Министерства природных ресурсов* (МПР) в целом направлена в первую очередь на усиление государственного контроля за соблюдением законодательства в области недропользования. В том числе это касается и регулирования вопросов использования (утилизации) нефтяного попутного газа. Законодательные предложения МПР по вопросу утилизации НПГ направлены на устранение пробелов, существующих в действующем законодательстве.

По инициативе МПР, в новый проект закона «О недрах» включен раздел, в котором представлены основные принципы государственной политики в области использования НПГ. Позиция МПР заключается в том, что при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений главную роль должны играть технические проекты. Эти проекты обязательно должны содержать разделы, в которых подробно представлены все аспекты использования НПГ, и согласовываться с органами государственного контроля. При этом в технических проектах на разработку месторождений необходимо прописать запрет на сжигание НПГ и возможности его

---

[1] Документы и источники:

МЭРТ – Концепция развития рынка газа, 2002 (Режим доступа www.economy.gov.ru); Минпромэнерго – Постановление Правительства «О проведении эксперимента по продаже газа по свободным (договорным) ценам», 2005 (Режим доступа www.minprov.gov.ru); ФАС – проект Постановления Правительства РФ «Об обеспечении недискриминационного доступа к газотранспортным системам в Российской Федерации», 2002 (Режим доступа www.fas.gov.ru); ФСТ – Методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, 2005 (Режим доступа www.fsrf.ru); Модель рынка газа (Базовые положения). – Некоммерческое Партнерство «Координатор рынка газа» (НП КРГ), 2004 (Режим доступа www.k-r-g.ru); РГО (Комитет по энергетике, транспорту и связи ГД РФ) – проект закона «О магистральном трубопроводном транспорте», 2004 (Режим доступа www.gazo.ru).

сжигания, но при определенных условиях, таких как аварийные выбросы.

Таким образом, в целом позиция МПР состоит в том, что в стране должно быть принято решение о запрете сжигания НПГ, которое следует законодательно закрепить в законе «О недрах». В качестве аргумента приводится опыт европейских стран, где законодательно разрешено сжигать не более 3% попутного газа, а также жесткие меры, которые приняты в Казахстане, где в течение трех лет недропользователям предписано погасить все горящие факелы. При этом нормативные акты более низкого уровня должны подробно регламентировать процедуры выполнения недропользователями своих обязательств по утилизации попутного газа.

Основное вниманиė МПР уделяет разработке технических регламентов в сфере использования НПГ, в которых должны быть представлены стандарты и требования: по обеспечению достоверного учета нефтяного газа при его добыче, подготовке и использовании; по соблюдению максимально допустимой величины сжигаемого в факелах нефтяного газа.

Министерства природных ресурсов совместно с Министерством экономического развития и торговли и Минпромэнерго РФ подготовили проект постановления Правительства РФ о включении в лицензионные соглашения на добычу нефти обязательных требований строительства газосборных сетей и мощностей по первичной переработке НПГ вблизи объектов нефтедобычи.

- ***Позиции по вопросу о тарифах на транспортировку газа***

Министерство экономического развития и торговли выступает за сохранение государственного регулирования тарифов на услуги по транспортировке газа.

Федеральная служба по тарифам с 1 июля 2006 г. ввела в действие новую методику формирования тарифов на транспортировку газа, состоящую из двухставочного тарифа. Первая ставка – плата за мощность – основывается на средневзвешенном расстоянии транспортировки газа зонами входа (месторождение) и выхода (субъекты федерации и ПХГ). Предусмотрено 70 зон выхода, и средневзвешенное расстояние рассчитывается для каждой зоны. Вторая ставка определяется на базе фактической транспортировки газа и составляет 20% от общего тарифа.

НП «Координатор рынка газа» выступает за использование единых принципов маршрутизации газа при определении величины транспортных затрат для независимых производителей и предприятий ОАО «Газпром»; за взаимосвязь внутрисистемных тарифов на услуги по транспортировке газа и регулируемых государством тарифов на услуги по транспортировке газа независимых производителей; за увеличение количества ценовых поясов с одновременным приведением уровня регулируемых оптовых цен на газ в соответствие с реальными расходами на его транспортировку.

Российское газовое общество предлагает экономически обоснованный размер тарифов по транспортировке продукции по магистральным трубопроводам рассчитывать исходя из условий раздельного учета расходов по видам деятельности. Основным принципом определения тарифов на транспортировку продукции по магистральным трубопроводам должно являться соответствие экономически обоснованных плановых доходов и расходов эксплуатирующей организации, непосредственно связанных с транспортировкой продукции по магистральному трубопроводу.

- ***Позиции по вопросу о принципах доступа к ГТС***

Федеральная антимонопольная служба для распределения свободных мощностей газотранспортной сети (в случае недостаточности ее для удовлетворения всех заявок) предполагает использовать как принцип пропорциональности, так и принцип «первый пришел, первый получил».

Заявки на получение краткосрочной услуги по транспортировке газа будут удовлетворяться по дате поступления заявки. Заявки на получение долгосрочной услуги по транспортировке газа – пропорционально заявленным объемам транспортировки газа (для первого года получения долгосрочной услуги по транспортировке газа) и пропорционально заявленным объемам транспортировки газа с учетом перспектив развития газотранспортной сети (для последующих годов получения долгосрочной услуги по транспортировке газа). Такое различие объясняется, в первую очередь, необходимостью учета возможностей развития газотранспортной сети в перспективе. При этом сначала организацией-собственником системы газоснабжения принимается решение по заявкам на получение долгосрочной услуги по транспортировке газа, затем с учетом принятых решений – по заявкам на полу-

чение краткосрочной услуги по транспортировке газа. Для обеспечения эффективного использования мощностей газотранспортной сети (в том числе с точки зрения недопущения возникновения ситуаций «простаивания» или недоиспользования газотранспортных мощностей, что особенно важно в условиях их дефицита) Порядком доступа к ГТС закрепляется принцип «используй или теряй» («use-it-or-lose-it»).

В *НП «Координатор рынка газа»* считают, что необходим переход от доступа производителей к доступу как производителей, так и потребителей газа. Необходимо предусмотреть следующие режимы доступа пользователей к ГТС: долгосрочный доступ – на срок более 5 лет (представляет особый интерес для масштабных производителей газа, нуждающихся в гарантированном доступе); среднесрочный доступ – на период до 5 лет (в этом случае доступ может основываться на «квотном» принципе); доступ на основе краткосрочных – до 1 года соглашений, включая доступ, сопровождающий спотовые сделки.

Российское газовое общество выступает за принцип прозрачности взаимоотношений собственников магистрального трубопровода (операторов) и потребителей услуг по транспортировке продукции – посредством определения четкого перечня приоритетных видов поставок, по итогам реализации которых свободная мощность подлежит распределению между потребителями транспортных услуг на равноправной основе, в случае дефицита свободной мощности – пропорционально доле каждого в суммарном объеме заявленной на транспортировку продукции.

В отношении газопроводов свободная мощность определяется как техническая возможность магистрального газопровода по приему и транспортировке газа, имеющаяся в определенный момент времени на определенных участках магистрального трубопровода, за вычетом подлежащих транспортировке объемов газа:

– перемещаемого по территории Российской Федерации в соответствии с вступившими в силу международными договорами и соглашениями Российской Федерации;

– добываемого и (или) производимого собственником этой системы газоснабжения и/или организациями, входящими в систему собственника;

– объемов газа, подлежащих транспортировке согласно договорам с независимыми организациями, действующими на момент определения свободной мощности магистрального газопровода.

• ***Позиции по вопросу об организации биржевой торговли газом***

В рамках проведения эксперимента *Минпромэнерго* по реализации газа на электронной торговой площадке по «схеме 5 + 5» в 2006–2008 гг. ОАО «Газпром» и его аффилированные лица продают до 5 млрд $м^3$, независимые производители – в аналогичном объеме по не регулируемым государством ценам. В соответствии с правилами биржевой торговли ОАО «Газпром» обязан обеспечить доступ независимых производителей газа к ГТС и согласовать маршруты транспортировки топлива еще до начала торгов.

В *НП «Координатор рынка газа»* инструменты спотового рынка, включая биржевые, должны развиваться параллельно и согласованно со всеми остальными компонентами инфраструктуры свободного сектора. Внедрение аукционов на краткосрочные поставки газа является первоочередной мерой на пути развития свободного сектора рынка газа. В таких аукционах должны торговаться для начала ограниченные объемы газа ОАО «Газпром» и эквивалентные объемы независимых производителей. Такие аукционы позволят обеспечить прозрачность торговли, дадут индикацию рыночной цены на газ и могут послужить полигоном для отработки технологий торгов.

• ***Позиции по вопросу о привлечении инвестиций независимых производителей для расширения и модернизации ГТС***

В *Минпромэнерго* считают, что при сохранении государственного контроля за транспортной инфраструктурой, интересы компаний-участников строительства инфраструктурных объектов должны быть защищены возможностью гарантированного доступа к вводимым газотранспортным мощностям на долгосрочную перспективу, причем под обязательным контролем государства.

В *НП «Координатор рынка газа»* полагают, что развитие ГТС является прерогативой собственника этой системы при регламентации его обязанностей, прав и наличии соответствующего механизма компенсации этих расходов со стороны пользователей системы. Однако необходим механизм инвестиционного доступа независимых производителей газа, участвующих в проектах раз-

вития ГТС, исходя из уровня и характера этого участия. В размере тарифа на транспортировку газа целесообразно учитывать инвестиционную составляющую, необходимую для развития сети. Ее формирование должно быть согласовано с процедурами предоставления доступа, построения единой схемы развития ГТС и схемы поставок газа. Необходимо ввести отдельную плату за подключение к ГТС (в некотором смысле это является разовой платой за право использовать входные мощности в газотранспортную систему).

По мнению представителей *Российского газового общества*, основным принципом осуществления капитальных вложений лицами, не являющимися собственниками магистральных трубопроводов, является их возмездность и возвратность. В случае если такие инвесторы являются производителями продукции, одним из условий договора об осуществлении капвложений должно являться преимущественное право доступа к созданным с их участием объектам на срок окупаемости инвестиций.

• ***Позиции по вопросу о принципах балансировки газа и формирования газовых балансов***

В *НП «Координатор рынка газа»* полагают, что потенциальные пользователи системы газоснабжения, нуждающиеся в долгосрочном доступе к ее мощностям, должны заблаговременно обращаться к оператору системы и/или органу, занимающемуся регулированием вопросов перспективных балансов, с долгосрочной заявкой на использование в перспективе мощности ГТС. После выполнения необходимых условий для получения доступа, таких, как обеспечение гарантированных ресурсов газа для поставок, наличие контракта с потребителем на поставку газа, заблаговременное обращение, исполнение обязательств по участию в программах развития мощностей ГТС, данные заявки подлежат удовлетворению. На основе принятых долгосрочных заявок на транспортировку газа, которые обрабатываются на единой основе вместе с заявками и планами субъектов рынка, составляются единые (прогнозные) схемы развития ГТС, схемы поставок газа (схемы потоков газа), прогнозы уровней тарифов

• ***Позиции по вопросу о стандартах раскрытия информации о реальной пропускной способности ГТС***

Федеральная антимонопольная служба в своей деятельности исходит из того, что стандарты раскрытия информации представ-

ляют собой информационные требования обеспечения недискриминационности, потому правила, порядок раскрытия информации и перечень информации, подлежащей раскрытию организацией–собственником системы газоснабжения, должны быть специально зафиксированы в нормативном правовом акте, закрепляющем правила недискриминационного доступа к газотранспортным сетям в Российской Федерации. Информация о реальной пропускной способности ГТС должна быть доступна всем пользователям соответствующих услуг или организациям, желающим получить доступ к ГТС, посредством соответствующей информационной системы (программного обеспечения), к которому они вправе подключиться при взимании установленной организацией–собственником системы газоснабжения платы.

В *НП «Координатор рынка газа»* считают, что обеспечение необходимой информации о реальной пропускной способности ГТС может входить в функции структур, отвечающих за организацию и подержание торговли газом на нерегулируемом рынке.

2.3.2. Обобщающий анализ позиций по вопросу доступа к газотранспортной системе

В настоящее время специфика вопросов недискриминационного доступа к газотранспортной системе отражена в Федеральном законе от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», которым определяются правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в России. В соответствии со ст. 27 указанного закона «организации–собственники систем газоснабжения обязаны обеспечить недискриминационный доступ любым организациям, осуществляющим деятельность на территории Российской Федерации, к свободным мощностям принадлежащих им газотранспортных и газораспределительных систем в порядке, установленном Правительством Российской Федерации».

Порядок доступа к газотранспортной системе ОАО «Газпром» в настоящее время определяется Положением об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе Российского акционерного общества «Газпром», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 14 июля 1997 г. № 858 (в редакции Постановления Правительства РФ от 3 мая 2001 г. № 334). Вместе с тем указанное Положение не достаточно дета-

лизировано, не содержит положения, необходимые для создания равных условий доступа к ГТС для всех субъектов газового рынка. Недостаточный уровень детализации правил функционирования отрасли, а также отсутствие четко прописанных механизмов их реализации создает возможность блокирования принципов защищаемых (декларируемых) нормативными документами. Таким образом, право доступа независимых производителей газа к ГТС, закрепленное действующим законодательством, на практике реализуется на условиях ОАО «Газпром».

В настоящее время государственные регулирующие функции в газовой отрасли в значительной мере переданы «Газпрому». Это в полной мере относится к процедурам регулирования поставок через газовые балансы, вопросам подключения к ГТС новых месторождений, транспорта газа, развития ГТС. В рамках компании разрабатывается и нормативная база – «Положения о порядке подготовки и выдачи разрешений на доступ независимых организаций к ГТС ОАО «Газпром» – внутренние документы, регламентирующие порядок и условия доступа независимых производителей к ГТС. В соответствие с этими документами доступ к ГТС предоставляется «Газпромом»:

- при наличии свободных мощностей на предполагаемый период поставки газа;
- при соответствии качества газа стандартам и техническим условиям;
- при наличии у поставщиков подводящих газопроводов и газопроводов-отводов к покупателям с пунктами учета и контроля качества газа.

На сегодняшний день в условиях отсутствия законодательно закрепленных экономических, технических и информационных требований по обеспечению недискриминационного доступа посредством детальной регламентации процедур заключения договора оказания услуги по транспортировке газа, подсоединения к газотранспортным сетям и стандартов раскрытия информации, ОАО «Газпром» фактически обладает монопольным правом на допуск независимых производителей к ГТС. Такая ситуация позволяет «Газпрому» сохранять размытыми границы между возможным и невозможным, увеличивает диапазон маневра при переговорах с независимыми компаниями и позволяет в том или ином случае решать вопросы доступа к ГТС исходя из сложившейся ситуации. С точки зрения развития самой компании, это,

конечно, плюс, однако для отрасли в целом существующая система доступа к ГТС является действительно серьезной проблемой.

Несмотря на наличие институциональной конкуренции между различными государственными структурами, в настоящее время у органов власти сложился определенный консенсус в понимании того, что проблемы доступа к ГТС «Газпрома» являются одним из ключевых институциональных препятствий для развития газового рынка. Разработанный под эгидой Федеральной антимонопольной службы проект Постановления Правительства РФ «Об обеспечении недискриминационного доступа к газотранспортным системам в Российской Федерации» согласован с Министерством экономического развития и торговли РФ и Министерством промышленности и энергетики РФ и внесен на рассмотрение в Правительство РФ.

Основная цель проекта заключается в совершенствовании механизма недискриминационного доступа к услугам по транспортировке газа по газотранспортным и газораспределительным сетям, а также к услугам по технологическому присоединению к газотранспортным и газораспределительным сетям. Он предусматривает детализацию процедуры оказания услуг транспортировки газа, закрепление принципов и порядка доступа в условиях ограниченной свободной мощности, порядка приема и учета газа, транспортируемого по газотранспортной системе, принципов экономической балансировки объемов газа в газотранспортной системе, порядка предоставления информации, правил технологического присоединения, а также стандартов раскрытия информации.

Проект призван обеспечить баланс между правовыми актами на уровне государства и взаимоотношениями, которые были бы закреплены в договорном порядке между участниками рынка газа. В этой связи основное внимание уделяется детализации всех существенных аспектов доступа к ГТС, чтобы многие вопросы, связанные с доступом к услугам естественных монополий и к услугам коммерческой инфраструктуры на рынках газа, решались автоматически, а не были предметом долгого переговорного процесса и долгих разбирательств либо в антимонопольном органе, либо в судебных органах.

Основная специфика подготовленного ФАС проекта Постановления Правительства РФ, на наш взгляд, состоит в том, что он *ориентирован на работу в условиях рынка, важнейших элемен-*

тов которого в газовой отрасли пока не существует. Одним из камней преткновения в вопросе недискриминационного доступа к ГТС являются расхождения в балансировке газа. В ФАС считают, что система балансов газа соответствующим образом должна быть скорректирована. В частности, необходимо разработать порядок формирования и утверждения перспективного баланса добычи и реализации газа в стране, в котором должно быть предусмотрено формирование ежегодного баланса (он будет являться основой для утверждения тарифов и формирования договорных отношений на рынке газа). Кроме ежегодного, необходимо разрабатывать среднесрочный и долгосрочный балансы (до трех и более лет) для увязки с Энергетической стратегией России и для формирования оптимальных межтопливных отношений.

Решение вопросов доступа к ГТС и балансировки газа обусловлено позициями основных участников и заинтересованных сторон по вопросам развития рынка газа в целом. Еще несколько лет назад реформа газовой отрасли была в числе самых обсуждаемых тем. Монополизм «Газпрома» в части магистральной транспортировки газа рассматривался органами государственной власти (в частности Министерством экономического развития и торговли РФ) как фактор, сдерживающий развитие российской газодобычи. Однако уже более трех лет вопрос о структурных преобразованиях в газовой отрасли ни разу не обсуждался на заседаниях Правительства РФ. Причина, очевидно, не в том, что эта тема стала неактуальной. В настоящее время основным вектором проводимой государством политики является усиление государственного контроля над стратегически важными отраслями. Поэтому в сегодняшних реалиях государство, владея контрольным пакетом акций «Газпрома», не заинтересовано в продвижении решений, ослабляющих его влияние на рынке.

Таким образом, в настоящее время в позиции государственных органов власти по вопросам либерализации доступа к ГТС «Газпрома» существует некоторая двойственность. С одной стороны, государство стремится усиливать свое влияние как администратора, инициируя разработку новых законопроектов, регламентирующих вопросы доступа независимых производителей газа к ГТС, контролируя текущую ситуацию на рынке, выявляя и пресекая нарушения существующего законодательства. С другой стороны, являясь крупнейшим акционером «Газпрома», государство защищает интересы компании как бизнес-структуры, одоб-

ряя сделки «Газпрома» по поглощению независимых газодобывающих организаций, в результате чего предпосылки к появлению в России полноценного газового рынка практически исчезают. Постепенное устранение с рынка независимых компаний ведет к тому, что у государства пропадает необходимость в разработке новых правовых актов, регулирующих деятельность хозяйствующих субъектов, поскольку контролирующие функции государственных органов власти перерождаются в систему сложных иерархических согласований с ОАО «Газпром».

Обращает на себя внимание тот факт, что отсутствует комплексное видение проблем развития газовой отрасли, включая сферу утилизации нефтяного газа. Каждое из ведомств акцентирует внимание на том или ином вопросе, исходя из своей компетенции, и никто не рассматривает проблему в целом. Поэтому проблема утилизации НПГ выпадает из общего контекста и существует сама по себе, вне связи с другими проблемами. Соответственно, когда речь идет о вопросах недискриминационного доступа к ГТС, все ресурсы газа рассматриваются в виде некой общей массы без учета особенностей конкретных источников, в частности НПГ и СОГ, и как следствие, без четкого представления о возможных и необходимых приоритетах.

При рассмотрении вопросов о недискриминационном доступе к ГТС, о рынке газа, акцент делается на процедурно-технической стороне дела, механизмах балансировки, пропорциях двухсекторной модели, стандартах учета. Конечно, все это очень важно и без тщательной проработки этих вопросов система работать не будет. Но при этом из поля зрения выпадают фундаментальные институциональные аспекты проблемы, вытекающие из монопольного положения собственника ГТС. Соответственно, не рассматривается вопрос о принципиальной жизнеспособности предлагаемых процедурно-технических механизмов. Возможно ли бесконфликтное решение вопроса недискриминационного доступа к ГТС в условиях монопольной собственности, тем более что этот монопольный собственник является и крупнейшим производителем газа? Возможно ли в этих условиях формирование дееспособного рынка даже в рамках двухсекторной модели? Пожалуй, только МЭРТ пытается как-то ответить на эти вопросы, но при этом не рассматриваются вопросы: возможно ли в условиях монопольной собственности полноценное развитие ГТС с учетом потребностей экономики (в самом простом смысле – чтобы не

возникало дефицитов пропускной способности), на каких принципах должна функционировать система, как она должна регулироваться.

Таким образом, одной из основных проблем действующего законодательства является недостаточный уровень детализации норм и правил функционирования газовой отрасли, а также отсутствие четких и ясных механизмов их реализации. *На государственном уровне отсутствует комплексное видение проблем развития газовой отрасли, включая сферу утилизации нефтяного газа.* Каждое из ведомств акцентирует внимание на отдельных вопросах, исходя из своей компетенции, и никто не рассматривает проблему в целом. При этом из поля зрения выпадают фундаментальные институциональные аспекты проблемы, вытекающие их монопольного положения собственника ГТС.

2.4. Законодательные предложения по вопросам регулирования утилизации нефтяного газа

2.4.1. Особенности законопроекта «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа»

В 2000 г. Государственной Думой РФ был принят к рассмотрению проект федерального закона «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа», который, по мнению разработчиков, должен:

- обеспечить максимально возможный объем утилизации НПГ и сведение до минимума ущерба окружающей природной среде;
- создать условия для переработки НПГ с целью получения стратегически важных энергоносителей и сырьевых ресурсов для нефтехимической промышленности;
- обеспечить предпосылки для развития российской нефтехимической промышленности, создания новых рабочих мест, улучшения структуры экспорта за счет сокращения доли сырья и увеличения в ней доли продуктов глубокой переработки.

Проектом рассматриваемого закона устанавливаются следующие принципы государственной политики в сфере сбора, промысловой подготовки, транспортировки и переработки НПГ:

– определение уровней использования НПГ и создание механизмов их, соблюдения;

– внедрение экономических подходов к решению задач, создающих условия для обеспечения экологической и промышленной безопасности в процессе использования НПГ;

– создание экономических условий и правовых основ для развития комплекса сооружений для подготовки и транспортировки газа, адекватных уровням использования НПГ, определенных лицензионными соглашениями;

– отнесение работ по утилизации НПГ к природоохранительной деятельности (что должно давать право на применение специального режима налогообложения);

– создание механизмов ценообразования в области использования НПГ, учитывающих интересы организаций на стадиях нефтегазодобычи, газопереработки и использования газохимического сырья.

В лицензионных соглашениях на право пользования недрами законопроект предлагает отразить следующие показатели:

1) уровень утилизации НПГ не ниже 95%;

2) экономические и административные санкции за отступление от проектных решений, повлекшие экологическое загрязнение природной среды и сверхнормативные потери НПГ;

3) экологические нормативы вредных выбросов при разработке месторождений углеводородов;

4) оценки уровня загрязнения окружающей среды, сроки и конкретная программа экологического оздоровления лицензионного участка от техногенного воздействия;

5) право использовать НПГ для собственных технологических нужд в процессе добычи и промысловой подготовки нефти.

При нарушении или не обеспечении уровней использования НПГ, установленных в лицензионных соглашениях, предлагается принимать меры по приостановлению или прекращению действия лицензий на право пользования недрами. Ответственность за превышение экологических нормативов вредных выбросов в ходе разработки месторождений определяется федеральным законодательством, а также законодательством субъектов РФ об охране окружающей природной среды, санитарными нормами и стандартами:

- за сжигание НПГ в факелах при нарушении технического проекта разработки виновные выплачивают штрафы в порядке и размерах, определяемых в законодательном порядке;
- размер штрафа определяется суммой стоимости сверхнормативных потерь и удвоенной ставки платы за недра;
- выплаченные штрафы не освобождают нефтегазодобывающие организации и их операторов от возмещения ущерба, причиненного здоровью человека и окружающей природной среде в результате сжигания НПГ в факелах.

На наш взгляд, данный законопроект не способствует формированию баланса сил на рынке НПГ. Он в большей степени отвечает интересам переработчиков НПГ. В условиях монопольного положения ОАО «СИБУР» принятие данного законопроекта не будет способствовать развитию рассматриваемого сектора экономики. Нефтяные компании не получают экономических стимулов для наиболее рационального использования НПГ. Данный документ «работает» исключительно в сфере административно-правовых отношений и не предусматривает временные рамки действия тех или иных проектных решений.

Проектные решения, принятые на этапе освоения месторождения, не должны иметь силу на этапе снижения и последующего завершения добычи углеводородов. При этом законопроект не рассматривает возможности создания предпосылок для рентабельной добычи, транспортировки НПГ и СОГ.

Законопроект не учитывает интересы нефтегазодобывающих компаний. В частности, в нем не учитываются повышенные затраты на добычу. Например, скважины, добывающие продукцию с высоким содержанием НПГ, обходятся на 20–25% дороже.

Необходим изменяющийся в динамике (в процессе освоения и разработки каждого конкретного месторождения) подход при установлении уровня утилизации НПГ. Например, в первые годы разработки и освоения месторождений (особенно удаленных) невозможно достичь требуемых высоких уровней использования попутного газа. Также и по истечении периода отбора основной части запасов нецелесообразна транспортировка небольших объемов НПГ на ранее предусмотренные расстояния.

2.4.2. Проект нового закона РФ «О недрах» и утилизация нефтяного газа

По мнению МПР, подход к решению проблем утилизации попутного нефтяного газа предусмотрен в проекте нового закона «О недрах». В частности, документ включает раздел, в котором представлены требования к техническим проектам. Этими нормами предписывается обязательное содержание в технологических проектных документах по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений разделов и программ по использованию НПГ, а также согласование технических заданий на проектирование разработки с органами государственного контроля.

Например, согласно проекту закона[1] «в технических (технологических) проектах должны быть указаны:

– объемы работ, сроки их начала и завершения;

– сроки ввода месторождений полезных ископаемых в разработку;

– сроки выхода на проектную мощность;

– технико-экономические требования к разработке месторождения полезных ископаемых (уровни годовой добычи и темпы отбора полезных ископаемых, степень извлечения основных и попутных полезных ископаемых из недр);

– порядок выделения и ввода эксплуатационных объектов;

– мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами;

– мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием участком недр, и охране недр;

– сроки и условия, выполнения работ по консервации и (или) ликвидации горных выработок и скважин и рекультивации земель.

– иные условия рационального использования и охраны недр.»

Согласно проекту нового закона «О недрах», «под промышленной разработкой месторождения (залежи) углеводородов понимается устойчивый технологический процесс извлечения углеводородов и попутных компонентов из недр для дальнейшей их переработки или реализации в соответствии с условиями лицензии на пользование недрами либо договора пользования недрами или соглашения о разделе продукции». При этом «объектом промышленной разработки признается месторождение или залежь углеводородов, эксплуатация которой в соответствии с принятым вариантом разработки признается рентабельной на весь срок его реализации». Важно отметить, что должна учитываться вся совокупность экономических факторов, включая возможность рентабельной разработки с учетом обеспечения определенного уровня утилизации НПГ.

Проект закона определяет дополнительные требования, связанные с вводом месторождения УВС в разработку: «Ввод месторождения (залежи) углеводородов в промышленную разработку допускается, если:

– завершен этап геолого-разведочных работ, и при необходимости проведена пробная или опытно-промышленная эксплуата-

---

[1] **Проект** закона РФ «О недрах». – Министерство природных ресурсов РФ. – Режим доступа www.mnr.gov.ru

ция месторождения, залежей или отдельных поисковых и разведочных скважин;

– по результатам поисковых и разведочных работ произведен подсчет запасов углеводородов, проведена государственная экспертиза запасов углеводородов и попутных ценных компонентов и запасы поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации;

– утвержденный в установленном порядке проект обустройства месторождения предусматривает утилизацию попутного газа».

По нашему мнению, уровни использования НПГ должны жестко контролироваться, но устанавливаться обоснованно в зависимости от конкретных условий каждого месторождения (в том числе стадии его освоения: с относительно низким уровнем в начале освоения). Иначе регулирование утилизации НПГ может существенным образом повлиять на уровень добычи нефти (в сторону его снижения).

Как уже отмечалось, кардинальный подход к решению данной задачи предполагает разработку Федерального закона «О нефти и газе». В России подобный закон рассматривался в 1994–1995 гг., однако не был принят в связи с тем, что в тот период основной акцент в законотворческой работе был сделан на разработку законодательства о соглашениях о разделе продукции. Все ведущие нефтегазодобывающие страны мира, как правило, имеют законы, которые позволяют регулировать специфические отношения, возникающие в процессе поисков, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья и дальнейшего использования получаемой продукции.

Представляется рациональным сначала разработать и принять закон «О нефти и газе». До принятия такого закона регулирование утилизации НПГ целесообразнее осуществлять, например, с использованием поправок и дополнений в действующее законодательство, включая Закон РФ «О недрах», Положение о порядке лицензирования пользования недрами.

2.4.3. Предложения по налогообложению нефтяного газа

В настоящее время нефтяные компании, сжигающие попутный газ, несут ответственность только в рамках неисполнения лицензионных соглашений. МПР выступает с инициативой введения экономических санкций за сжигание НПГ. По мнению

представителей МПР, нынешний размер штрафов не стимулирует нефтяников к активной реализации проектов по утилизации НПГ. На ряде удаленных и мелких месторождений с незначительными ресурсами газа нефтяные компании предпочитают платить штрафы за загрязнение окружающей среды, поскольку отдача от капитальных вложений в развитие инфраструктуры по сбору и доставке НПГ на переработку все равно ниже выплачиваемых штрафов.

Министерство природных ресурсов выступает с предложением пересмотреть налоговую политику по отношению к НПГ. В настоящее время налогообложение попутного газа производится по ставке 0 рублей (*ст. 342 Налогового кодекса РФ*). МПР предлагает введение налога на добычу для попутного газа. Рассматривается две схемы формирования НДПИ на попутный газ. Первая схема предусматривает установление НДПИ на уровне ставки НДПИ на природный газ – 147 руб./тыс. $м^3$. Второй вариант предусматривает установление с учетом содержания жидких углеводородов как суммы НДПИ газовой части НПГ по ставке природного газа и НДПИ жидкой части НПГ в размере 16,5% от ее стоимости. При содержании жидких углеводородов 10–12 кг в тыс. $м^3$ НПГ расчетный размер НДПИ может составить 280–320 руб./тыс. $м^3$. При этом и первая, и вторая схема предусматривают, что добытый НПГ, закачиваемый в нефтяную залежь, НДПИ не облагается. Таким образом, с введением налога на добычу НПГ за его сжигание нефтяные компании будут платить как за добычу сырья. По оценкам МПР это позволит увеличить поступления в бюджет на 8,8 млрд руб.

Другой законопроект был представлен Думой ХМАО–Югры. В нем предлагается внести в главу 26 Налогового кодекса РФ изменения, устанавливающие применение ставки налога на добычу попутного нефтяного газа *равной* 0% налогоплательщиками, выполняющими требования по объемам утилизации попутного газа не менее 95% объема добычи нефтяного газа. В случае если фактические объемы утилизации попутного газа составляют менее 95%, налоговая база при добыче попутного газа определяется как количество добытого и неутилизированного попутного газа в натуральном выражении по участку недр.

В современных условиях предложения по введению налога на добычу для НПГ (к тому же повышенного в случае его сжигания) не представляются обоснованными. Это связано с тем, что

в настоящее время слабо учитываются экономические факторы при определении требований по утилизации в рамках процедур лицензирования. Вполне актуальным представляется поручение министра природных ресурсов Ю.Трутнева о детальной оценке сроков окупаемости и рентабельности проектов по переработке НПГ, данное им на заседании Консультационного совета на тему «О наиболее полном извлечении попутного нефтяного газа», проходившего в 2006 г. Кроме того, не обеспечены гарантированный доступ СОГ к ГТС и достоверный учет добываемого НПГ, а также не в полной мере работают механизмы рыночного ценообразования на газ. Правовые изменения должны носить комплексный характер и затрагивать всю систему законов, направленных на повышение уровня утилизации НПГ. Причем такие законопроекты обязательно должны содержать не только принудительные (штрафные) механизмы, но и стимулирующие.

В перспективе (при выполнении отмеченных выше условий) применение налога на добычу для НПГ может оказаться вполне рациональным с позиций государства, в том числе с точки зрения нефтегазодобывающих регионов, несущих основную часть экологических издержек в связи со сжиганием НПГ. В этом случае НДПИ может быть установлен на часть неутилизированного НПГ – разницу между «лицензионными» объемами утилизации (с учетом экономических факторов и условий) и фактическими объемами утилизированного НПГ. Переход к такой системе должен осуществляться поэтапно: сначала только для новых месторождений (для которых очень тщательно обоснован требуемый уровень утилизации НПГ), а затем – для старых объектов (но только после соответствующего обоснования и пересмотра требуемых уровней утилизации НПГ).

Следует отметить, что налогообложение НПГ (точнее его компонент) имеет место на практике в ряде регионов мира. Например, в канадской провинции Альберта формулы для расчета роялти различаются для ряда компонент добываемого газа: метана, этана, пропана, бутанов и пентанов. Данные формулы к тому же учитывают период открытия ресурсов и уровень цен на УВС. Применение данного подхода в России в ближайшей перспективе представляется маловероятным, в том числе в связи со слабым развитием систем государственного мониторинга и контроля процессов освоения недр, систем учета добываемой продукции.

2.4.4. Введение повышенных штрафных санкций за сжигание нефтяного газа

В современных условиях одним из рисков для НГС является реализация государством решений, которые могут исказить экономические стимулы. Одним из таких примеров является подготовленный в 2007 г. Ростехнадзором России проект изменений в Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 (проект Постановления) в части повышения платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ в составе НПГ, сжигаемого на факельных установках.

По мнению участников круглого стола, проведенного Комитетом по энергетической политике Российского союза промышленников и предпринимателей[1], основные недостатки проекта Постановления заключаются в следующем.

- Финансово-экономическое обоснование проекта Постановления не содержит четкого разъяснения, почему базовая ставка платы за выбросы в атмосферу продуктов сжигания НПГ должна быть повышена по сравнению с существующей в 350 раз (с 10 руб. до 3495 руб. за тонну).
- Расчеты новых ставок экологических платежей основаны на анализе только одного нефтяного месторождения, которое не является репрезентативным по отрасли.
- Введение платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, рассчитываемые по их совокупному объему, не учитывает ряд переменных условий, влияющих на конечный результат расчета платежей.
- НПГ рассматриваемого Южно-Сургутского месторождения содержит несколько больше метана (88%), чем в среднем по месторождениям Западной Сибири, и имеет относительно низкую массу (0,8 кг/м^3). Высокая скорость подачи газа на факел в приведенном примере обусловливает отсутствие сажи при его сжигании. Оставлен без внимания тот факт, что вследствие иного состава НПГ и технологий его сжигания в атмосферу выбрасывается большая масса продуктов сгорания, прежде всего сажи. В действительности полная масса выбросов загрязняющих веществ (а соответственно размер экологических платежей) могут более чем в 14 раз превышать расчетные данные финансово-экономического обоснования рассматриваемого проекта Постановления РФ.
- Все расчеты экологических платежей приведены для нормативных предельно допустимых выбросов, в то время как наибольший объем штрафов обычно приходится на временно согласованные или сверхлимитные выбросы,

---

[1] Официальный сайт Российского союза промышленников и предпринимателей: www.rspp.ru.

платежи за которые взимаются с применением коэффициентов 3 и 25, соответственно.

• В результате из-за переменных значений трех ключевых критериев 1) состав НПГ, 2) технология его сжигания и 3) применение нормативной или сверхнормативной ставки экологических платежей объем реальных экологических платежей по одному из наихудших (но не экстремальных) сценариев может быть повышен еще в 350 раз по сравнению с расчетным увеличением, приведенным в финансово-экономическом обосновании Ростехнадзора. Таким образом, недропользователи в отдельных случаях должны будут заплатить в качестве экологических платежей 1260 долл./тыс. $м^3$ НПГ, сожженного на факелах. Введение этих беспрецедентных штрафов, вероятнее всего, заставит недропользователей ограничить нефтедобычу на многих месторождениях.

• При увеличении в 350 раз базовой ставки вследствие применения различных переменных значений расчетов, общий размер экологических платежей только в первый год применения повышенных ставок составит до 25 млрд долл. (если учесть, что в стране сжигается более чем 20 млрд $м^3$ НПГ). Это приведет к дополнительному росту себестоимости добычи нефти до 50 долл. на тонну добываемой нефти при общем объеме добычи 480 млн тонн. Дальнейшее повышение экологических платежей, а к 2012 г., согласно проекту постановления Правительства, они должны утроиться, сделает нефтедобычу еще менее рентабельной.

• Установление более высокой платы за выбросы продуктов сжигания НПГ по сравнению с платой за рассеивание НПГ нецелесообразно. Рассеивание более опасно с точки зрения обеспечения техногенной безопасности нефтедобычи, а кроме того, парниковый эффект от выбросов метана в атмосферу в 21 раз выше, чем от выбросов оксида углерода.

• Введение унифицированной ставки за выбросы НПГ не соответствует действующим нормативам обеспечения безопасности здоровья граждан и экологического регулирования. НПГ не может являться загрязняющим веществом, поскольку является смесью загрязняющих веществ, контроль допустимых концентраций и соблюдение уровня предельно допустимых выбросов которых осуществляется раздельно.

• Внесение изменений и дополнений в постановление Правительства в текущей редакции приведет к дополнительному увеличению изъятий выручки в условиях и без того существенного налогового бремени нефтегазовых предприятий. Это, помимо снижения рентабельности нефтедобычи, ухудшит инвестиционный климат и вполне может привести к остановке эксплуатации многих нефтегазовых месторождений. Развитие событий по такому сценарию отразится на величине налоговых поступлений в бюджеты РФ всех уровней и может замедлить темпы экономического роста страны в целом [Резолюция..., 2007].

В случае введения повышенных ставок плата, например, «Роснефти» за неутилизированный НПГ составит 112 млрд руб. в год при добыче нефти на уровне 100 млн т. В компании ТНК-ВР затраты по новым ставкам будут соизмеримы с затратами «Роснефти» и составят около 8 долл./барр. добытой нефти. В результате компания будет вынуждена тратить на сжигание НПГ до половины собственных инвестиций в нефтедобычу [Утилизация..., 2007].

В феврале 2008 г. Общественным советом при Ростехнадзоре был одобрен проект постановления Правительства РФ «О мерах по сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», предполагающий увеличение штрафов за сверхлимитные выбросы при сжигании НПГ с 2009 г. в 113 раз [Музлова, 2008].

2.5. Рекомендации по формированию нормативно-правовой среды, связанной с доступом к газотранспортной системе. Регулирование добычи и утилизации нефтяного газа

Проект закона «О нефти и газе» 1993–1994 гг. Для реализации вариантов свободного доступа к ГТС необходимы соответствующие нормативно-правовые обоснования, инструменты и процедуры принятия решений. Кардинальный подход к решению данной задачи предполагает разработку федерального закона «О нефти и газе».

Попытка принятия данного законодательного акта в России была предпринята в 1993–1994 гг. В подготовленном проекте, в частности, содержались положения о том, что:

- компаниям-недропользователям, получившим лицензию на право пользования недрами, должна быть предоставлена возможность транспортировки добываемых углеводородов – (ст. 5) «в предоставляемой лицензии должна быть определена возможность транспорта нефти газа за счет использования мощностей действующей системы»;
- в лицензии на право пользования недрами должны быть отражены обязательства по использованию НПГ и, соответственно, компаниям должна быть предоставлена возможность использования объектов общей технологической инфраструктуры – ли-

цензионное соглашение должно содержать «обязательства по использованию попутного газа» и «порядок использования объектов общей инфраструктуры»;

- необходимо осуществлять на регулярной основе разработку баланса газа – (ст. 30) «орган управления Единой системы газоснабжения осуществляет … разработку и реализацию баланса газа».

Развитие нормативно-правовой базы в этом направлении происходит и в странах СНГ. Подход к утилизации НПГ на основе рамочного закона «О нефти» реализован, например, в Казахстане (закон от 1994 г. с поправками 2004 г.). В данном законе содержится норма о том, что «без утилизации попутного и (или) природного газа промышленная разработка нефтегазовых месторождений запрещается».

В процессе регулирования добычи НПГ необходимо нормативно-правовое обеспечение для решения проблем экономического, организационного и технического характера, которые сдерживают утилизацию НПГ.

Измерение ресурсов газа. В 2005 г. принят национальный стандарт «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ 8.615-2005» [Федеральное агентство…, 2005]. Он утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2005 г. № 411-ст. В пункте 9.3 Стандарта содержится требование: «Количество нефтяного газа, извлекаемого из недр по лицензионному участку, определяют по сумме измерений по всем газовым линиям, имеющимся на данном лицензионном участке (включая факельные линии)… При применении газлифтного способа добычи нефти осуществляют измерения количества закаченного газа».

В 2007 г. был введен национальный стандарт ГОСТ Р.8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти. Общие метрологические и технические требования», регламентирующий требования к измерительным системам в НГС. Новый документ предусматривает проведение высокоточных измерений трех фаз (нефть, вода, газ) непосредственно в промысловых условиях (т.е.

на скважине), что вынуждает нефтяников производить замену или модернизацию всех установок старого типа (АГЗУ «Спутник»), предназначенных для измерения двух фаз (нефть, вода). По оценкам экспертов компании ОЗНА, из 16000 установок измерения дебита скважин, находящихся в эксплуатации, порядка 15000 не соответствуют новому стандарту. Более того, примерно 10000 установок эксплуатируются свыше 10 лет, что свидетельствует об их моральном износе. В этих условиях около 70% измерительного оборудования нуждается в замене, остальные 30% – в частичной или комплексной модернизации [Модернизация…, 2007].

Выполнение на практике требований данного стандарта является необходимой предпосылкой для всех дальнейших действий и мер, направленных на повышение утилизации НПГ.

Анализ и оценка возможных направлений утилизации нефтяного газа. Возможные направления использования НПГ и порядок выбора наиболее целесообразного варианта должны быть представлены в отмеченном выше законе «О нефти и газе». Детальные же процедуры формирования проектных решений, а также их последующей реализации и мониторинга должны быть детализированы в национальных стандартах (регламентах). В условиях, когда национальные стандарты отсутствуют, их заменяют нормативно-правовые документы регионального уровня. В частности:

1) предварительный стандарт «Организация мониторинга формирования и выполнения проектных решений и проектов обустройства нефтяных месторождений на территории Ханты-Мансийского автономного округа» – разработан Тюменским нефтяным научно-технологическим центро́м и введен в действие приказом Минэнерго России от 10 июня 2003 г. № 217;

2) предварительный стандарт «Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений на территории Ханты-Мансийского автономного округа» – разработан Тюменским нефтяным научно-технологическим центром, утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 21 июня 2003 г. № 246.

В соответствии с требованиями стандарта «Организация мониторинга разработки нефтяных и газонефтяных месторождений…» мониторинг процессов разработки может основываться:

– на заключенных между пользователем недр и государством лицензионных соглашениях и дополнениях к ним;

– на утвержденных проектных документах;

– на балансе запасов углеводородов по месторождениям и лицензионным участкам.

К числу рекомендуемых исследовательских работ относятся, в частности, работы по определению газового фактора. Организационный раздел содержит перечень форм мониторинга «за выполнением решений по разработке и выработке запасов нефти и газа», в частности:

- мониторинг экспертизы запасов и ведение ежегодного текущего баланса запасов углеводородов по месторождениям округа;
- согласование пользователями недр технических решений на составление проектных документов на разработку месторождений;
- проведение государственной экспертизы проектных технологических документов;
- оценка состояния выполнения проектных решений и требований лицензионных соглашений путем проведения периодических комплексных проверок пользователей недр с выездом комиссий специалистов на нефтепромыслы;
- ежегодное рассмотрение на Центральной комиссии по разработке по ХМАО отчета о выполнении проектных показателей по каждому лицензионному участку, текущего состояния разработки объектов, эффективности выработки запасов, полноты программ доразведки и исследовательских работ.

Отражение условий использования НПГ в лицензионных соглашениях. В 2003 г. в ХМАО был подготовлен проект документа «Дополнение к лицензионному соглашению о добыче нефти и газа в пределах лицензионного участка». Проект предусматривает, что недропользователь «обязуется вести учет количества отсепарированного газа…, учет общего количества газа, извлекаемого на лицензионном участке…, учет всего газа, передаваемого другому предприятию для транспортирования…».

Положения по использованию НПГ должны уточняться в рамках «Программы обеспечения выполнения условий лицензионных соглашений в части использования нефтяного газа» по определенной форме и структуре. Программа должна содержать не

менее трех вариантов использования НПГ. Тем самым может быть снято формальное требование о безусловной 95%-й утилизации газа, так как соответствующий показатель должен определяться в результате сопоставления ряда альтернатив.

Возможность применения соответствующих изменений и дополнений в лицензионных соглашениях требует внесения поправок в Закон РФ «О недрах».

Ответственность за нарушение условий по использованию НПГ. Как уже отмечалось выше, в случае сверхнормативных (сверхпроектных) потерь НПГ к компаниям-недропользователям должны применяться соответствующие штрафные санкции, а также приостановка или отзыв лицензии на право пользования недрами. Соответствующие нормы уже содержатся и в природоохранном законодательстве и в законе «О недрах». Основная проблема применения данных требований состоит в том, что отсутствуют ясные и непротиворечивые процедуры измерения ресурсов НПГ и оценки уровня утилизации.

Планирование объемов добычи НПГ. Разработка и использование балансов газа. В качестве основного документа при планировании объемов добычи НПГ должен выступать баланс производства и потребления газа в РФ. Статус, порядок разработки и роль балансов газа – долгосрочных, среднесрочных и текущих – должны определяться Законом «О нефти и газе».

При отсутствии данного закона может быть принято соответствующее постановление Правительства РФ. В ст. 8 «Полномочия федеральных органов государственной власти в области газоснабжения» Закона РФ «О газоснабжении в Российской Федерации» отмечается, что Правительство РФ в области газоснабжения осуществляет свои полномочия в соответствии с Федеральным законом «О Правительстве Российской Федерации», в том числе: «устанавливает порядок формирования и утверждения перспективного баланса добычи и реализации газа в Российской Федерации, исходя из ресурсов газа, технических возможностей систем газоснабжения и прогноза потребности в энергетических ресурсах…».

Однако до настоящего времени порядок формирования и утверждения подобного баланса не установлен. В марте 2006 г. был издан приказ Федеральной службы по тарифам от № 60-э/5 «Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного ба-

ланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации». Это подтверждает целесообразность применения подобной практики и для газа.

Основное назначение баланса – обеспечение соответствия объемов добываемого, транспортируемого и потребляемого газа. При этом особую роль должен играть «сквозной» характер формирования и применения баланса газа – от стадии предоставления лицензии на право пользования недрами и до включения соответствующих объемов газа по определенным месторождениям в объемах газа, поставляемого (принимаемого) в ГТС.

Принципы государственного регулирования процессов добычи и утилизации НПГ должны быть конкретизированы и включены в нормативно-правовые акты по вопросам недропользования, регулирования нефтегазового сектора, газоснабжения, природоохранной и антимонопольной деятельности (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Формирование нормативно-правового пространства

Положение	Нормативный акт
Экспертиза проектных решений с учетом особенностей утилизации и использования НПГ	Национальный стандарт (регламент), определяющий процедуру мониторинга процесса освоения и разработки месторождения углеводородного сырья
Детализация условий лицензионных соглашений в части использования и утилизации НПГ	Положение о лицензировании, закон «О недрах» – содержание лицензии, дополнение процедурой обоснования решения по утилизации НПГ, а также гарантии доступа производителя НПГ в ГТС
Определение и выбор направлений утилизации и использования НПГ	Национальный стандарт (регламент), имеющий силу федерального закона, определяющий процесс освоения и разработки месторождений нефти и газа
Обеспечение недискриминационного доступа недропользователей к инфраструктуре по утилизации НПГ	Закон «О нефти и газе» или постановление Правительства РФ
Статус, место и роль баланса газа в регулировании процессов использования НПГ	Закон «О нефти и газе» или постановление Правительства РФ
Доступ производителей СОГ к ГТС	Закон «О нефти и газе», Порядок недискриминационного доступа к ГТС

Выводы к главе 2

Формирование комплекса условий, при которых утилизация НПГ становится выгодной нефтяным компаниям, в решающей степени зависит от государства, от его политики по регулированию нефтяного бизнеса и газоснабжения. При этом возможны два взаимодополняющих подхода:

1) стимулирование – создание условий, при которых утилизация НПГ приносит прибыль нефтяным компаниям, т.е. дает непосредственные выгоды;

2) принуждение – создание условий, при которых сжигание газа становится невыгодно или менее выгодно по сравнению с его утилизацией.

Первый подход сопряжен с реализацией стимулирующей налоговой и ценовой политики и постепенным формированием конкурентного газового рынка. Второй подход связан с созданием системы экономических и административных санкций за неудовлетворительное использование ресурсов НПГ (включая штрафы, отзыв лицензий на право пользования недрами).

Предпосылками успеха в вопросах утилизации попутного газа в зарубежных странах является ясная и продуманная политика по сжиганию газа в факелах, тщательная оценка планов разработки месторождений, выработка четких процедур по регулированию сжигания и выброса НПГ в атмосферу, а также сотрудничество между правительством и нефтяными компаниями. В целом зарубежный опыт свидетельствует, что регулирование имеет важнейшее значение для повышения степени утилизации НПГ.

Исходя из анализа зарубежного опыта в вопросах регулирования добычи и использования НПГ, для современных условий в России актуальными представляются следующие выводы.

- Требуется проведение поэтапных мер – недопустимо одномоментное запрещение сжигания НПГ. Необходима разработка детальных норм и процедур, которые должны выполнять недропользователи и регулирующие органы.
- Необходимы учет экономической эффективности проектов утилизации НПГ для недропользователей и формирование условий для повышения эффективности проектов по утилизации НПГ.

• Повышению эффективности проектов по утилизации НПГ способствуют: развитие газового рынка и рынка электроэнергии; разработка и использование налоговых стимулов для реализации инвестиционных проектов в сфере утилизации и использования НПГ; участие государства в проектах формирования инфраструктуры для эффективного использования НПГ; формирование условий для использования механизмов Киотского протокола.

Органы власти РФ – в центре и в регионах – предпринимают определенные шаги для исправления сложившейся ситуации, но основной упор делается на ужесточение штрафных санкций за сжигание НПГ и выбросы парниковых газов в атмосферу. Однако обеспечение максимально полной утилизации ресурсов НПГ представляет собой сложную комплексную задачу, решить которую за счет применения только «силовых» методов практически невозможно. Для достижения поставленной цели необходимо сбалансированное применение различных подходов и методов: государственной поддержки, экономического стимулирования и принуждения.

Как показывает опыт многих зарубежных стран, ведущую роль в решении рассматриваемой проблемы должно играть государство – собственник недр и главный субъект регулирования экономических отношений. Функцией государства является создание взаимоприемлемых правил поведения для всех сторон, так или иначе причастных к добыче и утилизации НПГ, а также формирование всей совокупности нормативно-правовых рамок, определяющих действие механизмов стимулирования, контроля и принуждения. Такое целостное понимание роли и функций государства в регулировании процессов добычи и утилизации НПГ в России еще не сложилось.

Одной из основных проблем действующего законодательства является недостаточный уровень детализации норм и правил функционирования газовой отрасли, а также отсутствие четких и ясных механизмов их реализации. На государственном уровне отсутствует комплексное видение проблем развития газовой отрасли, включая сферу утилизации нефтяного газа. Каждое из ведомств акцентирует внимание на отдельных вопросах, исходя из своей компетенции, и никто не рассматривает проблему в целом. При этом из поля зрения выпадают фундаментальные институ-

циональные аспекты проблемы, вытекающие их монопольного положения собственника ГТС.

Например, проект федерального закона «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа» не способствует формированию баланса сил на рынке НПГ. Он в большей степени отвечает интересам переработчиков НПГ. Нефтяные компании не получают экономических стимулов для наиболее рационального использования НПГ. Необходима подготовка предложений по внесению поправок в Закон РФ «О недрах», направленных на повышение утилизации НПГ и учитывающих интересы компаний, добывающих НПГ. Необходима разработка федерального закона «О нефти и газе».

Инициативы МПР РФ, Ростехнадзора РФ и Правительства ХМАО о введении НДПИ для НПГ и повышенных штрафных санкций за сжигание НПГ направлены в большей степени на оказание административного давления на недропользователей, чем на разработку системы экономических стимулов для утилизации НПГ. В настоящее время внимание государственным органам власти необходимо уделить не только методам принуждения, но и разработке комплекса экономических и институциональных условий, побуждающих компании нефтегазового сектора к наиболее полному использованию ресурсов НПГ.

Правовые изменения должны носить комплексный характер и затрагивать всю систему законов, направленных на повышение уровня утилизации НПГ. Причем такие законопроекты в обязательном порядке должны содержать не только принудительные (штрафные) механизмы, но и стимулирующие.

Глава 3
ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕДИСКРИМИНАЦИОННОГО ДОСТУПА СУХОГО ОТБЕНЗИНЕННОГО ГАЗА К ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ НА ОСНОВЕ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Исторические обстоятельства становления и развития газовой промышленности в России, зарубежный опыт утилизации НПГ показывают, что чисто рыночные трансакции в газовой отрасли возможны только при наличии разветвленной транспортной инфраструктуры и отсутствии доминирующего положения со стороны отдельных компаний. В противном случае необходима ясная, последовательная и непротиворечивая система мер и шагов в области государственного регулирования газовой промышленности в целом, включая и решение проблем утилизации НПГ.

Какие причины вызывают повышенную роль и присутствие государства в качества активного участника регулирования газовой промышленности? Как нам представляется, таких причин несколько:

- государство является собственником недр и объективно заинтересовано в реализации добываемых углеводородов на эффективных рынках;
- для процесса освоения и разработки минеральных ресурсов (в том числе и газа) характерно проявление монополии на природные ресурсы (в силу ограниченности наиболее эффективных источников сырья);
- материальные и производственные активы газовой отрасли сохраняют в себе черты производственного уклада «дорыночной» экономики, и поэтому их эффективное использование в интересах всех участников рынка должно регулироваться государством.

Возникает вполне резонный вопрос – как государство может и должно регулировать процессы функционирования отрасли, чтобы обеспечивать наилучшее использование добываемых углеводородов? В основе регулирования должна лежать «технология» разработки, рассмотрения и применения индикативных балансов добычи и поставок газа на рынок.

Применение баланса, как инструмента государственного регулирования, должна состоять в том, что *если государство дает право пользования недрами, то оно должно давать и возможность реализации этого права.* Сама по себе добыча газа без доставки на рынок расточительна и бесполезна. В условиях ограниченных пропускных способностей ГТС – как из-за высокой степени ее изношенности, так и неразвитости на отдельных участках – только балансовый подход может обеспечить соответствие добычи и поставок газа на рынок.

3.1. Сухой отбензиненный газ как разновидность топливного газа

3.1.1. Соответствие сухого отбензиненного газа от переработки нефтяного газа действующим стандартам

Товарная классификация. Сухой отбензиненный газ является видом природного газа, получаемого либо в процессе промысловой обработки (подготовки) газа газоконденсатных залежей, либо переработки нефтяного попутного газа (Общероссийский классификатор продукции ОК 005-93). При этом сырой (природный) газ доводится до состояния, пригодного для дальнейшей поставки в магистральные газопроводы. Нефтяной попутный газ является видом природного газа, добытого попутно из нефтяных месторождений и не прошедшего предварительной обработки по доведению его до состояния, пригодного для дальнейшей поставки в магистральные газопроводы. Природный газ – газ, добытый из недр (газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений).

Стандартизация горючих газов. В России действует единый государственный стандарт на горючие газы для промышленного и коммунально-бытового назначения, в котором фактически не делается различий между природным газом и СОГ. Назначение стандарта – детерминировать свойства газа, поступающего потребителям. Установленным требованиям должен соответствовать любой газ, поступающий потребителям, независимо от природного источника происхождения (газовые, газоконденсатные или нефтяные месторождения). Свойства «сырого» природного

газа доводятся до параметров, заданных ГОСТом, в процессе промысловой или заводской обработки.

Наряду с государственным стандартом существует отраслевой стандарт, разработанный ВНИИГАЗом, определяющий требования к физико-химическим свойствам газа, поставляемого для транспортировки по магистральным газопроводам. Государственный и отраслевой стандарты в значительной степени дополняют друг друга, но отраслевой стандарт более детализирован по ряду нормативов (что обусловлено целями его применения), а по некоторым параметрам (концентрация сероводорода и меркаптановой серы, теплотворная способность) содержит более жесткие требования по сравнению с ГОСТом.

Различия в стандартах создают определенные предпосылки для возникновения противоречий между производителями газа и собственником ГТС. Поэтому необходим единый подход, определяющий требования к свойствам газа с учетом условий транспортировки и потребления.

Соответствие СОГ от переработки нефтяного газа действующим стандартам. Технология глубокого отбензинивания НПГ на современных газоперерабатывающих заводах, работающих по полной схеме с разделением исходного сырья на ШФЛУ (и стабильный газовый бензин) и СОГ, позволяет получать продукцию (СОГ), которая полностью соответствует требованиям действующих стандартов. Глубина извлечения из сырого НПГ пропана и более тяжелых компонентов составляет 85–95% и выше. Таким образом, не существует объективных ограничений, обусловленных свойствами продукции, препятствующих подаче СОГ от переработки НПГ в систему магистральных газопроводов. Вследствие несколько более высокого содержания углеводородов $C_{2+выше}$, теплотворная способность СОГ может быть даже выше, чем у сухого природного газа.

Некондиционный СОГ (не соответствующий требованиям стандартов по содержанию тяжелых углеводородов) может выпускаться при условии использования усеченных технологических схем, когда заводы работают в режиме компримирования, очистки и осушки газа от влаги. В этом случае единственным вариантом использования СОГ является подача его местным потребителям (в систему местных газопроводов, на близлежащие ГРЭС).

Таким образом, с точки зрения соответствия техническим условиям транспортировки основной массы СОГ от переработки нефтяного газа, а равно и «жирного» природного газа газоконденсатных и нефтегазовых (газонефтяных) месторождений не существует каких-либо объективных оснований для ограничений доступа к ГТС.

3.1.2. Реформа технического регулирования и стандартизация сухого отбензиненного газа

В соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» стандарты, включая государственные, перестают быть обязательными для хозяйствующих субъектов. Термин «государственный стандарт» заменятся термином «национальный стандарт» – «стандарт, утвержденный национальным органом Российской Федерации по стандартизации». Национальные стандарты, так же как стандарты организаций, применяются на добровольной основе.

Определение типов источников СОГ подпадает под действие тех норм закона РФ «О техническом регулировании», в которых определяются требования к продукции.

До принятия закона «О техническом регулировании» вопрос об обязательных требованиях к продукции и другим объектам регулировался законом РФ «О стандартизации». Несмотря на то, что этот закон с 1 июля 2003 г. утратил силу, действие государственных стандартов сохраняется до вступления в силу соответствующих технических регламентов и только в части, отвечающей целям технического регулирования, и ссылка на эти стандарты в законодательстве продолжается. Более того, согласно Федеральному закону от 6 июня № 65-ФЗ (с изменениями от 29 июля 2004 г.) – дополнение в Налоговый кодекс РФ о налогообложении при выполнении соглашений о разделе продукции, – продукция (полезное ископаемое) по качеству должна соответствовать не только государственному стандарту, но также стандарту отрасли, региональному стандарту, международному стандарту, а в случае его отсутствия – стандарту организации (предприятия).

Согласно Закону РФ «О техническом регулировании» 2002 г., технический регламент должен содержать исчерпывающий перечень продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, в отношении которых

устанавливаются его требования, и правила идентификации объекта технического регулирования для целей применения технического регламента.

Из этого следует, что требования к СОГ и его классификация должны быть представлены не в стандарте, а в соответствующем техническом регламенте, поскольку связаны с целями технического регулирования. Определение продукции, на которую устанавливаются технические требования в соответствии с Законом «О техническом регулировании», является материально-вещественная форма, ее целевое назначение.

В декабре 2006 г. в Госдуму внесены правительственные поправки в закон «О техническом регулировании», согласно которым до 2010 г. регламенты должно разрабатывать правительство, а министерства вновь получают право менять действующие в переходный период ГОСТы. Действующий закон устанавливает порядок замены ГОСТов техническими регламентами: последние принимаются Госдумой РФ путем издания соответствующих федеральных законов. До 2010 г. ГОСТы продолжают действовать в сфере, где не приняты технические регламенты, но министерства не в праве вносить в них изменения. С 2010 г. все технические регламенты принимаются только законодательным путем, а ГОСТы отменяются. Поправки же предлагают такой порядок технического регулирования. До 2010 г. никаких регламентов Госдума принимать не будет: их должно принимать правительство своими постановлениями. В 2010 г. уже принятые правительством технические регламенты, показавшие работоспособность в течение трех лет, будут утверждаться Госдумой в виде законов. Наконец, запрет на изменение ГОСТов до 2010 г. снимается, т.е. министерства могут еще три года контролировать производителей, меняя ГОСТы по своему усмотрению.

3.1.3. Приоритетный доступ к газотранспортной системе сухого отбензиненного газа

Исходя из классификации продукции, можно назвать 4 вида сухого газа, получаемого путем промышленной (промысловой или заводской) обработки «сырого» газа или нефти:

1) сухой отбензиненный газ газоконденсатных и нефтегазовых (газонефтяных) месторождений;

2) сухой отбензиненный газ нефтяных месторождений;

3) газ газоперерабатывающих заводов сухой;
4) газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой.

С точки зрения приоритетного доступа к ГТС, из приведенного списка можно исключить нефтезаводские газы, так как они вырабатываются в относительно небольших объемах и, как правило, используются в качестве топлива на предприятии-производителе либо в качестве сырья для дальнейшей переработки (т.е. не поступают в магистральную ГТС).

Сухой отбензиненный газ и сухой газ ГПЗ получают при переработке природного или нефтяного газа. Различия в классификации обусловлены факторами специализации перерабатывающих предприятий.

➢ Подразумевается, что сухой газ ГПЗ – это остаточный газ (преимущественно метанового состава, не содержащий ценных компонентов, не являющийся основным целевым продуктом) глубокой переработки газового сырья на заводах с получением гелия, серы, сжиженных газов, стабильного газового конденсата, моторных топлив. Примерами является продукция (сухой газ) Оренбургского, Миннибаевского и ряда других ГПЗ Урало-Поволжья.

➢ Отбензиненный газ, получаемый на ГПЗ или в процессе промысловой обработки, является одним из основных целевых продуктов предприятия-производителя. При этом технология переработки «сырого» газа позиционируется именно как «отбензинивание», т.е. выделение из сырья тяжелых фракций с получением транспортабельного сухого газа, ШФЛУ (нестабильного газового бензина), конденсата, стабильного газового бензина.

Принцип приоритетного доступа к ГТС должен распространяться на сухой газ, получаемый в процессе заводской переработки по причине а) непрерывного характера технологического процесса переработки газа, б) фиксированной производительности заводов и необходимости достижения определенного уровня загрузки мощностей (минимум 70%) для эффективной эксплуатации. Кроме того, следует учесть, что объемы выработки СОГ (из нефтяного газа) и сухого газа ГПЗ не регулируются спросом на топливный газ. В первом случае регулятором объемов производства фактически является спрос на нефть, а во втором – спрос на целевые компоненты (гелий, сера, сжиженные газы).

В отношении СОГ газоконденсатных месторождений принцип приоритетного доступа к ГТС может применяться в отдель-

ных случаях, когда доля СОГ в общем объеме добычи газа той или иной компании превышает некоторый пороговый уровень (например, 75%). Такое положение может быть обосновано следующим образом: а) технология отбензинивания в промысловых условиях (в процессе подготовки газа к транспорту) характеризуется относительной простотой и большей гибкостью по сравнению с заводскими технологиями; б) добывающая компания при необходимости может регулировать общий объем добычи газа за счет сухого (сеноманского) природного газа, оставляя неизменными уровни добычи газа из газоконденсатных залежей.

С учетом сказанного выше должны формироваться приоритеты включения СОГ обоих видов в баланс газа и на доступ к ГТС.

3.2. Баланс газа как инструмент регулирования утилизации нефтяного газа

3.2.1. Принципы формирования баланса газа с учетом особенностей НПГ (СОГ)

В настоящее время баланс газа номинально является основным документом, регулирующим объемы добычи и поставок газа на рынок. Однако реальные регулирующие функции баланса газа весьма ограничены, что проявляется в нескольких обстоятельствах.

1. Баланс является инструментом краткосрочного планирования, так как составляется на 1 год вперед и в виде проектов – на 2–3 года. Таким образом, баланс никак не связан с долгосрочными перспективами развития газоснабжения, не дает ориентиров, необходимых для освоения новых месторождений независимыми производителями и, в том числе, для утилизации НПГ.

2. Баланс газа фактически выступает в роли документа, регулирующего поставки газа только на внутренний рынок. Экспортные поставки, осуществляемые на долгосрочной основе и по межправительственным соглашениям, выступают в роли ограничений, которые не подлежат обсуждению, а тем более – изменению. Прежде всего это связано с краткосрочным характером планирования на основе баланса в его нынешнем виде.

3. По причине краткосрочности баланс газа нельзя рассматривать в качестве инструмента для планирования развития ГТС.

При краткосрочном планировании все происходит с точностью до наоборот – пропускные способности ГТС выступают в качестве фактора, ограничивающего возможности поставок газа в систему (добычи природного газа и выработки СОГ).

4. Формированием баланса газа занимается «Газпром», после чего он утверждается Минпромэнерго и согласовывается с Минэкономразвития. Естественно, что «Газпром» составляет балансы, руководствуясь, прежде всего, своими интересами и подстраивает эти балансы под свои возможности добычи и транспортировки газа. В этих условиях независимые производители могут рассчитывать только на так называемые свободные мощности ГТС или то, что остается после балансировки собственной добычи «Газпрома» и общей пропускной способности ГТС.

Итак, существует настоятельная необходимость изменения статуса и порядка формирования балансов газа:

- прежде всего необходимо передать функции по формированию баланса от «Газпрома» непосредственно государству (в лице Минпромэнерго или другого уполномоченного органа);
- государство должно взять на себя функции по контролю за исполнением балансов газа всеми участниками рынка (включая «Газпром» и независимых производителей);
- следует перейти к «эшелонированному» построению балансов на долгосрочную, среднесрочную и краткосрочную перспективу с учетом целевых установок Энергетической стратегии и тем самым превратить балансы в инструмент регулирования добычи, инвестиций и развития ГТС;
- при формировании балансов необходимо учитывать специфику различных источников газа и в соответствии с этим выстраивать приоритеты в структуре ресурсной части балансов и в вопросах доступа к ГТС.

Исходя из названных выше приоритетов должны определяться и преимущественные права доступа к ГТС в условиях действия базового принципа недискриминационного доступа. При формировании балансов газа обязательным образом следует учитывать, что возможности маневра ресурсами НПГ существенно ограничены. Динамика ресурсов НПГ обусловлена динамикой добычи нефти и напрямую не связана с потребностью в газе. Ресурсы НПГ либо уже имеют место и в значительной своей части не используются, а сжигаются на факелах, либо будут иметь место в связи с освоением новых нефтяных месторождений незави-

симо от динамики роста потребности в газе. Если указанные ресурсы в должном объеме не будут включены в перспективный баланс газа (прежде всего в расчете на удовлетворение приоритетных потребностей), сложившееся положение с использованием НПГ вряд ли удастся исправить.

Поэтому при составлении текущих балансов, а тем более – на среднесрочную и долгосрочную перспективу потенциальные ресурсы СОГ от переработки НПГ должны рассматриваться в качестве более приоритетного источника газоснабжения в сравнении с новыми месторождениями природного газа (рис. 3.1). По крайней мере приоритет должен быть отдан ресурсам СОГ, которые могут быть получены в результате освоения объектов, по которым уже выданы лицензии на добычу нефти. Только в этом случае могут быть созданы обоснованные ориентиры для развития систем утилизации и переработки НПГ.

Включение ресурсов СОГ (НПГ) в баланс газа должно быть подкреплено мерами, гарантирующими возможность реализации СОГ в форме преимущественного доступа к ГТС. Гарантией реализации СОГ может быть только принцип приоритетного доступа к ГТС. Принцип «недискриминационного доступа» – ни в его нынешнем виде, ни в том виде, который предусматривается проектом нового постановления Правительства РФ, – такой гарантией не является, поскольку его действие распространяется только на так называемую «свободную мощность» ГТС и фактически предполагает прием к транспортировке объемов газа пропорционально объемам добычи.

Речь идет о выстраивании эквивалентных приоритетов при формировании балансов газа и доступе к ГТС. Приоритетность доступа СОГ к ГТС представляется необходимой мерой для решения проблемы утилизации НПГ, но указанная приоритетность не может быть безусловной, реализуемой всегда и при любых обстоятельствах. В частности, представляется совершенно нереалистичным настаивать на приоритетности ресурсов СОГ по сравнению с собственной добычей «Газпрома» из действующих месторождений. Реализация принципа приоритетного доступа СОГ к ГТС не должна ущемлять интересы «Газпрома».

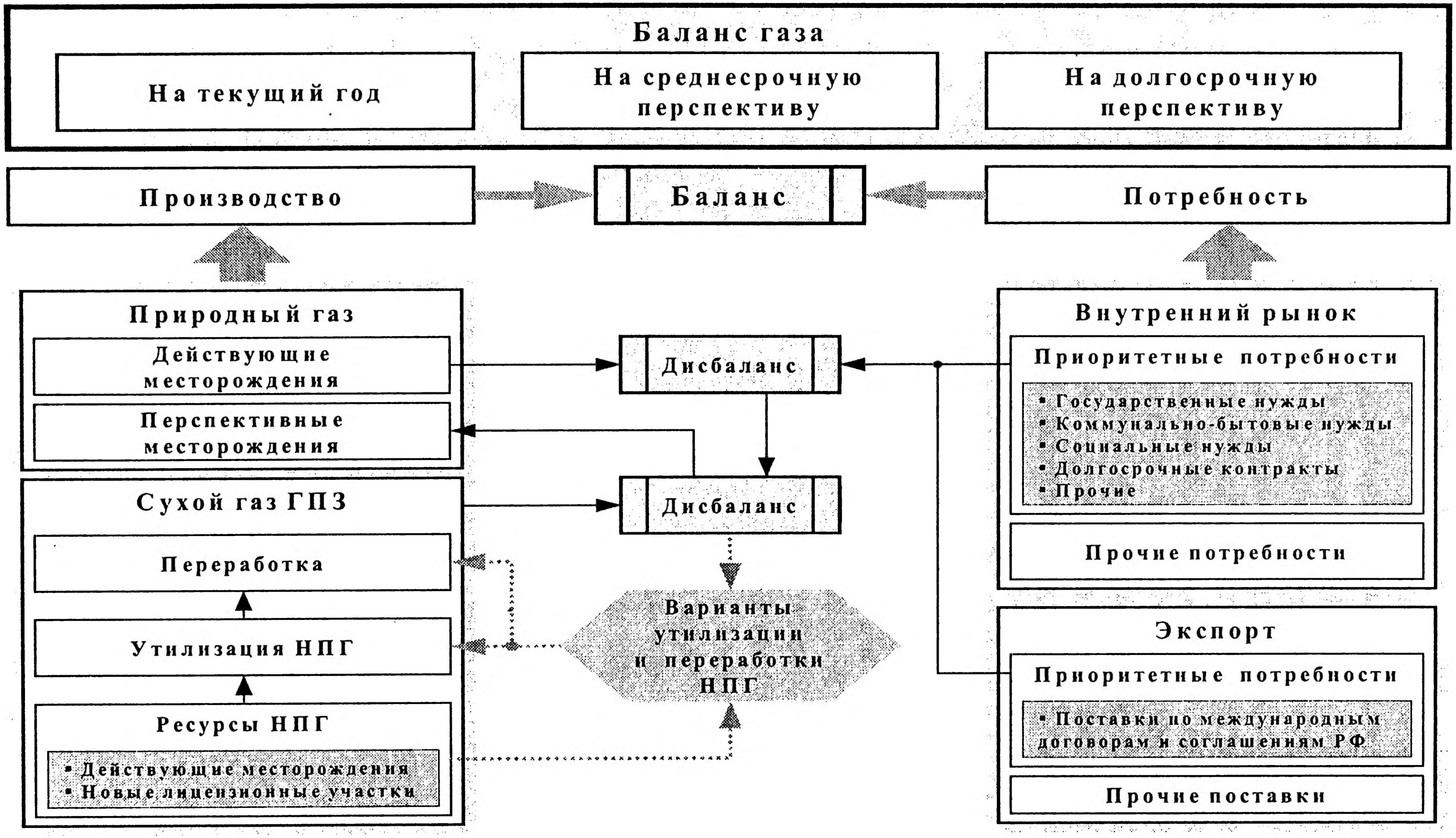


Рис. 3.1. Основные принципы формирования баланса газа с учетом особенностей НПГ

3.2.2. Роль сухого отбензиненного газа в формировании баланса газа

Динамика утилизации НПГ в действительности весьма слабо отражает роль данного источника в системе газоснабжения. Некоторое увеличение объемов утилизации и переработки газа скорее отражает общую тенденцию возрастания интереса нефтяных компаний к бизнесу, связанному с использованием НПГ и продуктов его переработки. Ответ на вопрос, какова роль НПГ и продуктов его переработки (СОГ) для развития газоснабжения в РФ, может дать только баланс газа, построенный с учетом сформулированных выше требований.

В настоящее время доля СОГ в общем объеме поставок газа очень невелика – примерно 3%. По причине незначительности объемов СОГ не относится к числу приоритетных источников газоснабжения при нынешнем порядке составления балансов газа, в соответствии с которым раздел «поступления» формируется из следующих подразделов:

- собственная добыча ОАО «Газпром»;
- добыча независимых организаций;
- поступление импортного газа;
- объемы утилизированного факельного газа нефтегазовых месторождений;
- отбор из подземных хранилищ газа.

НПГ (а в действительности СОГ) стоит на последнем месте, не считая регулирующего (маневренного) источника – отбора газа из подземных хранилищ газа (ПХГ). Однако такое отношение к НПГ не учитывает особенности данного источника газа. Особенность НПГ (СОГ) состоит в том, что он уже добывается или будет добыт (в соответствии с программами по вводу в разработку нефтяных месторождений) и по этой причине не может выступать в роли источника, которым можно манипулировать для покрытия локальных дефицитов или (наоборот) для сокращения поставок газа на рынок.

В перспективе доля СОГ в газовом балансе возрастет, но вряд ли сможет превысить 10% – это примерно 50–60 млрд $м^3$ товарной добычи НПГ (значит, что ресурсы – извлечение на поверхность должны быть не менее 60–70 млрд $м^3$). Однако именно такой объем упоминается в связи с возникновением возможного дефицита газа при выполнении Россией внешних обязательств уже начиная с

2015 г. Таким образом, даже по количественным параметрам роль и место СОГ должны рассматриваться в сравнении с такими направлениями прироста добычи газа, как ввод новых месторождений (например, Штокмановского с объемом добычи 60 млрд м^3), а также расширения поставок газа из Средней Азии.

3.3. Рекомендации и предложения по порядку формирования и исполнения балансов газа

3.3.1. Основные принципы формирования балансов газа

Разработка системы балансов производства и потребления газа в РФ (прогнозных, перспективных, текущих, оперативных) должна способствовать:

- достижению целей и приоритетов национальной социально-экономической политики, выполнению планов и задач социально-экономического развития страны и ее регионов;
- достижению целей и приоритетов национальной энергетической политики, включая вопросы энергетической безопасности;
- обеспечению максимально полного удовлетворения рационального спроса на энергоносители, достижению желаемых соотношений экспорта и импорта энергоресурсов;
- эффективному использованию ресурсов газа (природного и нефтяного);
- сбалансированному развитию отдельных подсистем газового комплекса – добычи, переработки, магистрального транспорта, газораспределения.

Балансы газа должны играть роль инструментов индикативного планирования и быть основой для принятия решений в области структурной, ценовой, налоговой, тарифной (в частности, в магистральном транспорте газа) и лицензионной (в вопросах недропользования) политики государства. Балансы газа не могут рассматриваться в качестве инструментов прямого (директивного) управления деятельностью хозяйственных субъектов, занятых в сфере добычи, транспортировки и переработки газа. При разработке балансов в различных временных горизонтах должен соблюдаться принцип преемственности. При этом балансы различного временного горизонта (рис. 3.2) должны быть предназначены для решения определенных специфических задач и разрабатываться по специфическим принципам.

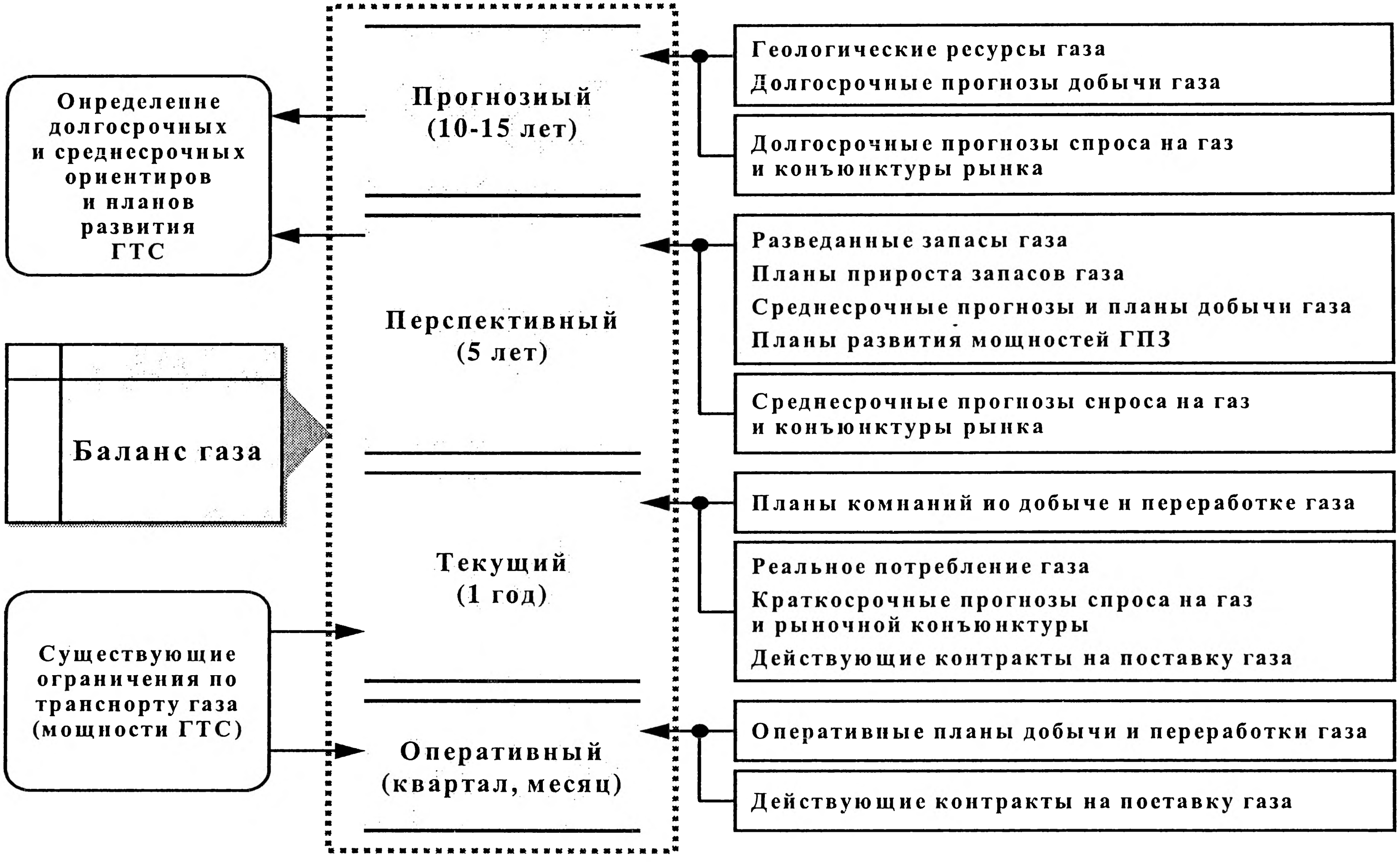


Рис. 3.2. Система балансов газа и параметры их формирования

Прогнозные балансы газа на долгосрочную (10-летнюю) перспективу имеют прогнозный характер и связаны с реализацией долгосрочных целей и задач национальной энергетической стратегии. Одна из главных целей разработки долгосрочного баланса – определение обоснованных ориентиров для долгосрочного развития магистральной ГТС, чтобы исключить в будущем возможности возникновения дисбалансов между объемами добычи (производства) газа и пропускными способностями ГТС.

Основа «*приходной части*» долгосрочного баланса:

- оценки геологических запасов и ресурсов газа – природного и нефтяного;
- прогнозные параметры долгосрочных трендов добычи газа.

Основа «*расходной части*» долгосрочного баланса:

- долгосрочные прогнозы спроса на газовое сырье и топливо;
- долгосрочные прогнозы экспортных поставок газа;
- долгосрочные прогнозы конъюнктуры мирового рынка.

Разработка долгосрочных балансов газа должна быть увязана с положениями и контрольными цифрами Энергетической стратегии России, с требованиями рационализации уровня и структуры энергопотребления, возможностями взаимозаменяемости различных видов энергоресурсов – в соответствии с параметрами прогнозного топливно-энергетического баланса страны.

Перспективные балансы газа на среднесрочную (5-летнюю) перспективу предназначены для балансировки прогнозного спроса на газ (включая экспорт) и ожидаемых объемов производства с учетом возможностей реализации мер, направленных на развитие добычи и транспорта газа.

Основа «*приходной части*» среднесрочного баланса:

- оценки разведанных запасов газа по действующим месторождениям и месторождениям, планируемым к вводу в соответствии с выданными лицензиями;
- оценки перспективных ресурсов газа по лицензионным участкам на проведение геологоразведочных работ;
- мощности действующих ГПЗ и показатели планов компаний по развитию газопереработки (прежде всего – в отношении нефтяного газа) – реконструкции существующих заводов и строительства новых;

• оценки пропускных способностей ГТС с учетом принятых планов и проектов развития;

• показатели среднесрочного прогноза добычи газа.

Основа «*расходной части*» среднесрочного баланса:

• среднесрочные прогнозы спроса на газовое сырье и топливо;

• долгосрочные экспортные контракты на поставку газа;

• среднесрочные прогнозы конъюнктуры мирового рынка.

При разработке мер по развитию ГТС на основе контрольных цифр баланса должны учитываться действующие соглашения по транзиту газа.

Текущий баланс газа (на предстоящий год) предназначен для балансировки спроса на газ (включая экспорт) и объемы производства на предстоящий год с учетом реально складывающихся ограничений по объемам производства и пропускным способностям ГТС.

Основа «*приходной части*» краткосрочного баланса:

• планы компаний по добыче газа на действующих и вводимых в разработку месторождениях с учетом требований лицензионных соглашений и проектов разработки;

• планы компаний по объемам переработки газа (в отношении НПГ) и выработки СОГ с учетом действующих мощностей ГПЗ и возможностей их расширения (улучшения использования), а также ввода в эксплуатацию строящихся ГПЗ.

Основа «*расходной части*» краткосрочного баланса:

• сложившийся уровень потребления газа;

• прогноз спроса на газовое сырье и топливо;

• действующие экспортные контракты на поставку газа;

• прогноз конъюнктуры мирового рынка.

Одним из главных ограничивающих факторов при формировании баланса являются пропускные способности ГТС (с учетом планов по транзиту газа). В условиях дефицита пропускных способностей ГТС краткосрочный баланс должен строиться на основе определенных приоритетов в отношении источников газа. По нашему мнению, ранжирование источников газа должно иметь следующий вид:

1) газ, поставляемый по долгосрочным контрактам (сроком более 1 года) на экспорт и внутренним потребителям независимо от источника;

2) сухой отбензиненный газ нефтяных месторождений;

3) сухой отбензиненный газ газоконденсатных месторождений;

4) сухой природный газ, добываемый предприятиями ОАО «Газпром» и другими производителями;

5) прочие источники газа.

С учетом сформулированных приоритетов и существующих ограничений по транспорту газа определяются возможные объемы поставок газа по каждому источнику с разбивкой по конкретным добывающим компаниям (производителям газа). Тем самым создается основа для формирования совокупности контрактов на транспортировку газа (пользование услугами ГТС) между добывающими компаниями (производителями газа) и собственником ГТС.

Оперативные балансы газа (на квартал, месяц) складываются на основе заключенных и намечаемых контрактов на поставку газа с учетом контрольных цифр годового баланса. Установление приоритетов на доступ к ГТС производится по аналогии с текущими балансами газа.

3.3.2. Организационные аспекты процедур формирования балансов газа

В настоящее время в России функции по разработке балансов газа отнесены к компетенции «Газпрома». При этом прогнозные балансы газа не разрабатываются вообще, а разрабатываемые перспективные балансы (на 2–3 года вперед) являются документами сугубо информационного плана. Основным руководством к действию для «Газпрома» являются текущие (на год вперед) и оперативные балансы, но указанные балансы де-факто используются не столько для балансировки спроса и предложения (не учитывают в полной мере величину спроса и возможности производства), сколько для балансировки производства и пропускных способностей ГТС. Объемы подачи газа в ГТС определяются на основе заявок от производителей, которые изначально формируются с учетом вероятных ограничений и не отражают реальные воз-

можности производства (в том числе зафиксированные в лицензионных соглашениях и проектах разработки месторождений).

Нынешнее положение дел в области разработки и применения балансов газа в известной степени противоречит требованиям действующего законодательства. В законе прямо указывается на то, что балансироваться должны ресурсы газа и потребности с учетом технических возможностей, но не наоборот. При этом перспективные балансы газа рассматриваются в качестве основы для развития газификации.

«*Правительство Российской Федерации в области газоснабжения осуществляет свои полномочия в соответствии с Федеральным законом "О Правительстве Российской Федерации", в том числе: устанавливает порядок формирования и утверждения перспективного баланса добычи и реализации газа в Российской Федерации, исходя из ресурсов газа, технических возможностей систем газоснабжения и прогноза потребности в энергетических ресурсах...*» (ст. 7). «*Развитие газификации территорий Российской Федерации осуществляется на основании перспективного баланса добычи и потребления газа, а также принятых в установленном порядке федеральной, межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций*» (ст. 17).

Разработанный «Газпромом» баланс газа является только проектом итогового документа. В окончательном виде баланс складывается после его утверждения Минпроэнерго по согласованию с Минприроды и ФСТ. Однако действующий режим утверждения и согласования срабатывает не всегда, в результате чего возникают различия в балансах по версии «Газпрома» и Правительства РФ. Кроме того, «Газпром» имеет право вносить корректировки в утвержденный баланс с учетом изменяющихся обстоятельств в течение балансового периода.

Учитывая названные обстоятельства необходимо изменить порядок и организацию разработки баланса газа. Разрабатывать и утверждать баланс газа должно государство в лице специалистов из Минпромэнерго и Минэкономразвития с привлечением независимых экспертов. Для этого может быть создан специальный орган – «Балансовый комитет», но это должно быть непосредственной прерогативой государства, а не коммерческой компании,

тем более при условии ее монопольного положения в отрасли. «Газпром» может и должен отвечать только за свою часть добычи газа в рамках баланса РФ и не должен планировать добычу газа независимых от него компаний. Как мы полагаем, балансы газа должны утверждаться постановлениями правительства, что необходимо для обеспечения соответствующего правового статуса документа[1].

3.3.3. Рекомендации по изменениям процессов прохождения и утверждения проектов утилизации нефтяного газа

В мировой практике при лицензировании недр процедуры утверждения схем утилизации НПГ могут рассматриваться как часть общего разрешения на разработку месторождения, либо как отдельное разрешение на сжигание газа [Регулирование..., 2004].

До утверждения объемов сжигания и удаления НПГ регулирующие органы обычно требуют от оператора предоставить оценку возможных экологических последствий (принятых схем освоения месторождений). Обычно оценка воздействия на окружающую среду является частью разрешения на сжигание газа или на разработку месторождения. При этом возможно использование двух подходов: «возрастающего» и «интегрированного». В соответствии с первым подходом оператору разрешено сжигать (распылять) НПГ только в том случае, если он может доказать, что доходы (прибыль) от использования НПГ ниже, чем возросшие затраты. (Примечательно, что проект российского закона «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа» 2000 г. полностью игнорирует такую возможность как оценка соотношения выгод и издержек утилизации НПГ с позиций производителей НПГ.) В рамках «интегрированного» подхода экономические па-

---

[1] Однако данное принципиальное требование пока не находит отклика в правительстве. Так, проект Положения «Об основах формирования Баланса производства и реализации газа в Российской Федерации», подготовленный ФАС, опять отдает дело разработки баланса в руки «Газпрома». Согласно проекту, Минпромэнерго утверждает этот баланс после согласования с другими «заинтересованными» ведомствами (Минприроды, МЭРТ, ФАС). Контроль за исполнением баланса возлагается на Минпромэнерго. Кроме того, в проекте речь идет только о разработке текущих и оперативных балансов.

раметры сжигания НПГ рассматриваются в рамках первоначального разрешения на разработку месторождения. При таком подходе затраты на утилизацию НПГ полностью учитываются при оценке эффективности проекта добычи нефти на данном месторождении. Такой подход в большей степени ориентирован на сокращение уровней сжигания (и распыления) НПГ по сравнению с первым подходом.

В ряде регионов мира добыча на новых участках недр (лицензионных участках) первоначально управляется ограничениями на максимальную добычу [Upstream..., 1999]. Ограничения на добычу нефти действуют до тех пор, пока оператор и регулирующий орган не достигнут соглашения по стратегии оптимальной разработки и добычи на данном месторождении. При этом в начальный период добычи штрафные санкции могут не применяться, но устанавливаются ограничения на объемы сжигания газа. Например, в Альберте существовало ограничение: в течение месяца с одной скважины не может быть сожжено более 500 тыс. $м^3$ газа (позднее норматив был сокращен до 300 тыс. $м^3$ газа). После того как принята данная стратегия (оптимальной разработки и добычи на месторождении), разработка ведется в соответствии с «общепринятой» практикой добычи (*good production practice*). При этом уже ограничения на добычу и штрафные санкции по сжиганию не применяются (если разработка действительно соответствует принципам данной практики).

Утилизация НПГ в России (как и в любой другой нефтедобывающей стране мира) в основном является непосредственной задачей нефтяных компаний. Чтобы эта задача оказалась разрешимой необходимы определенные условия. В свою очередь, формирование комплекса условий, при которых утилизация НПГ становится выгодной нефтяным компаниям, в решающей степени зависит от государства, от его политики по регулированию нефтяного бизнеса и газоснабжения.

При этом, как мы уже отмечали ранее, возможны два взаимодополняющих подхода: стимулирование и принуждение. Фактор принуждения должен работать в тех случаях, когда нефтяные компании не откликаются на прямые и косвенные стимулы, имеющие целью рациональное использование НПГ. Система «кнута и пряника» предполагает внесение серьезных корректив в процессы принятия решений по лицензированию прав на пользование недрами.

Совершенно недостаточно, чтобы в лицензии были просто закреплены некоторые нормативы по уровню утилизации НПГ. Неотъемлемой частью лицензионного соглашения должна стать программа утилизации НПГ, предусматривающая конкретные организационно-технические решения в рамках общего проекта разработки месторождения. Указанная программа, с одной стороны, должна опираться на принципы экономической целесообразности, а с другой стороны, должна подкрепляться определенными условиями (гарантиями), без которых утилизация НПГ является нецелесообразной или вообще невозможной.

Программы утилизации НПГ в рамках лицензионного соглашения на право пользования недрами должны содержать:

– предельные нормативы потерь НПГ на разных стадиях разработки месторождения с учетом конкретных условий (экономических, технических, горно-геологических);

– комплекс организационно-технических решений, необходимых для объективной оценки ресурсов НПГ (начиная с подсчета запасов) и мониторинга объемов добычи и распределения (включая сжигание);

– конкретные варианты схемы утилизации НПГ, построенные с учетом возможных альтернативных способов использования газа;

– обоснование выбора наилучшего варианта схемы утилизации НПГ с учетом интересов недропользователя и государства;

– перечень технических и организационно-экономических гарантий (включая право приоритетного доступа к ГТС для подачи СОГ от переработки НПГ), необходимых для практической реализации выбранного варианта схемы утилизации НПГ.

При этом программа утилизации НПГ вместе с проектом разработки месторождения должна быть предметом объективной экспертизы, по возможности препятствующей принятию решений, которые не соответствуют интересам любой из сторон (государства и недропользователя).

Параметры выбранной схемы утилизации НПГ (на основании проведенной экспертизы) должны стать основанием для включения проектируемых объемов добычи НПГ на месторождении в соответствующие перспективные балансы газа (в рамках общего плана по компании). При вводе месторождения в разработку и начале реальной добычи ресурсы НПГ (получаемого СОГ) должны включаться в текущий баланс газа в составе источников, на которые распространяется принцип приоритетного доступа к ГТС.

3.4. Организация балансировки газа в газотранспортной системе в условиях изменения системы формирования и исполнения газовых балансов

3.4.1. Нормативные, ценовые и тарифные параметры балансировки

Необходимость нормативных параметров балансировки обусловлена ограниченными пропускными способностями ГТС, что не позволяет принять к перекачке весь газ, который может быть произведен на территории РФ. При этом именно нормативные параметры играют главную роль при формировании текущих балансов (рис. 3.3).

При разработке нормативных параметров балансировки газа в ГТС должны соблюдаться следующие принципы:

- первичным звеном в этой системе является баланс производства и потребления газа, построенный с учетом ожидаемого потребления и возможностей производства, но не баланс пропускной способности ГТС и подачи газа как таковой;
- баланс пропускной способности складывается исходя из утвержденных в балансе производства и потребления общих объемов газа, предназначенного для поставки в ГТС;
- приоритеты по источникам газа, предназначенного для поставки в ГТС, устанавливаются в балансе производства и потребления газа;
- балансом газа определяются резервы пропускной способности ГТС, предназначенные для поставок газа на коммерческой основе;
- в рамках общего планируемого объема поставок за вычетом резервов и с учетом заданных приоритетов определяются лимиты поставок газа в ГТС для каждого производителя.

Ценовые и тарифные параметры балансировки играют второстепенную роль, что обусловлено рядом специфических обстоятельств, имеющих место в России, а именно:

- дефицитом мощностей газотранспортной инфраструктуры, находящейся в собственности «Газпрома»;
- объединением собственности на ГТС, производственных и торговых функций в рамках одной компании («Газпрома»);

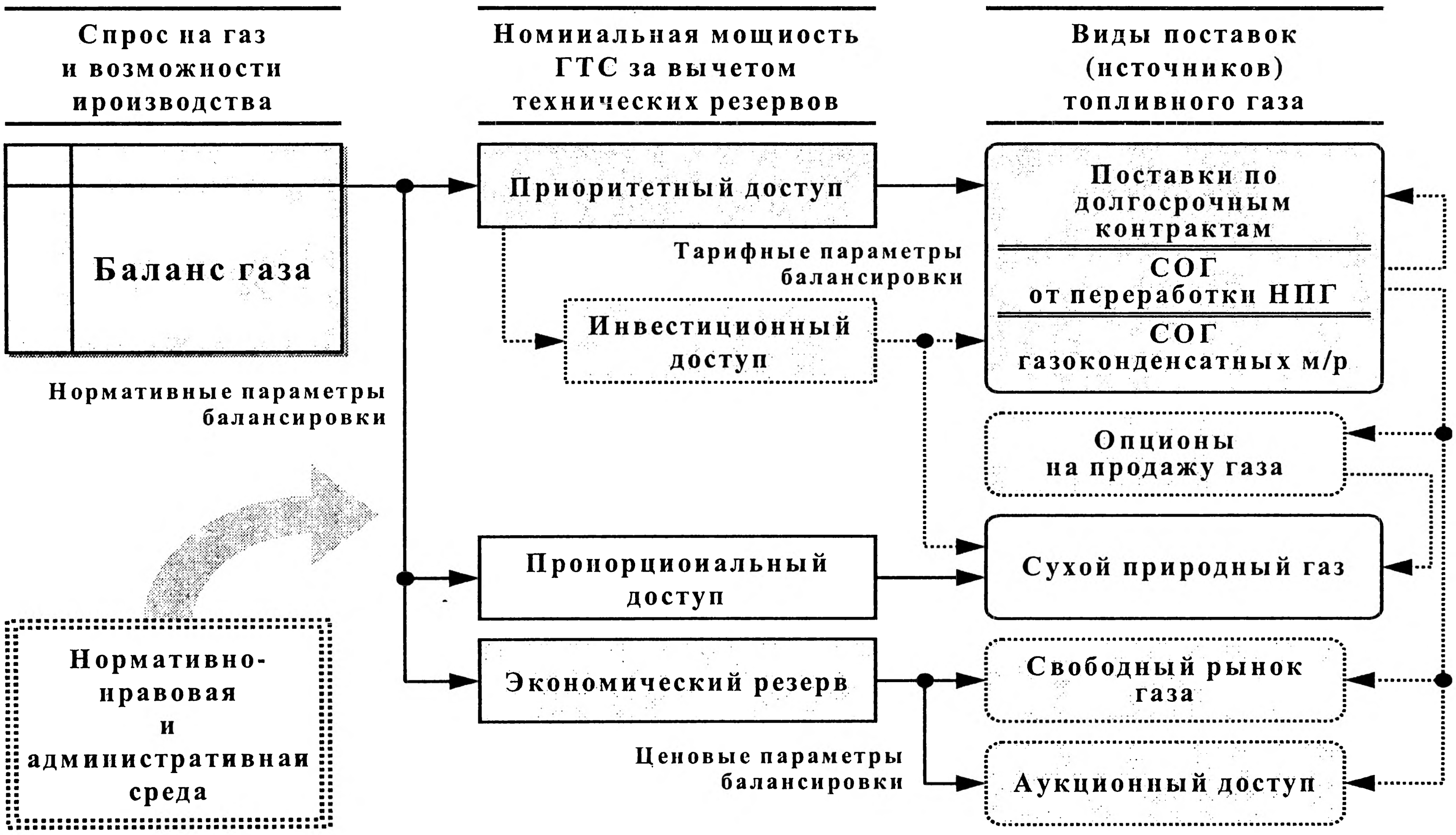


Рис. 3.3. Нормативные, ценовые и тарифные параметры балансировки в условиях применения баланса газа

• позиционированием «Газпрома» как компании рыночного типа, что фактически не позволяет ей адекватным образом выполнять регулирующие функции;

• неразвитостью рынка газа, его жестким регулированием со стороны государства.

Функция тарифных и ценовых параметров балансировки в основном сводится к тому, чтобы стимулировать пользователей ГТС к точному соблюдению квот на прокачку, определенных в рамках баланса газа (т.е. нормативных параметров балансировки). При этом использование тарифных и ценовых параметров для общей балансировки потоков газа в существующих условиях либо затруднено, либо попросту бессмысленно. Техническая же сторона работы тарифных параметров достаточно подробно представлена в проекте Положения о недискриминационном доступе к ГТС и не нуждается в пересмотре при переходе к балансировке на основе использования баланса газа.

Соответственно, основной формой организации доступа к ГТС является *регулируемый (государством) доступ на основе нормативных параметров*, вытекающих из баланса газа. Все прочие формы – *аукционный доступ, инвестиционный, опционный* – имеют подчиненное значение и могут распространяться лишь на относительно небольшую часть пропускной способности ГТС. Более широкое их применение практически невозможно, поскольку существует риск использования компанией-собственником ГТС для получения конкурентных преимуществ перед другими производителями газа либо выстраивания выборочных приоритетов по своему усмотрению.

В условиях дефицита пропускной способности ГТС принципы равноконкурентности довольно сложно соблюсти и по причине не серьезной дифференциации в положении независимых (от «Газпрома») производителей газа. Очевидные преимущества получают крупные компании, тогда как мелкие и средние будут фактически отстранены от участия в получении дополнительных квот на транспорт газа. Дефицит мощностей ГТС не является всеобщим и одинаковым, а дифференцирован по различным направлениям транспортировки и районам добычи. Соответственно, добывающие компании, которые работают в «дефицитных районах», оказываются в заведомо невыгодном положении по сравнению с прочими.

Так, в условиях дефицита пропускной способности ГТС в ЯНАО, «Роснефть» уже в течение 10 лет предпринимает попытки организовать добычу газа на Харампурском месторождении (запасы газа по категориям $АВС_1 + С_2$ оцениваются в 900 млрд $м^3$). Из-за отсутствия договоренностей с «Газпромом» о приеме Харампурского газа в систему магистральных газопроводов, «Роснефти» приходится сокращать его добычу, жертвуя при этом объемами производства нефти.

В качестве примера развития газового направления бизнеса в условиях отсутствия ограничений по доступу газа в систему магистральных трубопроводов можно привести успешную реализацию программы по утилизации НПГ, добываемого на севере Пермской области компанией «ЛУКОЙЛ-Пермь». В рамках данного газового проекта на территории Пермской области ведется строительство 180-километровой системы межпромысловых газопроводов различного диаметра, которая обеспечит подключение к магистральному трубопроводу наиболее перспективных с точки зрения добычи нефтяного попутного газа Маговского, Озерного, Логовского и Гагаринского месторождений. Переработку добываемого газа обеспечит входящее в состав «ЛУКОЙЛа» ООО «Пермнефтегазпереработка». Выйти на плановую мощность (130 млн $м^3$ газа в год) планируется к 2010 г. Общий объем инвестиций в этот проект составит более 900 млн руб.

3.4.2. Оценка возможностей продажи сухого отбензиненного газа «Газпрому» на опционной основе

Наличие достаточных резервов пропускной способности ГТС позволяет существенным образом снизить остроту проблем, связанных с утилизацией НПГ и реализацией продуктов его переработки. В этих условиях среди нерегулируемых (или мягко регулируемых) форм доступа, по нашему мнению, наиболее жизнеспособным может быть опционный подход при продаже газа производителями собственнику ГТС.

В общепринятом понимании под опционом понимается договор, по которому покупатель получает право (но не обязанность) совершить покупку или продажу по заранее оговоренной цене. В современных условиях в России, учитывая особенности монопольного положения «Газпрома», опционный подход может при-

меняться только в существенно модифицированной форме. Для повышения баланса интересов в газовом секторе необходимо прежде всего рассматривать право нефтяников продавать СОГ по заранее оговоренной цене или цене, определяемой по установленной формуле. В рамках опционного подхода может осуществляться продажа СОГ «Газпрому» на основе долгосрочных контрактов с гибким определением формулы цены. Данный подход во многом схож с условиями поставок газа «ЛУКОЙЛом» с Находкинского месторождения в ЯНАО.

Опционы на продажу газа могут рассматриваться в качестве одного из дополнительных (по отношению к регулируемому доступу) инструментов гарантированного сбыта СОГ.

Позитивные стороны опционного подхода проявляются в следующем:

– напрямую учитываются интересы «Газпрома», что гарантирует высокую вероятность реализации данного подхода на практике; фактически «Газпром» получает в свое распоряжение дополнительные ресурсы газа (в данном случае СОГ);

– для нефтегазодобывающих компаний облегчается возможность гарантированного сбыта СОГ, поскольку в данной схеме (с точки зрения формирования баланса газа) заинтересован «Газпром»;

– выгоды государства связаны с ростом утилизации НПГ (рост объема выпускаемой продукции, налоговых платежей, сокращение экологических издержек).

Преимущества данного подхода могут стать более осязаемыми в случае введения НДПИ за сверхнормативные (устанавливаемые в лицензиях) объемы сжигания НПГ.

Недостатки опционного подхода следующие:

– весьма вероятно сужение рынка (производители СОГ не смогут продавать газ напрямую потребителям), что в долгосрочном аспекте не отвечает интересам компаний, добывающих НПГ;

– определение «справедливых» цен СОГ (франко-выход с ГПЗ) требует разработки соответствующей методики и ее реализации – либо в рамках долгосрочных контрактов между нефтяными компаниями и «Газпромом», либо в рамках процедур государственного регулирования (количество ГПЗ в России относительно невелико, что упрощает задачу разработки соответствующих методик).

Ключевым моментом в рамках опционного подхода является определение «справедливых» цен на газ (СОГ) на выходе с каждого ГПЗ. Может быть предложен следующий подход к расчету *цен на выходе с ГПЗ* ($\mathbf{P_i^t}$) в году *t*:

- на основе *средних цен реализации газа при поставках потребителям (кроме населения) на российский рынок* ($\mathbf{P_r^t}$) – при формировании данной минимальной цены возможности экспорта газа не учитываются;
- с учетом *средних издержек на транспортировку газа с данного ГПЗ* ($\mathbf{T_i^t}$) до основных потребителей;
- *с использованием коэффициента, учитывающего необходимость выполнения требований лицензионных соглашений, а также возможные проблемы с формированием баланса газа в России* ($\mathbf{K_t > 1}$) с учетом необходимости выполнения экспортных контрактов.

В общем виде данная формула может выглядеть следующим образом:

$$\mathbf{P_i^t = (P_r^t - T_i^t) * K_t.}$$

Расчет **затрат на транспортировку** следует осуществлять на основе соответствующих приказов ФСТ России, которые определяют размеры ставок за пользование магистральными газопроводами (тарифы на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром») для независимых организаций. Например, в приложении к Приказу ФСТ № 474-э/2 от 26 декабря 2006 г. определены тарифы по зонам – точкам входа (подключения к системе магистральных газопроводов) и зонам – точкам выхода. Предлагаемая методика должна быть максимально встроена в существующую систему государственного регулирования, т.е. не требовать разработки значительного числа дополнительных норм и правил, а также формирования специальных регулирующих органов. При этом органами государственного регулирования должно быть четко зафиксировано минимальное текущее значение «K_t» (например, на уровне 1–1,1) с последующим ежегодным повышение данного коэффициента ($K_t < K_{t+1}$).

В качестве базовых цен на газ следует принять оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации (кроме газа, реализуемого населению). Для упрощения методики и сокращения издержек администрирования в качестве средней

цены могут приниматься оптовые (среднеарифметические, фактически по 13 поясам) цены на газ, добываемый «Газпромом» и реализуемый потребителям РФ. По нашим оценкам, такая цена составляет около 1277 руб./тыс. м^3 без учета НДС (или около 48,2 долл./тыс. м^3), в то же время цена газа для IX пояса (включая Москву и Московскую область) составляет 1427 руб. (или около 53,8 долл./тыс. м^3). При таком подходе цена газа для производителей СОГ в Западной Сибири может находиться на уровне 22–25 долл./тыс. м^3, что соответствуют уровню цен при реализации газа «Газпрому» компанией «ЛУКОЙЛ» с Находкинского месторождения. При этом необходимо учитывать более высокие издержки на получение СОГ по сравнению с природным газом. В дальнейшем может быть осуществлен переход к методике, более адекватно учитывающей поставки газа на экспорт.

3.4.3. Проблемы доступа к газотранспортной системе, связанные с действием фактора сезонности

Фактор сезонной неравномерности спроса на топливный газ оказывает серьезное воздействие на все стороны функционирования газовой промышленности в России. Это связано прежде всего с острым дефицитом емкости подземных хранилищ газа, которые используются для реагирования на колебания спроса. Свою роль играет и дефицит мощностей ГТС, который наиболее отчетливо проявляется в периоды сезонного повышения спроса на газ. Можно вспомнить, что происходило в январе-феврале 2006 г., когда прекращалась подача газа в целый ряд регионов страны, например, электростанции Новосибирской области в течение достаточно длительного времени были вынуждены работать на резервном топливе.

О дефиците мощностей важнейших элементов системы газоснабжения в России можно судить на основе сравнения с показателями аналогичной системы в США (табл. 3.1).

Нехватка мощностей подземных хранилищ газа имеет два основных негативных последствия:

1) ярко выраженный синусоидальный график добычи газа в России (рис. 3.4.), который принципиально отличается от графика добычи в условиях достаточной мощности ПХГ США (рис. 3.5);

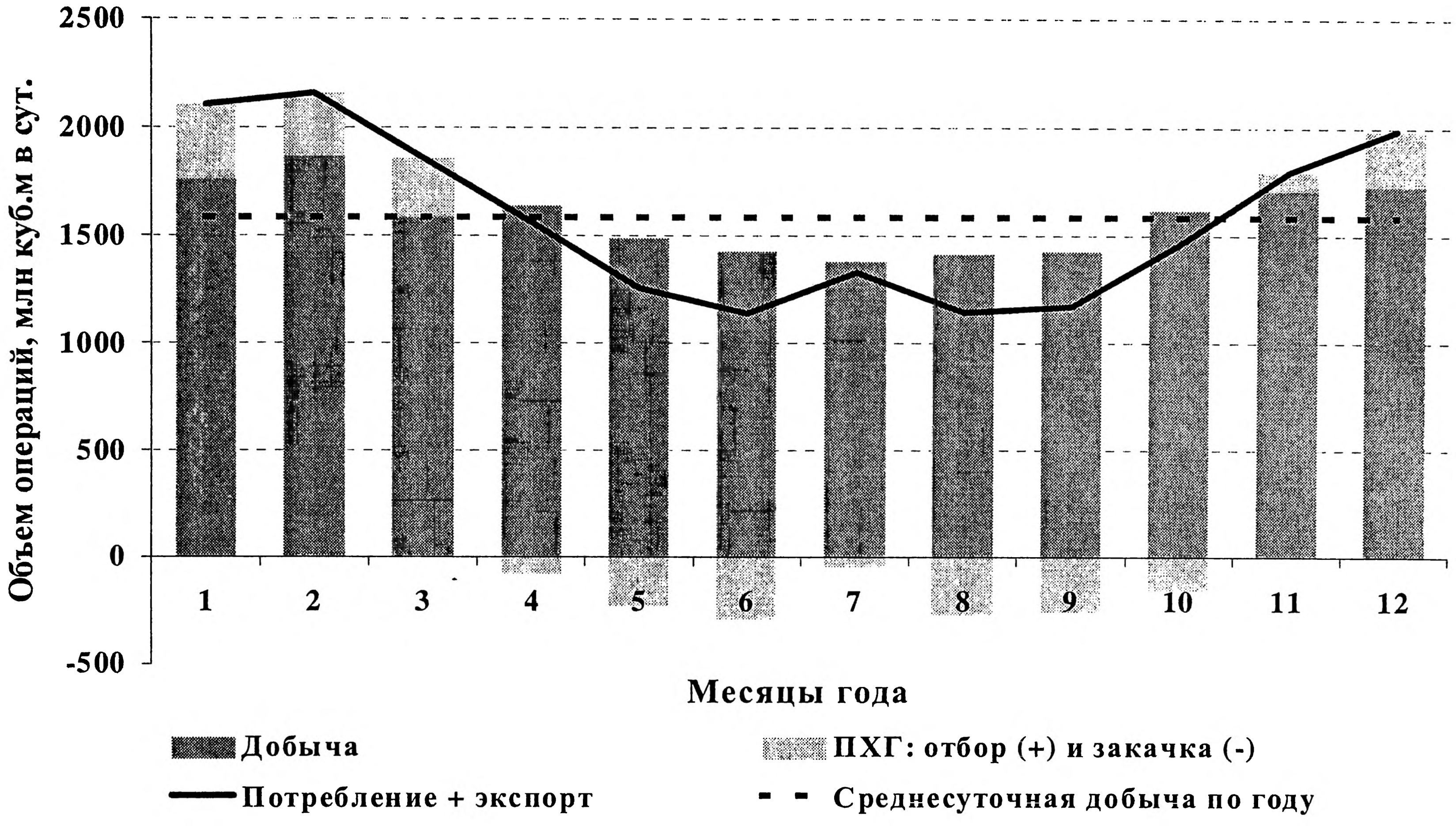


Рис. 3.4. Действие фактора сезонной неравномерности в газовом секторе России (в среднесуточном исчислении по месяцам 2005 г.)

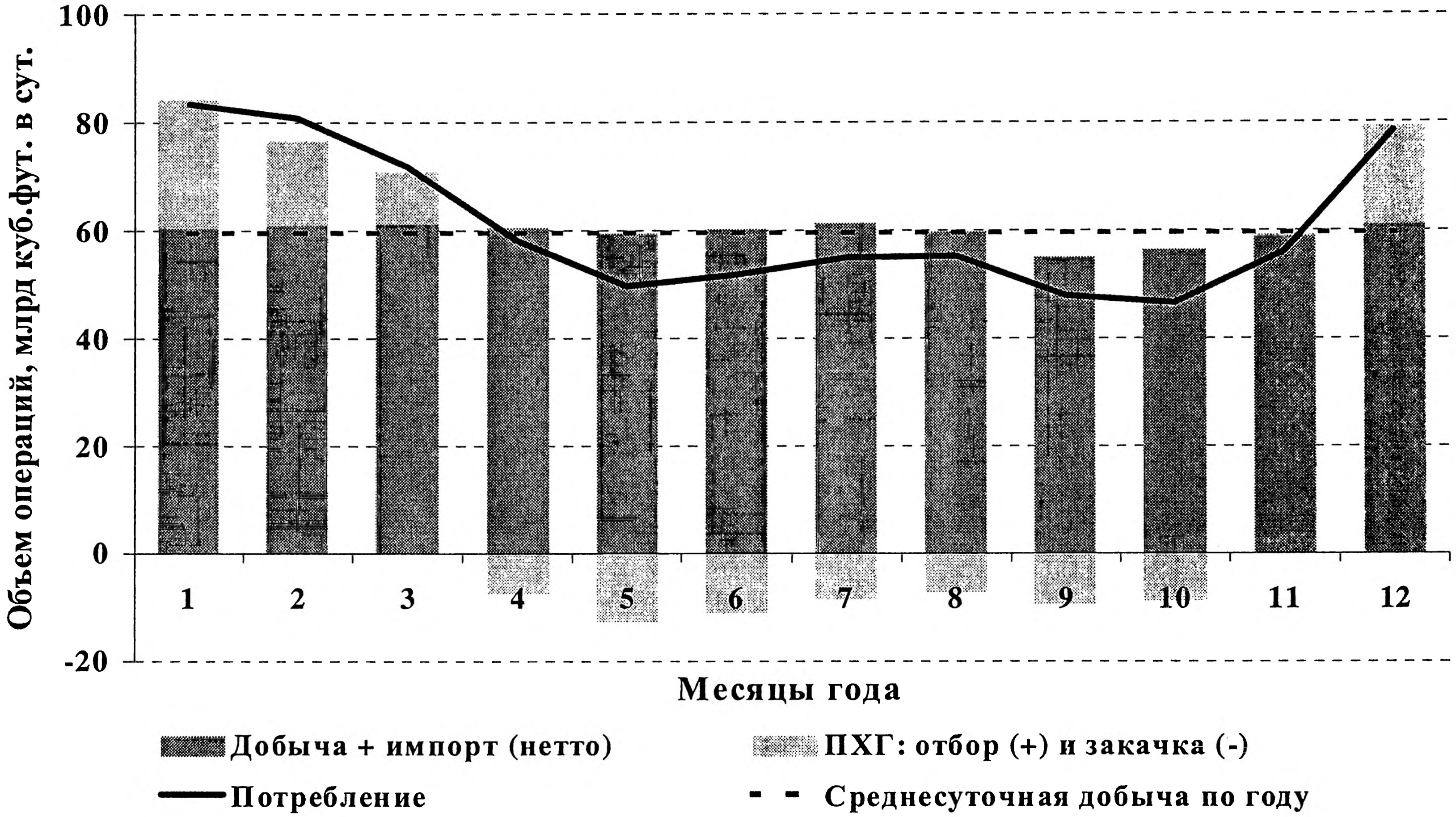


Рис. 3.5. Действие фактора сезонной неравномерности в газовом секторе США (в среднесуточном исчислении по месяцам 2005 г.)

Таблица 3.1

Основные показатели работы системы газоснабжения в России и США в 2005 г.

Показатель	Россия	США
Поступление газа в ГТС, млрд $м^3$	560	652*
Емкость ПХГ, млрд $м^3$	63	231
% к объемам перекачки газа	11,2	35,4
Закачка газа в ПХГ, млрд $м^3$	46	84
Отбор газа из ПХГ, млрд $м^3$	43	85
Запасы газа в ПХГ к зимнему сезону 2005–2006 гг., млрд $м^3$	63	191
% к объемам перекачки газа	11,2	29,3

* Собственное производство плюс импорт.

2) риск возникновения дефицита газа в периоды сезонного увеличения спроса (что усугубляется недостатком мощностей ГТС).

Значительные сезонные колебания в объемах добычи, слепо следующие за сезонным изменением спроса, характерны для всех производителей газа в России – и для «Газпрома», и для независимых газодобывающих компаний, и для нефтяных компаний, т.е. производителей НПГ (рис. 3.6). Однако уровень сезонных колебаний производства у «Газпрома» в среднем ниже, чем у других производителей (табл. 3.2).

При анализе сезонных колебаний в производстве газа обращает на себя внимание ряд любопытных обстоятельств:

- наибольшая степень неравномерности добычи, измеренная по соотношению максимальной и минимальной среднемесячной суточной добычи, характерна для наиболее крупных независимых производителей газа (нефтяных компаний – «ЛУКОЙЛа», ТНК-ВР, «Сибнефти» и ЮКОСа – и независимых газодобывающих компаний);
- в числе независимых производителей газа привилегированное положение занимает компания «Роснефть», для которой характерна наименьшая (в своем классе компаний) неравномерность производства;
- наименьший абсолютный уровень колебаний производства характерен для компании «Татнефть», что говорит о положительном опыте использования НПГ в Республике Татарстан;

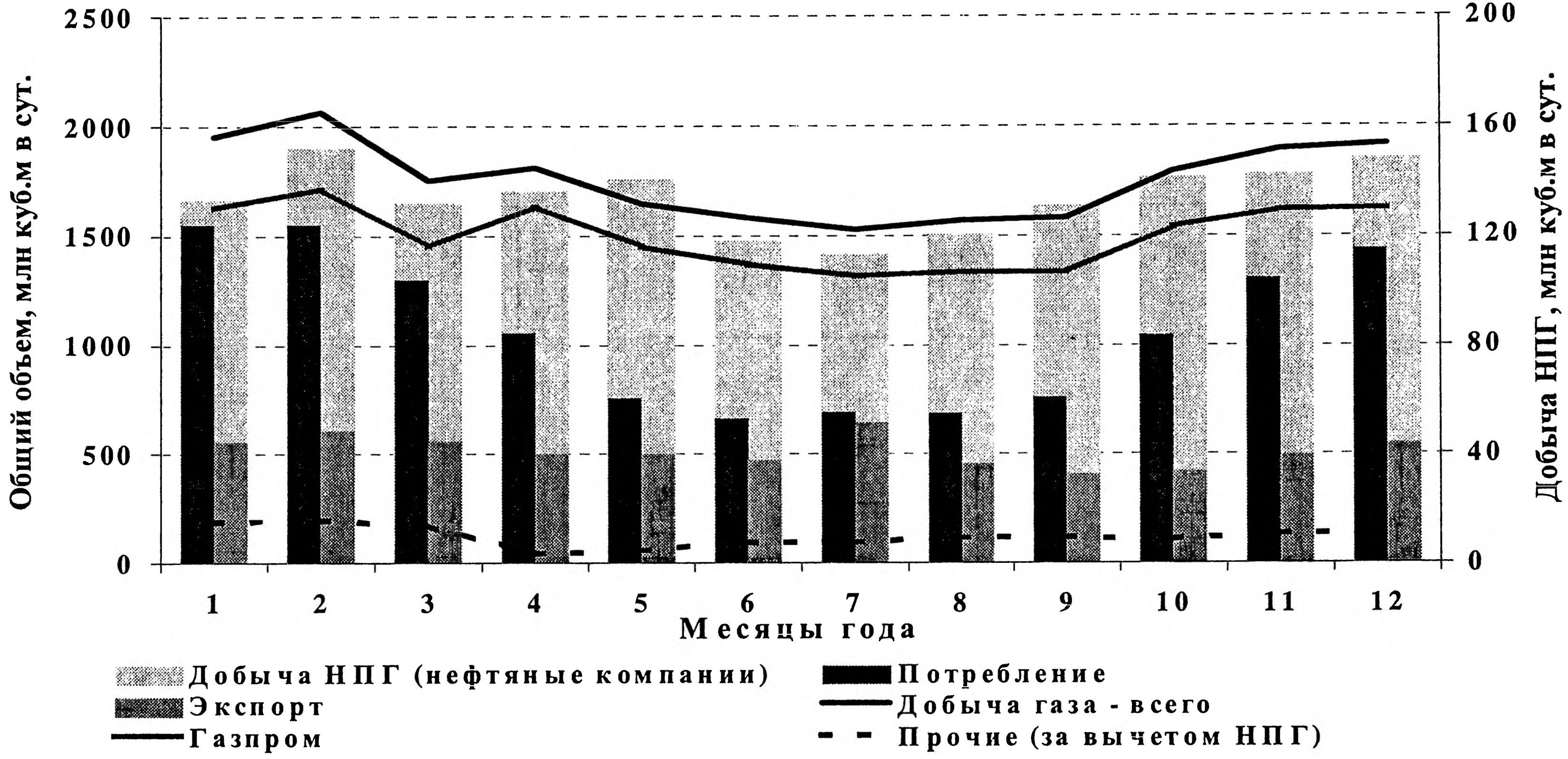


Рис. 3.6. Сезонные колебания спроса на газ в России, добычи и экспорта газа (в среднесуточном исчислении по месяцам 2005 г.)

Таблица 3.2

Характеристики сезонных колебаний добычи газа по основным производителям в 2005 г.

Компания	Среднее за год, млн $м^3$/сут	Минимальный уровень		Максимальный уровень		Макс./ мин.	Сред./ мин.
		млн $м^3$/сут.	месяц	млн $м^3$/сут.	месяц		
ЛУКОЙЛ	15,6	10,6	Июнь	19,5	Декабрь		
ЮКОС	5,3	2,9	Август	8,0	Февраль	2,74	1,82
Сибнефть	5,4	3,6	Июль	6,0	Декабрь	1,69	1,53
Сургутнефтегаз	39,3	33,7	Август	49,5	Февраль	1,47	1,17
ТНК-ВР	23,9	16,3	Июль	28,7	Февраль	1,75	1,46
Татнефть	2,0	2,0	Июнь	2,1	Февраль	1,02	1,01
Башнефть	1,0	0,8	Июль	1,1	Февраль	1,32	1,20
Роснефть	35,7	30,8	Июнь	39,4	Декабрь	1,28	1,16
Славнефть	2,7	2,5	Август	2,9	Январь	1,15	1,09
Русснефть	2,9	2,2	Июнь	3,3	Ноябрь	1,50	1,31
Нефтяные компании	134,0	113,3	Июль	152,1	Февраль	1,34	1,18
Газпром	1 499,3	1 317,3	Июль	1 718,4	Февраль	1,30	1,14
В том числе газоконденсатные залежи	233,5	221,8	Август	236,6	Декабрь	1,07	1,05
Прочие	121,9	96,7	Июль	196,3	Февраль	2,03	1,26
Добыча газа – всего	1 755,2	1 527,3	Июль	2 066,8	Февраль	1,35	1,15
Потребление	1 063,2	663,4	Июнь	1 552,9	Февраль	2,34	1,60
Экспорт	512,9	406,7	Сентябрь	641,9	Июль	1,58	1,26

Примечания:

1) Показатели добычи очищены от случайных колебаний (в частности, связанных с изменениями организационной структуры компаний).

2) Добыча газа по «Газпрому» из газоконденсатных залежей – по оценке авторов на основе данных о добыче конденсата и содержании конденсата в газе.

• уровень сезонных колебаний в добыче «жирного» (содержащего конденсат) газа у «Газпрома» значительно ниже, чем сухого газа, что подтверждает теоретическую возможность регулирования общего объема добычи за счет сеноманских залежей.

Сопоставление данных о добыче нефти и НПГ позволяет получить приблизительную оценку потерь газа, связанных с сезонной неравномерностью добычи. Если рассчитать вероятный график добычи НПГ исходя из максимального соотношения «газ/нефть» (характерного для февраля и декабря) и сравнить его с фактическим (рис. 3.7), то выяснится, что величина потерь НПГ, обусловленная сезонными колебаниями, составляет примерно 4,6 млрд $м^3$ по условиям 2005 г. По имеющимся оценкам, общие потери НПГ равны 12–15 млрд $м^3$, таким образом, из них около 1/3 или более вызваны сезонной неравномерностью добычи. И если среднегодовой уровень утилизации НПГ составляет порядка 80%, то в периоды летнего уменьшения объемов добычи он снижается до отметки в 67%.

Полученные оценки свидетельствуют об остроте и актуальности проблемы сезонной неравномерности добычи (утилизации) НПГ. Теоретические подходы к ее решению можно разработать, используя опыт регулирования добычи газа в Нидерландах. При этом в качестве регулирующих источников следует рассматривать сеноманские залежи крупных месторождений, например, Уренгойского и Ямбургского. Однако на практике решение рассматриваемой проблемы встречается с двумя трудностями:

– недостатком емкости ПХГ, что обусловливает значительный размах колебаний месячной добычи газа (по вероятным регулирующим источникам соотношение «максимум/минимум» и так составляет не менее 1,3);

– институциональными препятствиями – функции регулирования добычи газа фактически находятся в руках «Газпрома», который вряд ли будет заинтересован в дополнительном сокращении собственной добычи.

Поэтому в настоящее время постановка вопроса о целенаправленном регулировании добычи газа за счет сеноманских залежей крупных месторождений представляется не вполне реалистичной. Необходимыми предпосылками для создания такой схемы регулирования добычи являются: 1) значительное расширение мощностей ПХГ и 2) радикальное изменение всей системы управ-

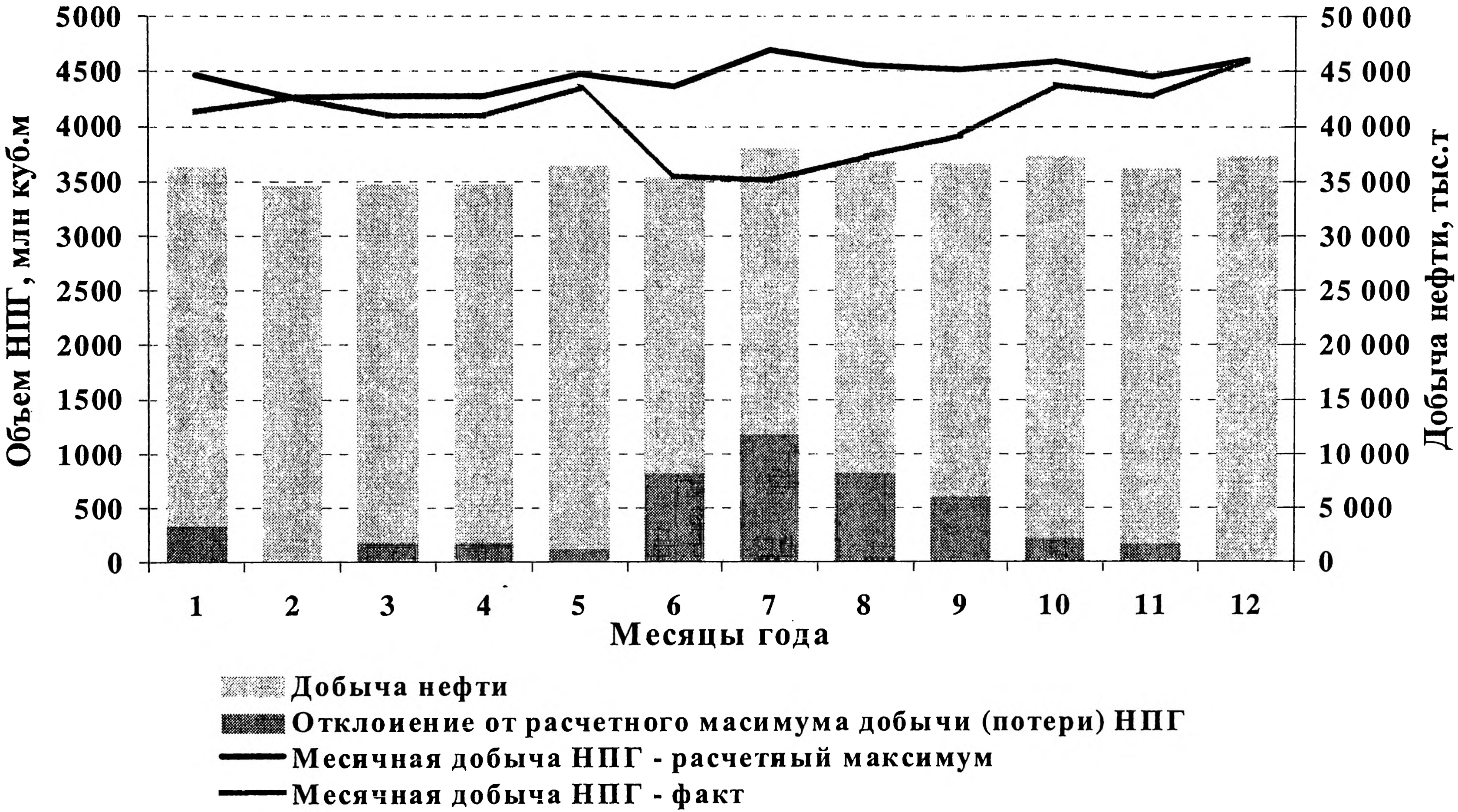


Рис. 3.7. Оценка потерь НПГ вследствие сезонной неравномерности добычи в 2005 г.

ления газовым сектором экономики. Например, в основе голландской системы регулирования в ее современном виде лежит четкое разделение функций добычи, транспортировки и торговли газом между тремя компаниями. При этом газотранспортная компания является полностью государственной, и в ее деятельности собственные коммерческие интересы играют второстепенную роль.

3.5. Подходы к реализации предложений по обеспечению приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе

3.5.1. Выгоды, издержки и риски основных заинтересованных сторон

Выгоды заинтересованных сторон

Вопросы доступа к газотранспортной инфраструктуре находятся на стыке целого комплекса проблем в нефтегазовом секторе России. Попытка понять и сопоставить интересы и выгоды, возможные факторы риска и ограничения основных заинтересованных сторон – федеральных органов власти, «Газпрома», нефтяных компаний, сырьевых регионов – при реализации мер по обеспечению приоритетного доступа производителей СОГ к ГТС неизбежно приводит к данному выводу. Решение такой, казалось бы, узкой задачи как обеспечение преимущественного права поставщиков СОГ на пользование услугами ГТС, тянет за собой целый шлейф вопросов. Начинается он с необходимости введения регламентов и стандартов при разработке месторождений и заканчивается вопросами формирования балансов газа с учетом особенностей добычи НПГ, без решения которых невозможно даже подступиться к рассматриваемой задаче.

Федеральные органы власти

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

- обеспечение баланса интересов (бесконфликтность) по вопросам доступа к ГТС;
- повышение контроля за действиями ОАО «Газпром»;
- создание предпосылок для увеличения доли СОГ в газовом балансе страны;

• создание условий для увеличения объемов переработки НПГ за счет снижения барьеров входа независимых поставщиков на рынок downstream.

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• создание условий для повышения степени утилизации НПГ;

• удовлетворение растущих потребностей внутреннего рынка за счет увеличения добычи и переработки НПГ;

• улучшение экологической ситуации и снижение остроты вопросов, связанных с сокращением объемов сжигаемого НПГ после принятия Киотского протокола;

• комплексное использование продуктов переработки НПГ придает дополнительный импульс развитию нефтехимических производств, способствует увеличению занятости, налоговых поступлений;

• повышение регулирующей роли государства в развитии газовой отрасли;

• создание предпосылок для дальнейшего развития рынка газа в либеральном направлении.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• рациональное использование ресурсов НПГ;

• минимизация ущерба окружающей природной среде от сжигания НПГ на промыслах;

• развитие конкуренции на рынке газа.

Сырьевые регионы

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• создание предпосылок для увеличения переработки НПГ;

• создание условий для выполнения лицензионных соглашений в части уровней утилизации НПГ.

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• улучшение экологической обстановки в регионе за счет увеличения степени утилизации НПГ и снижения объемов его сжигания на промыслах;

• создание предпосылок для развития нефтегазохимических производств, новых рабочих мест, повышения деловой активности на территории региона;

• расширение налогооблагаемой базы за счет рационального использования НПГ и продуктов его переработки;

• развитие регионального рынка газа и повышение уровня газификации региона;

• разработка эффективного механизма контроля за выполнением условий лицензионных соглашений в части уровней утилизации НПГ.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• минимизация ущерба окружающей среде от сжигания НПГ;

• рациональное использование НПГ;

• развитие нефтегазохимических производств на территории региона будет способствовать улучшению структуры выпускаемого регионального продукта за счет сокращения доли сырья и увеличения доли продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Нефтяные компании

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• решение вопросов доступа к ГТС увеличит привлекательность развития газового направления бизнеса нефтяных компаний;

• гарантии реализации СОГ будут стимулировать интерес нефтедобывающих компаний к повышению уровня использования НПГ.

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• снижение объемов сжигания НПГ в соответствии с требованиями лицензионных соглашений;

• уменьшение штрафов и платежей за сжигание НПГ и загрязнение окружающей среды;

• увеличение объемов добычи и переработки НПГ;

• увеличение поставок СОГ на внутренний рынок по нерегулируемым ценам.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• либерализация рынка газа повысит рентабельность газового бизнеса нефтяных компаний, что будет способствовать дальнейшему увеличению объемов производства и увеличению их доли на рынке (как в секторе добычи, так и в сфере распределения и реализации газа);

• комплексное использование продуктов переработки НПГ откроет возможности (создаст предпосылки) для развития нефтегазохимии.

ОАО «Газпром»

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• создание предпосылок для развития сектора переработки газа и увеличения загрузки мощностей ГПЗ;

• увеличение объема транспортировки СОГ и, соответственно, выручки за эти услуги;

• за счет увеличения поставок СОГ на внутренний рынок, компания получает возможность отправить на экспорт дополнительные объемы природного газа.

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• увеличение инвестиций со стороны нефтяных компаний в развитие и реконструкцию мощностей ГПЗ;

• гарантии увеличения поставок НПГ на ГПЗ;

• привлечение инвестиций нефтяных компаний в расширение и развитие ГТС;

• увеличение объема транспортировки газа независимых поставщиков на внутренний рынок открывает возможности для расширения экспортных поставок «Газпрома».

• В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• динамичное развитие газодобычи независимыми компаниями позволит переложить на них часть ответственности за газоснабжение страны;

• либерализация рынка газа, повышение внутренних цен на газ повысит рентабельность операций компании на российском рынке.

Издержки и риски

Федеральные органы власти и ***сырьевые регионы***

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• расширение и усложнение государственных регулирующих функций;

• повышение независимости регулирующих органов от операторов газового рынка (в первую очередь ОАО «Газпром»).

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• развитие конкуренции и расширение нерегулируемого рынка газа потребует изменения принципов и подходов (перехода от административных к рыночным) государственного регулирования развития газовой отрасли;

• необходимо четкое разделение зон ответственности между регулирующими органами для предотвращения дублирования функций и возможностей конфликтов;

• повышение независимости регулирующих органов от операторов газового рынка (в первую очередь ОАО «Газпром»);

• необходимо повышение квалификации персонала регулирующих органов как на федеральном, так и на региональном уровнях власти.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• необходимость проведения структурных реформ в газовой отрасли;

• риски негативных социально-экономических последствий либерализации газового рынка и повышения цен на газ.

Нефтяные компании

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• инвестиции в переоснащение замерного и прочего оборудования для выполнения технических условий и требований для подключения к ГТС;

• инвестиции в расширение и развитие ГТС (в рамках инвестиционного доступа).

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

• увеличение капитальных затрат на развитие объектов сбора, транспорта и переработки НПГ;

• инвестиции в расширение и развитие ГТС (в рамках инвестиционного доступа);

• поиск потребителей в условиях расширения конкуренции на внутреннем рынке газа.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

• инвестиции в развитие нефтегазохимических производств;

• инвестиции в расширение и развитие ГТС (в рамках инвестиционного доступа);

• нерешенность вопросов собственности на вводимые за счет независимых производителей газа объекты ГТС.

ОАО «Газпром»

В *краткосрочном (до 1 года)* периоде:

• перераспределение части регулирующих функций по развитию газовой отрасли в пользу государственных органов власти;

• необходимость раскрытия информации о структуре загрузки мощностей ГТС;

• ограничение монопольного положения «Газпрома» в вопросах доступа независимых производителей газа к ГТС.

В *среднесрочном (от 1 до 5 лет)* периоде:

- необходимость согласовывать направления развития ГТС с планами по добыче газа независимых производителей;
- расширение конкуренции на внутреннем рынке;
- уменьшение доли «Газпром» на внутреннем рынке и риск потери части привлекательных потребителей.

В *долгосрочном (более 5 лет)* периоде:

- проводимые структурные реформы в газовой отрасли могут существенным образом ограничить монопольное положение «Газпрома» на рынке газа.

На наш взгляд, комплексный характер рассматриваемого вопроса и является наиболее существенным риском реализации предлагаемых мер по обеспечению недискриминационного доступа производителей СОГ к ГТС. Эту проблему нельзя решить принятием простых (лежащих на поверхности) мер, ее необходимо аккуратно распутывать как клубок, в котором тесно переплетены различные, а зачастую и разнонаправленные интересы и позиции основных заинтересованных сторон.

С одной стороны, решение этих вопросов лежит в русле общих государственных приоритетов, поскольку, с точки зрения долгосрочных перспектив, недискриминационный доступ к ГТС является одним из ключевых элементов системы регулирования, способных привлечь инвестиции в проекты газодобычи и тем самым способствовать эффективному функционированию отрасли. С другой стороны, потенциально эффективные планы могут обрести реальные очертания только при условии решения следующих вопросов.

Во-первых, это проблема четкого разграничения полномочий различных ведомств, ответственных за регулирование нефтегазового сектора, особенно учитывая наличие между ними определенной институциональной конкуренции. Вместе с тем необходимо отметить, что целостного (консенсусного) понимания проблемы эффективного доступа производителей газа к транспортной инфраструктуре (со всеми ее взаимосвязями, о которых говорилось выше) в российских органах власти пока еще не сложилось.

Во-вторых, неизбежное усложнение регулирующих функций, расширение круга решаемых задач, ведет к необходимости повышения регулирующей роли региональных органов власти.

В-третьих, предложения по обеспечению приоритетного доступа производителей СОГ к ГТС, с одной стороны, должны способствовать повышению привлекательности развития газовых проектов у независимых поставщиков, с другой стороны, не должны противоречить коммерческим и стратегическим интересам и приоритетам «Газпрома».

3.5.2. Административная среда в решении вопросов доступа к газотранспортной системе

К решению вопросов доступа к ГТС (в том числе, приоритетного доступа для производителей СОГ) в той или иной степени причастен целый ряд органов государственной власти (рис. 3.8). Причем на сегодняшний день все они, за редкими исключениями, обладают необходимыми полномочиями для реализации схемы приоритетного доступа на основе баланса газа. Ниже перечислены полномочия и задачи органов государственной власти, обеспечивающие приоритетный доступ сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе.

Госдума РФ. Разработка законодательной базы по всем вопросам экономического развития. Задача: принятие Федерального Закона «О нефти и газе».

Правительство РФ. Реализация экономической политики, в том числе по вопросам энергообеспечения и энергетической безопасности. Задача: разработка и принятие Положения о принципах формирования и регулирующих функций баланса газа в РФ.

МЭРТ. Мониторинг и анализ социально-экономических процессов. Разработка государственных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации, отраслей и секторов экономики на краткосрочный, среднесрочный и долгосрочный периоды. Подготовка заключений по проектам нормативных актов, регулирующих отношения субъектов предпринимательской деятельности или их отношения с государством, а также оказывающих влияние на макроэкономические показатели развития страны

Положение о Министерстве экономического развития и торговли Российской Федерации (п. 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3). Утверждено постановлением Правительства РФ от 27 августа 2004 г. № 443.

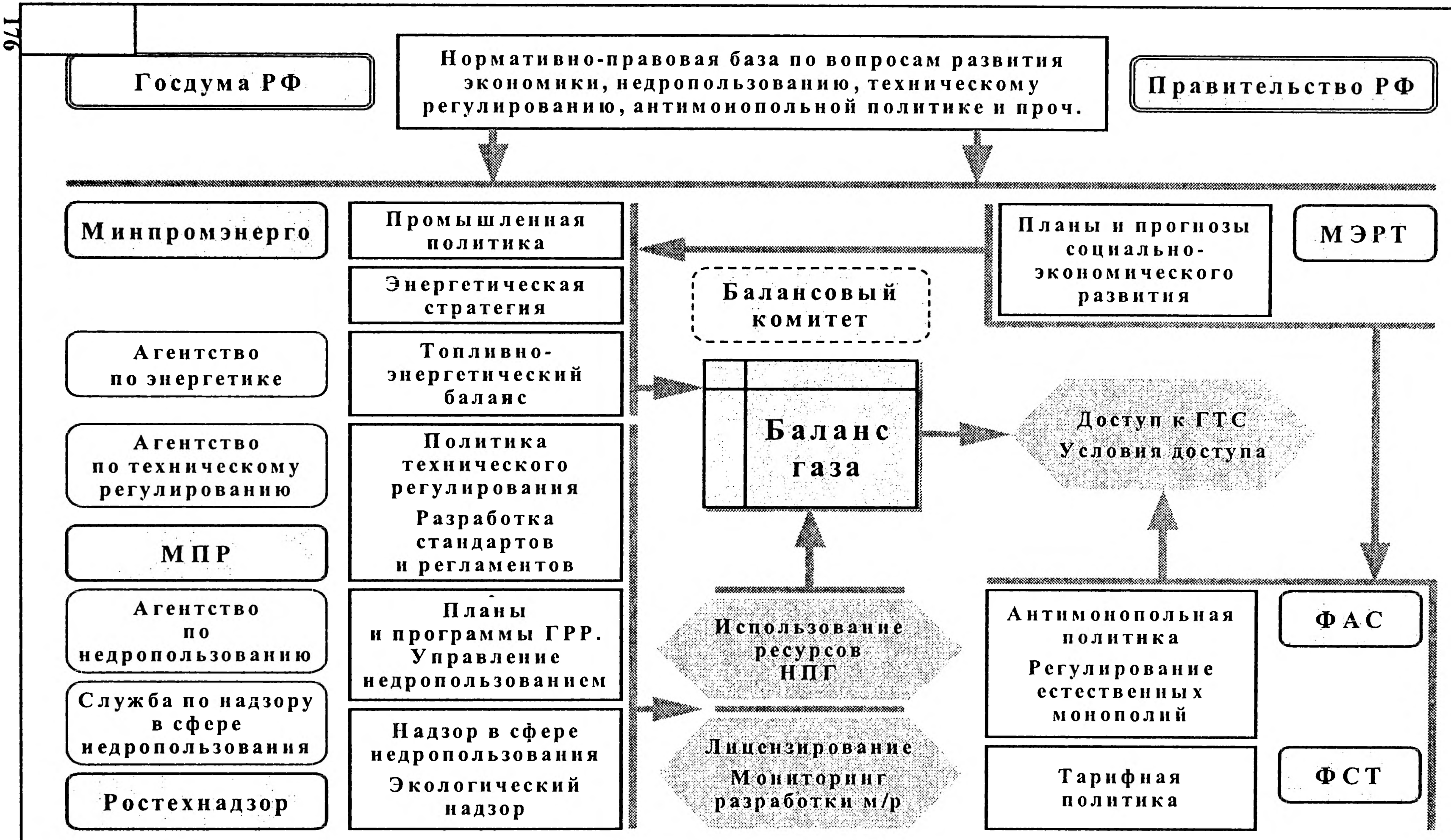


Рис. 3.8. Институциональная схема применения баланса газа и решения вопросов доступа к ГТС

Минпромэнерго. Государственное регулирование и структурные преобразования в областях, входящих в сферу деятельности Министерства.

Проведение государственной энергетической политики и структурной политики в области топливно-энергетического комплекса (включая реформирование естественных монополий, рациональное использование и сбережение энергоресурсов).

Проведение государственной политики в области технического регулирования, разработка технических регламентов.

Самостоятельно принимает следующие нормативные правовые акты:

- годовые и квартальные балансы по основным видам топлива, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов;
- форма представления инвестиционных программ субъектов естественных монополий;
- правила учета газа;
- формы декларации о соответствии продукции нормам технических регламентов;
- порядок формирования экспертных комиссий по техническому регулированию;
- метрологические правила и нормы;
- порядок разработки и аттестации методики выполнения измерений.

Обобщает практику применения законодательства и проводит анализ реализации государственной политики в установленной сфере деятельности.

Постановление Правительства РФ от 7 апреля 2004 г. № 179 «Вопросы Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации» (п. 3б, 3д, 3е);

Положение о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации (5.2.3, 5.2.4, 5.2.9, 5.2.12, 5.2.17, 5.2.19, 5.2.20, 5.4) Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 июня 2004 г. № 284.

Росэнерго. Функции агентства:

- осуществление правоприменительных функций в области обеспечения энергетической безопасности, производства и использования топливно-энергетических ресурсов;

• координация деятельности организаций по разработке прогнозов развития газовой промышленности, газоснабжения и газового хозяйства;

• разработка предложений по использованию систем магистральных нефтегазопроводов.

Осуществляет формирование государственных информационных ресурсов топливно-энергетического комплекса и распоряжение ими.

Постановление Правительства РФ от 8 апреля 2004 г. № 197 «Вопросы Федерального агентства по энергетике» (п. 2а, 2б, 2г);

Положение о Федеральном агентстве по энергетике (п. 5.5.1);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 июня 2004 г. № 287.

Ростехрегулирование. Организует экспертизу проектов национальных стандартов, принятие программы разработки национальных стандартов, утверждение национальных стандартов, учет национальных стандартов, правил стандартизации, норм и рекомендаций в этой области и обеспечение их доступности заинтересованным лицам.

Положение о Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии (п. 5.3.2, 5.4.6, 5.4.7);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 октября 2004 г. № 584.

МПР. Осуществляет правовое регулирование, а также разрабатывает и представляет проекты нормативно-правовых актов по вопросам геологическое изучения, рационального использования и охраны недр, совершенствования экономического механизма регулирования природопользования и охраны окружающей среды.

Постановление Правительства РФ от 6 апреля 2004 г. № 160 «Вопросы Министерства природных ресурсов Российской Федерации» (п. 3б, 3д, 3е)

Роснедра. Основные функции:

• организация работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы и ее рациональному использованию;

• ведение федерального и территориальных фондов геологической информации о недрах, а также банка данных по вопросам недропользования;

• предоставление в установленном порядке права пользования недрами.

Постановление Правительства РФ от 6 апреля 2004 г. № 171 «Вопросы Федерального агентства по недропользованию» (п. 4а, 4е, 4ж).

Росприроднадзор. Осуществляет контроль и надзор за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр.

Организует и проводит в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации, государственную экологическую экспертизу:

• документации, обосновывающей соглашения о разделе продукции и концессионные договоры, а также другие договоры, предусматривающие использование природных ресурсов, находящихся в ведении Российской Федерации, субъектов Федерации и органов местного самоуправления;

• иных видов документации, обосновывающей хозяйственную и иную деятельность, которая способна оказывать прямое или косвенное воздействие на охрану и использование природных ресурсов.

Положение о Федеральной службе по надзору в сфере природопользования (п. 5.1.3, 5.4.3, 5.4.7);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 400.

Ростехнадзор. Самостоятельно принимает следующие нормативные правовые акты в установленной сфере деятельности:

• перечни (кадастры) объектов, в отношении которых должны определяться технические нормативы выбросов;

• порядок выдачи и форма разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ;

• расчетные инструкции по определению состава и количества вредных (загрязняющих) веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух;

• методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов.

Осуществляет контроль и надзор:

• за безопасным ведением работ, связанных с пользованием недрами, с целью обеспечения соблюдения всеми пользователями недр законодательства РФ, утвержденных в установленном по-

рядке стандартов (норм, правил) по охране недр (в пределах своей компетенции), по безопасному ведению работ, а также с целью предупреждения и устранения их вредного влияния на население, окружающую среду;

• за соблюдением в пределах своей компетенции требований законодательства РФ в области охраны окружающей среды (государственный экологический контроль);

• за соблюдением в пределах своей компетенции требований законодательства РФ в области охраны атмосферного воздуха;

• за соблюдением в пределах своей компетенции требований законодательства РФ в области обращения с отходами.

Осуществляет лицензирование деятельности:

• по эксплуатации нефтегазодобывающих производств;

• по эксплуатации магистрального трубопроводного транспорта;

• по эксплуатации газовых сетей;

• по транспортировке по магистральным трубопроводам нефти, газа и продуктов их переработки.

Выдает разрешения на выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду и на вредные физические воздействия на атмосферный воздух.

Положение о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (п. 5.2.10, 5.2.11, 5.2.12, 5.2.13, 5.3.1.7, 5.3.1.10, 5.3.1.11, 5.3.1.12, 5.3.2.11, 5.3.2.12, 5.3.2.13, 5.3.2.24, 5.3.3.5);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401.

ФСТ. Самостоятельно принимает методические указания (методики) по расчету регулируемых цен на газ, тарифов на транспортировку газа, размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, размера специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа.

Осуществляет следующие полномочия по определению цен (тарифов) и контролю в установленной сфере деятельности:

• тарифы на транспортировку газа по трубопроводам;

• оптовые цены на газ на выходе из системы магистрального газопроводного транспорта, кроме газа, добываемого организациями, не являющимися аффилированными лицами акционерных обществ «Газпром», «Якутгазпром», «Норильскгазпром», «Камчатгазпром» и «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»;

• оптовые цены на сжиженный газ для бытовых нужд;

• размер платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа (при регулировании оптовых цен на газ).

ФСТ имеет право:

• принимать обязательные для субъектов естественных монополий решения о введении, об изменении или о прекращении регулирования, о применении методов регулирования в части определения (установления) цен (тарифов) и осуществления контроля по вопросам, связанным с определением (установлением) и применением цен (тарифов);

• рассматривать дела о нарушениях федерального законодательства о естественных монополиях в части определения (установления) цен (тарифов) и осуществления контроля по вопросам, связанным с определением (установлением) и применением цен (тарифов), и принимать в соответствии со своей компетенцией решения по фактам нарушения федерального законодательства о естественных монополиях;

• устанавливать порядок и сроки представления субъектами естественных монополий текущих отчетов о своей деятельности для определения (установления) цен (тарифов) и осуществления контроля по вопросам, связанным с определением (установлением) и применением цен (тарифов).

Положение о Федеральной службе по тарифам (5.2.1, 5.3.1.15, 5.3.1.16, 5.3.1.17, 5.3.1.18, 5.3.1.19, 6.1, 6.6, 6.8);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 332.

ФАС. Основными функциями Федеральной антимонопольной службы являются надзор и контроль за соблюдением законодательства о конкуренции на товарных рынках и законодательства о естественных монополиях.

Самостоятельно принимает правила рассмотрения антимонопольным органом дел о нарушениях антимонопольного законодательства.

Осуществляет контроль и надзор:

• за соблюдением коммерческими организациями антимонопольного законодательства, законодательства о естественных монополиях (в части установленных законодательством полномочий антимонопольного органа);

• за действиями, которые совершаются с участием или в отношении субъектов естественных монополий и результатом которых может являться ущемление интересов потребителей товара, в отношении которого применяется регулирование, либо сдерживание экономически оправданного перехода соответствующего товарного рынка из состояния естественной монополии в состояние конкурентного рынка;

• за соблюдением требований обеспечения доступа на рынки услуг естественных монополий и оказанием услуг субъектами естественных монополий на недискриминационных условиях.

Постановление Правительства РФ от 7 апреля 2004 г. № 189 «Вопросы Федеральной антимонопольной службы» (п. 5а, 5б);

Положение о Федеральной антимонопольной службе (5.2.11, 5.3.1, 5.3.1.1, 5.3.1.2, 5.3.1.3);

Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июня 2004 г. № 331.

В списке полномочий органов государственной власти, в явном виде не прописаны полномочия только по вопросам разработки прогнозных и перспективных балансов газа. Указанные вопросы, естественным образом, следует включить в перечень полномочий Минпромэнерго РФ (в добавление к пункту о принятии годовых и квартальных балансов). Что же касается решения проблем, связанных с развитием ГТС, то они являются частью государственной энергетической политики и структурной политики в области топливно-энергетического комплекса (включая реформирование естественных монополий, рациональное использование и сбережение энергоресурсов), проведение которой прямо отнесено к компетенции Минпромэнерго РФ. Органы власти РФ обладают достаточными номинальными полномочиями для регулирования деятельности естественных монополий и в сфере недропользования, что позволяет выстроить целостную систему нормативно-правовых актов и технических регламентов по утилизации НПГ (включая вопросы приоритетного доступа к ГТС).

Реальная проблема, по нашему мнению, заключается в отсутствии у государства необходимой политической воли для реформирования ситуации в газовом секторе и для того, чтобы реально осуществлять регулирующие функции. В настоящее время эти функции в значительной степени переданы «Газпрому». Существуют объективные препятствия к тому, чтобы весь газ, который

можно добыть, попал в ГТС. Речь идет о дефиците мощностей ГТС, но устранить это препятствие можно только одним путем: за счет развития и расширения газотранспортной системы. Следовательно, «Газпром» должен располагать средствами, необходимыми для решения данной задачи, а это уже в значительной степени забота государства. Причем государство должно заботиться не только о том, чтобы для «Газпрома» и других газодобывающих компаний налоговая нагрузка была не слишком высокой, но и о том, чтобы компания целевым образом использовала средства, находящиеся в ее распоряжении.

Реализация системы регулирования добычи и использования НПГ на основе балансов газа означает усиление регулирующей роли государства в нефтегазовом секторе. При этом речь идет не о возвращении к директивным принципам управления, а о том, что государство должно само исполнять те обязательные регулирующие функции, которые в настоящее время де-факто переданы «Газпрому» либо не исполняются вообще. Прежде всего это касается разработки баланса газа, регулирования объемов производства и вопросов доступа к транспортной инфраструктуре. Естественным образом должно произойти расширение состава и усложнение регулирующих функций государства, поскольку в настоящее время в системе государственного регулирования разработки месторождений, добычи и утилизации НПГ существуют обширные «белые пятна».

3.5.3. Общая схема реализации предложений по обеспечению приоритетного доступа к газотранспортной системе

Учитывая комплексный характер рассматриваемой проблемы необходима «сквозная» система (схема) реализации предлагаемого подхода по обеспечению приоритетного доступа к ГТС для производителей НПГ (СОГ). Точкой отсчета в схеме реализации должно стать создание технических регламентов разработки месторождений, утилизации и учета ресурсов НПГ (включая вопросы мониторинга), а завершаться она должна контрактами на поставку газа в ГТС и техническими процедурами балансировки в рамках выделяемых квот.

При этом должно выполняться два важных требования:

1) необходимо соответствие в рамках системы на правовом, административном и операциональном уровнях;

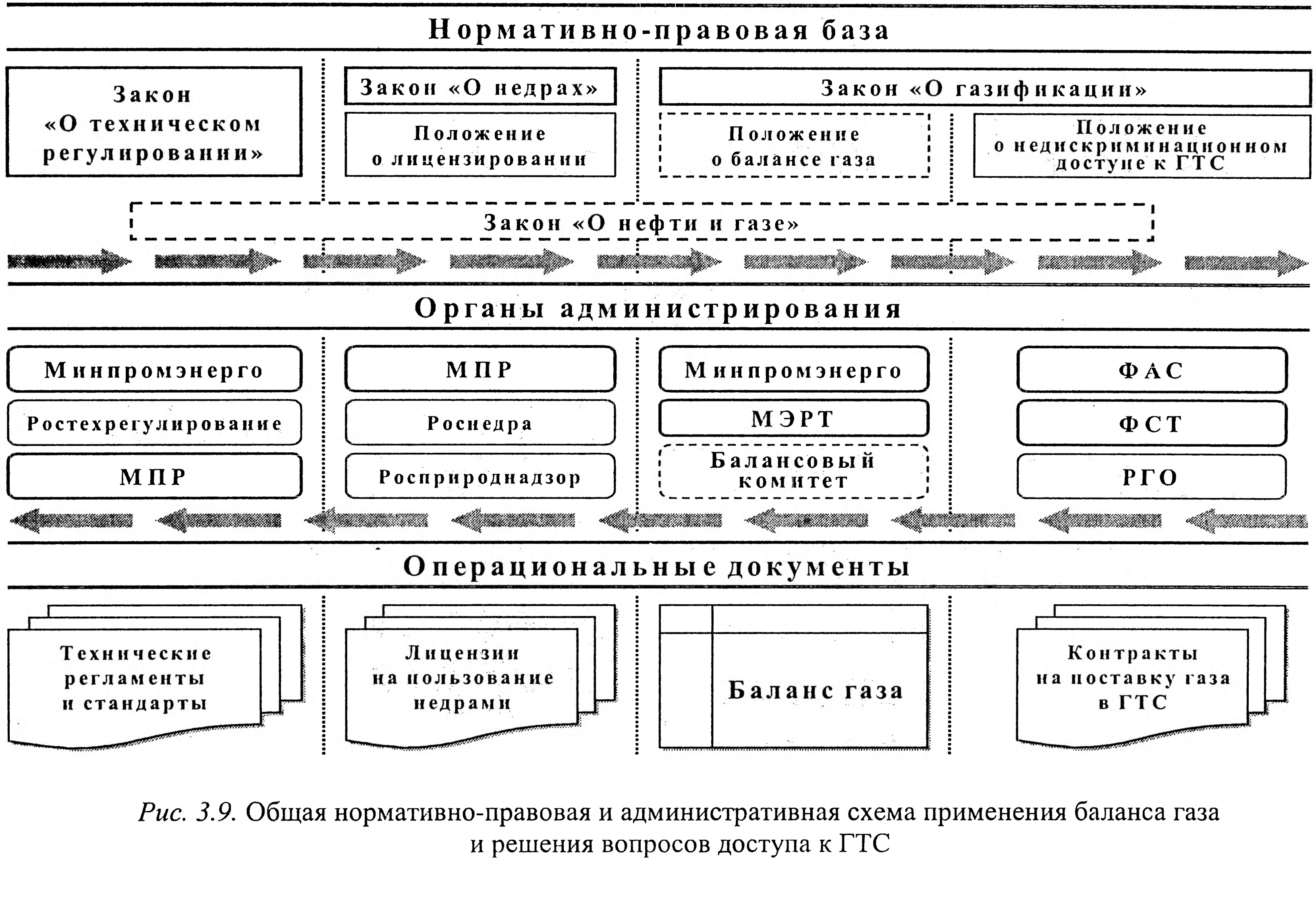


Рис. 3.9. Общая нормативно-правовая и административная схема применения баланса газа и решения вопросов доступа к ГТС

2) чтобы система не была противоречивой, необходимо логическое соответствие в прямом и обратном направлении, т.е. корректировка начальных решений с учетом того, что получается на «финише» (рис 3.9).

Реализация высказанных выше предложений означает внесение серьезных изменений в политику государственного регулирования процессов добычи и утилизации НПГ, причем не с формальной точки зрения (поскольку современные номинальные полномочия причастных к проблеме органов государственной власти достаточно широки), а по существу. Новые принципы государственного регулирования, в том числе и нормы, обеспечивающие преимущественное право доступа к ГТС для производителей СОГ, должны быть конкретизированы и включены в нормативно-правовые акты по вопросам недропользования, регулирования нефтегазового сектора, газоснабжения, природоохранной и антимонопольной деятельности (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Нормативно-правовые акты и их назначение

Нормативный акт	Назначение
Технический регламент (национальный стандарт), имеющий силу федерального закона, определяющий процесс освоения и разработки месторождений нефти и газа	Определение и выбор технически возможных и экономически целесообразных направлений утилизации НПГ
Технический регламент (национальный стандарт), определяющий процедуру мониторинга процесса освоения и разработки месторождения углеводородного сырья	Экспертиза проектных решений по разработке месторождений с учетом особенностей добычи и утилизации НПГ. Правила учета, измерения и контроля за использованием ресурсов НПГ в процессе разработки месторождений
Закон «О недрах», Положение о лицензировании	Детализация условий лицензионных соглашений в части использования и утилизации НПГ. Содержание лицензии, дополнение процедурой обоснования решения по утилизации НПГ, а также гарантии доступа производителя НПГ к ГТС
Закон «О нефти и газе» (или Постановление Правительства РФ)	Статус, место и роль баланса газа в регулировании процессов использования НПГ, порядок разработки и утверждения баланса газа (Положение о балансе газа). Определение функций и полномочий «Балансового комитета». Обеспечение недискриминационного доступа недропользователей к инфраструктуре по утилизации НПГ. Правовые гарантии приоритетного доступа для производителей СОГ к ГТС
Порядок недискриминационного доступа к ГТС	Процедуры реализации принципа приоритетного доступа для производителей СОГ к ГТС

Названные выше нормативно-правовые акты представлены в той последовательности принятия (внесения изменений), которая необходима для обеспечения целостности предлагаемой системы решений. В хронологическом соответствии с принятием тех или иных нормативно-правовых актов должна происходить перестройка работы исполнительных органов государственной власти, причастных к регулированию добычи и использования НПГ (СОГ). Под эгидой Минпромэнерго РФ следует учредить специальный (независимый от любой компании нефтегазового сектора) орган, непосредственно отвечающий за разработку баланса газа – Балансовый комитет. В состав комитета должны войти представители от государства (Минпромэнерго, МЭРТ, МПР, ФАС и ФСТ) и нефтегазового бизнеса (компаний, Российского газового общества), а также независимые эксперты и специалисты технического и экономического профиля.

Разработанные прогнозные, перспективные и текущие балансы газа после согласования в перечисленных выше министерствах и ведомствах должны утверждаться постановлениями Правительства РФ с периодичностью: прогнозные (долгосрочные) – 1 раз в 5 лет; перспективные (среднесрочные) – 1 раз в 2–3 года; текущие (краткосрочные) – ежегодно. Оперативные балансы газа, составленные на основе показателей годовых балансов, должны утверждаться распоряжениями Правительства РФ.

Учитывая инерционность законотворческого процесса, а также действующие отсрочки с исполнением изначальных положений Закона РФ «О техническом регулировании», возможно и целесообразно применение заменяющих нормативно-правовых актов (до принятия соответствующих законов) по вопросам технической регламентации разработки месторождений и разработки баланса газа.

Выводы к главе 3

Реализация сформулированных предложений не только требует серьезных усилий и времени, но может встретить неприятие со стороны заинтересованных сторон. По этой причине следует отметить некоторые самые первые шаги по реализации предложений, которые могут быть интерпретированы также и как «программа-минимум», т.е. набор действий и мер, позволяющих в некоторой степени продвинуться в решении проблемы доступа производителей СОГ (НПГ) к газотранспортной инфраструктуре.

Программа-минимум в сфере государственного регулирования газовой отрасли включает:

• переход от доступа «к свободным мощностям» к равному доступу, хотя бы в отношении вновь вводимых месторождений «Газпрома» и независимых производителей газа;

• ограничение перечня правовых оснований для отказа (со стороны собственника ГТС) в доступе к услугам ГТС;

• введение санкций за затягивание рассмотрения заявок на получение услуг ГТС;

• передача функций по выдаче технических условий на подключение новых месторождений к ГТС от «Газпрома» государственным органам;

• юридическое закрепление ответственности собственника ЕСГ за своевременное подключение к ЕСГ новых месторождений;

• определить четкий юридический статус балансов производства и потребления газа в РФ, порядок их формирования и использования;

• передать функции по разработке балансов и регулирования вопросов использования ГТС государственным органам (Минпромэнерго РФ);

• разработка методики подготовки и порядок использования опционов на продажу газа производителями газа собственнику ГТС [Независимые производители…, 2005].

В части раскрытия информации программа-минимум предполагает:

• регулярное раскрытие данных о структуре загрузки мощностей ГТС, подтвержденное реальными контрактами;

• проведение публичного аудита реальной пропускной способности ГТС силами саморегулируемых организаций газового рынка;

• передачу функций по рассмотрению споров, связанных с доступом к ГТС, саморегулируемым организациям газового рынка.

В вопросах развития и расширения мощностей ЕСГ

• разработка под непосредственным контролем государства набора первоочередных мер по расширению мощностей ЕСГ: пропускной способности ГТС и, прежде всего, емкостей ПХГ;

• разработка принципов долевого строительства объектов ЕСГ, обеспечивающие безусловные права пользования улучшениями в системе, произведенными за счет независимых производителей газа, в обмен на инвестиции независимых компаний в развитие ЕСГ;

• утверждение приоритетного доступа к ГТС в форме долгосрочных контрактов на пользование услугами ГТС («защищенные инвестиционные обязательства»).

Глава 4
ПРИВЛЕЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В КОМПЛЕКСНЫЕ ПРОГРАММЫ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Принципиальная особенность современной ситуации, связанной с решением проблем утилизации НПГ, состоит в том, что ее решение настоятельно требует реализации целого ряда новых инвестиционных проектов:

- строительства новых газоперерабатывающих заводов;
- сооружения новых систем сбора и подготовки НПГ на промыслах;
- расширения и создания новых подземных хранилищ природного газа (учитывая сезонную неравномерность потребления природного газа – в данном случае осушенного газа, получаемого в процессе первичной подготовки НПГ на ГПЗ);
- строительства сливно-наливных эстакад для жидких углеводородов;
- сооружения систем транспортировки ШФЛУ;
- строительство газохимических производств.

Инвестиционный характер направленности решения проблемы во многом определяет и особенность подходов к ее решению. Подходы должны носить преимущественно стимулирующий характер, а не административно-принудительный. Основная идея подхода к решению проблем утилизации НПГ состоит в том, что условия, в которых реализуются (или будут реализоваться) проекты по утилизации НПГ, должны быть экономически выгодны (или, по крайней мере, безубыточны – особенно на начальном этапе) компаниям, вовлеченным в процессы утилизации, транспортировки и переработки НПГ. Только затем – при наличии условий инвестирования в новые проекты – в том случае, если компания не реализует открывающиеся перед ней возможности, можно и нужно вести речь о введении и применении административных санкций и иных мер принудительного характера.

4.1. Необходимость привлечения инвестиций в переработку нефтяного газа

4.1.1. «Узкие места» в производственной цепочке при переработке нефтяного газа

Мощности по переработке нефтяного газа

Одним из узких мест в производственной цепочке по использованию НПГ являются мощности по переработке НПГ. В современных условиях политика ряда нефтяных компаний и «СИБУРа» направлена на развитие переработки попутного нефтяного газа. Например; в 2006 г. в ОАО «Сургутнефтегаз» было завершено строительство и осуществлен пуск установки по переработке попутного нефтяного газа мощностью 3 млрд $м^3$ газа в год. Установка вышла на расчетную производительность. При создании технологии применен разработанный ООО «ЛЕННИИХИММАШ» энергосберегающий способ разделения попутного нефтяного газа. Товарными продуктами являются метановая фракция – 2,8 млрд $м^3$/год; пропан-бутан технический (ПБТ) – до 203 тыс. т/год; ШФЛУ – 27 тыс. т/год; бензин газовый стабильный – до 47 тыс. т/год[1].

«Роснефть» планирует построить в ЯНАО 3 компрессорных станции для сжижения попутного нефтяного газа – на Комсомольском, Харампурском и Тарасовском месторождениях. Это позволит к 2011 г. довести объемы утилизации попутного нефтяного газа до 95%. Основной объем утилизации придется на дочернее предприятие компании «Роснефть-Пурнефтегаз». Попутный нефтяной газ планируется сжижать и направлять на нужды энергетики или собственной инфраструктуры компании. Использование попутного нефтяного газа возможно на электростанциях. Такие объекты строятся на Тарасовском и Приобском месторождениях.

«СИБУР» активно сотрудничает со многими нефтяными компаниями, как крупными, так и небольшими. В настоящее время компания перерабатывает около 14 млрд $м^3$ попутного нефтяного газа. В компании «СИБУР» разработана корпоративная программа, предусматривающая развитие переработки и доведение ее

---

[1] ООО «ЛЕННИИХИММАШ» // Официальный сайт http://www.niihimmash.ru.

объема к 2011 году до 20 млрд м^3. Данная программа подразумевает сотрудничество практически со всеми нефтяными компаниями и по переработке нефтяного газа, и по приобретению ШФЛУ (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Инвестиции ОАО «СИБУР Холдинг» в расширение мощностей ГПЗ в Западной Сибири

Год	Переработка НПГ, млрд м^3	Завершаемые проекты по росту переработки НПГ	Рост приема НПГ, млрд м^3 в год	Объем инвестиций, млрд руб.
2008	15,2	Расширение 1-й очереди Южно-Балыкского ГПК для приема газа с Приобского месторождения	0,5	1,2
		Прием НПГ с Сугмутского и Романовского месторождений на Муравленковский ГПК	0,4	–
		Восстановление установки МАУ-3 на Нижневартовском ГПК	0,1	1,3
2009	16,1	Восстановление установки МАУ-3 на Нижневартовском ГПК	0,7	–
		Строительство новой 2-й очереди Южно-Балыкского ГПК	0,3	7,3
2010	18,1	Строительство новой 2-й очереди Южно-Балыкского ГПК	1,5	–
		Строительство КС № 3 на Нижневартовском ГПК	0,8	1,5
2011	22,5	Строительство Вынгапуровского ГПЗ, продуктопроводов и наливной экстакады ШФЛУ	1,9	20,0
		Строительство 3-й очереди Белозерного ГПК с сырьевым газопроводом и расширение Бахиловской КС	1,7	18,0
		Строительство 1-й очереди Южно-Приобского ГПЗ	0,8	5,4
Всего			8,3	54,7

Таблица составлена по данным, представленным в работах: [**Конов, 2007; Соломатин, 2008**].

Примечание. МАУ – масло-абсорбционная установка; КС – компрессорная станция; ГПК – газоперерабатывающий комплекс.

Реализовать эти планы позволит ряд мероприятий по расширению и реконструкции имеющихся производственных мощностей:

• Реализуется проект по расширению мощностей Южно-Балыкского газоперерабатывающего комплекса, которые приведут к общей суммарной мощности переработки данным заводом 3 млрд $м^3$ попутного газа.

• Предполагается масштабное расширение Нижневартовского газоперерабатывающего комплекса совместно с ТНК-ВР.

• Строительство Вангапуровского газоперерабатывающего завода (общей мощностью по переработке 3 млрд $м^3$ НПГ в год) и модернизация других производственных мощностей позволит инициировать развитие так называемого «северного узла» в районе г. Ноябрьска и запуск полноценной схемы по переработке попутного нефтяного газа, с использованием различных технологий для получения ШФЛУ, сухого отбензиненного газа и бензинов[1].

На расширение и модернизацию газоперерабатывающих мощностей в 2008 г. «СИБУР» планирует направить 8,7 млрд руб. В частности, продолжится реализация проектов по расширению Южно-Балыкского газоперерабатывающего комплекса (ГПК) и Нижневартовского ГПК, по увеличению мощности газофракционирующей установки на «Тобольск-Нефтехиме», по строительству продуктопроводов, а также подготовка к реализации проектов по строительству новых заводов в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. В целом компанией «СИБУР» разработана и осуществляется большая программа по расширению мощностей ГПЗ в Западной Сибири (см. табл. 4.1).

Для успешной реализации этой программы необходимы согласованные действия участников, поддержка и стимулирование со стороны государства и заинтересованность нефтяных компаний. Связано это с целым рядом факторов и прежде всего с длительным периодом окупаемости инвестиций в строительство ГПЗ. По данным «СИБУРа», строительство завода мощностью 3 млрд $м^3$ газа обходится в 550–600 млн долл. Окупаемость самого завода достаточна быстрая – около 3,5 лет. Но ГПЗ не является самодостаточным. Необходима инфраструктура по транспортировке жидких углеводородов, которые получаются в результате

---

[1] **Карисалов** М. Переработка попутного нефтяного газа – эффективное использование невосполнимого источника природных ресурсов РФ. ОАО «СИБУР Холдинг». – Режим доступа www.sibur.ru.

переработки попутного газа; трубопроводы для транспортировки сухого отбензиненного газа до ГТС «Газпрома»[1]. Компания «СИБУР» старается географически расположить объекты там, где это относительно близко от источников сырья и до точек врезки в магистральный газопровод. Но расположиться так, чтобы и попутный газ, и ГТС «Газпрома» были близко, практически невозможно. В результате, из-за необходимости строительства инфраструктуры окупаемость проектов увеличивается до 10–11 лет.

По мнению руководства «СИБУР», для решения этих проблем необходимо разработать и реализовать комплекс мер по государственному стимулированию строительства мощностей по транспортировке и переработке НПГ, инфраструктурных объектов, связанных с реализацией жидких углеводородов, в том числе используя формы государственно-частного партнерства. Например, следует рассмотреть возможность реализации совместных инвестиционных проектов с привлечением средств Инвестиционного фонда РФ. Используя средства этого фонда, компании могли бы инвестировать в строительство новых или расширение существующих газоперерабатывающих предприятий, а государство – финансировать строительство инфраструктурных проектов, в том числе систем сбора и транспортировки НПГ. Целесообразно также рассмотреть возможность предоставления газоперерабатывающим предприятиям статуса природоохранных[2].

Таким образом, «СИБУР» планирует увеличить мощности ГПЗ почти в 1,5 раза. Но даже этого может быть недостаточно, чтобы обеспечить к 2011 г. переработку всего НПГ при выходе на целевой (95%-й) уровень утилизации НПГ.

По оценкам «СИБУРа», сокращение сжигания НПГ на 20 млрд $м^3$ в год и переработка этих объемов приведет к увеличению производства сжиженных углеводородных газов (СУГ) на 5 млн т в год. Обеспечение реализации или дальнейшей переработки этого объема СУГ вызывает необходимость увеличения мощностей в нефтегазохимии. При этом будут осуществляться важные шаги в решении стратегической задачи – развития производств с высокой добавленной стоимостью.

---

[1] Интервью с вице-президентом ОАО «СИБУР Холдинг» М. Карисаловым// Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 5. – С. 48.

[2] Там же. – С. 48.

Требования государства по увеличению степени утилизации НПГ вызвали необходимость прироста мощностей ГПЗ. При этом возникает проблема развития инфраструктуры, связанной с транспортировкой продукции ГПЗ, прежде всего ШФЛУ и СУГ для дальнейшей переработки. К такой инфраструктуре, требующей существенного расширения, следует отнести: трубопроводы, обеспечивающие транспорт попутного нефтяного газа и производимой продукции; железнодорожный транспорт; продуктопроводы ШФЛУ; товарные парки сжиженных углеводородных газов; сливо-наливные эстакады.

В части систем транспорта ШФЛУ, например, ведущий проектный институт «НИПИгазпереработка»[1] предлагает реализовать в Западной Сибири следующие проекты:

- завершение строительства, реконструкция и доведение до норм безопасности продуктопровода ШФЛУ «Белозерный ГПЗ – Нижневартовский ГПЗ – Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский НХК»;
- строительство наливной эстакады мощностью 1 млн т ШФЛУ в год в районе г. Ноябрьск [Ты…, 2008] с подводящими продуктопроводами (около 100 км) от Губкинского и Вынгапуровского ГПЗ, позволяющей производить отгрузку ШФЛУ с Губкинского, Муравленковского и Вынгапуровского ГПЗ;
- строительство наливной эстакады в районе станции Нягань мощностью 600 тыс. тонн в год, которая позволит обеспечить отгрузку ШФЛУ с газоперерабатывающего производства ООО «Няганьгазпереработка».

Реализация перечисленных проектов направлена на обеспечение надежной и гибкой системы транспорта ШФЛУ с газоперерабатывающих производств до потребителей.

В систему транспорта газа ОАО «СИБУРТюменьГаз» входят газопроводы от компрессорных станций до ГПЗ и газопроводы сухого отбензиненного газа от ГПЗ до врезки в магистральные газопроводы «Газпрома». Практически все эти газопроводы требу-

---

[1] **Байбурский В.Л., Корсаков Н.И., Аджиев Ю., Ткаченко И.Г.** Перспективы развития производства сырья для газохимии на предприятиях ОАО «СИБУР Холдинг» в Западной Сибири // Материалы международного технологического конгресса «CITOGIC'2006-Томск». Режим доступа: http://www.congress-gazprom.ru.

ют доведения до действующих норм безопасности (катодная защита, системы телемеханики).

Слабым звеном в системе подачи сухого отбензиненного газа с Белозерного и Нижневартовского ГПЗ является невозможность стабильного приема всего СОГ основными потребителями Нижневартовской ГРЭС и магистральным газопроводом «Парабель – Кузбасс». Специалисты «НИПИгазпереработка»[1] предлагают для решения этой проблемы строительство диспетчерской дожимной компрессорной станции производительностью около 5 млрд м^3 газа в год с напорным газопроводом до магистрального газопровода «Уренгой – Челябинск». С реализацией этого проекта ограничения приема НПГ для переработки на указанных ГПЗ из-за невозможности подачи сухого газа будут сняты.

Основные «узкие места» в производственной цепочке от скважины до выхода СУГ и роль государства в «расшивке» этих мест представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

«Узкие места» в производственной цепочке от скважины до выхода СУГ

Элемент производственной цепочки	«Узкие места» в производственном процессе	Стимулы и роль государства
Скважины (нефтяные месторождения)	Учет объемов добычи и утилизации НПГ	Меры технического регулирования. Программы утилизации НПГ в проектах разработки (лицензии)
Газосборная инфраструктура	Высокие капитальные затраты и их проблематичная окупаемость для нефтяных компаний. Уровень цен на НПГ	Меры технического регулирования; участие государства в инвестировании. Цены на НПГ либерализованы
ГПЗ (включая ГФУ)	Дефицит мощностей	Освобождение от НДС и пошлин при импорте оборудования. Участие государства в инвестировании. Либерализация цен на СУГ
Транспорт СУГ и ШФЛУ	Дефицит мощностей (наливные эстакады, базы)	Стимулирование инвестиций. Участие государства в инвестировании
ГТС, магистральный газопровод	Ограниченная пропускная способность важных для реализации СОГ направлений	Обеспечение приоритетного доступа СОГ в ГТС. Стимулирование инвестиций в расширение мощностей ГТС

---

[1] **Байбурский В.Л., Корсаков Н.И., Аджиев Ю., Ткаченко И.Г.** Перспективы развития производства сырья для газохимии на предприятиях ОАО «СИБУР Холдинг» в Западной Сибири // Материалы международного технологического конгресса «CITOGIC'2006-Томск». Режим доступа: http://www.congress-gazprom.ru.

Рис. 4.1. Расшивка «узких мест» в производственной цепочке: стимулирование и регулирование со стороны государства

В целом расшивка «узких мест» в производственной цепочке от скважины до выхода СУГ требует активного участия государства (рис. 4.1).

4.1.2. Факторы, сдерживающие инвестиции в переработку нефтяного газа

В качестве потенциальных инвесторов в проекты по переработке НПГ могут выступать нефтяные компании, потребители ШФЛУ (газохимические компании), предприятия электроэнергетики.

Как уже отмечалось выше, для *нефтяных компаний* одним из основных сдерживающих факторов для инвестиций в утилизацию и переработку НПГ является доступ к ГТС «Газпрома». Потенциально эффективные проекты и программы нефтяных компаний по утилизации НПГ и развитию газопереработки могут обрести реальные черты только при сочетании определенных условий:

– повышении цен на НПГ до экономически обоснованного уровня (цены на НПГ либерализованы в феврале 2008 г.);

– обеспечении беспрепятственного доступа продукции (в частности – СОГ) на рынки;

– разработке и применении (со стороны государства) мер стимулирования инвестиционных проектов по утилизации и переработке НПГ;

– участии государства в инвестировании в развитие систем утилизации и использования НПГ.

В современных условиях инвестиции в переработку НПГ со стороны *нефтегазохимических компаний* выглядят проблематично (за исключением «СИБУРа»). Многие производственные мощности в отрасли сильно изношены и требуют комплексного обновления. Нефтегазохимические комплексы принадлежат различным собственникам, часто преследующим разнонаправленные интересы. Значительное влияние на эффективность производства оказывает рост цен на сырье и электроэнергию [Молодцов, 2007].

Показательна, например, позиция компании «СИБУР», считающей, что дальнейшему росту производственных показателей компании препятствуют следующие факторы, характерные для большинства производств российской химической отрасли:

• большой срок эксплуатации оборудования (срок пуска основных производств произошел более 20 лет назад, такие производства составляют более 60%);

• неконкурентные технические параметры (высокий коэффициент расхода сырья, высокие эксплуатационные затраты по сравнению с аналогичными западными производствами);

• низкий коэффициент обновления основных фондов;

• малые единичные мощности по сравнению с зарубежными аналогами [Годовой отчет…, 2007].

Качественные изменения в газохимической переработке невозможны в краткосрочной перспективе и по причине трудностей с транспортировкой сырья как железнодорожным транспортом (из-за величины транспортных тарифов, технологических требований к перевозкам, общей пропускной способности железных дорог), так и трубопроводным транспортом, во многом исчерпавшим свои возможности.

Таким образом, к факторам, сдерживающим инвестиции в переработку НПГ со стороны нефтегазохимических компаний, следует отнести:

• нехватку средств для инвестиций;

• отсутствие государственной стратегии развития химической и нефтехимической промышленности России;

• потенциальные проблемы с доступом СОГ к ГТС «Газпрома»;

• отсутствие гарантий поставок НПГ со стороны нефтяных компаний;

• неразвитость производственной (транспортной) инфраструктуры.

К основным факторам, сдерживающим инвестиции в переработку НПГ со стороны энергетических компаний, формирующихся на основе РАО «ЕЭС», следует отнести: потенциальные проблемы с доступом СОГ к ГТС «Газпрома» и отсутствие гарантий поставок НПГ со стороны нефтяных компаний. Одно из направлений, которое позволяет снизить степень влияния данных факторов, является формирование альянсов и совместных предприятий с участием нефтяников и потребителей продукции газопереработки. Такой подход позволяет существенно снизить риски заинтересованных сторон. В этом контексте показательна стратегия компании ТНК-ВР. Она создает в ХМАО совместные предприятия и с газопереработчиками, и с электроэнергетиками.

4.2. Экономические условия для реализации проектов по утилизации и переработке ресурсов попутного газа

4.2.1. Цены на нефтяной газ

Государственное регулирование цен на НПГ, имевшее место до февраля 2008 г., можно рассматривать как один из факторов, сдерживающих инвестиции в утилизацию НПГ. В идеале цена НПГ должна быть такой, чтобы недропользователям было выгодно утилизировать и продавать НПГ на ГПЗ, а газопереработчикам перерабатывать и поставлять получаемую продукцию далее по производственной цепочке. При этом баланс цен в каждом конкретном случае уникален и определяется конкретными условиями взаимодействия недропользователя и газопереработчика, например, удаленностью нефтяных месторождений (источников НПГ) и ГПЗ, наличием инфраструктуры, составом НПГ. В итоге рыночная цена НПГ при осуществлении различных проектов может существенно варьироваться [Лим, 2007].

Таблица 4.3

Оптовые цены на нефтяной (попутный) газ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки

Содержание жидкой фракции в нефтяном (попутном) газе, г/м^3	Оптовая цена (без НДС), руб./1000 м^3
До 150	73
От 150 до 200	126
От 200 до 250	179
От 250 до 300	231
От 300 до 350	284
От 350 до 400	337
От 400 до 450	390
Свыше 450	442

Оптовые цены на НПГ в России регулировались в течение длительного периода времени. Перед отменой государственного регулирования цен на НПГ они оставались неизменными более 5 лет. Оптовые цены на НПГ, реализуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки, были утверждены Приказом Министерства экономического развития и торговли РФ № 117 от 30 апреля 2002 г. «Об оптовых ценах на нефтяной) (попутный) газ, реа-

лизуемый газоперерабатывающим заводам для дальнейшей переработки». Регулируемые цены на НПГ составляли от 70 до 450 руб./тыс. $м^3$ в зависимости от содержания жидких фракций (табл. 4.3). В 2007 г. МЭРТ планировал повысить регулируемые внутренние цены на НПГ до 1017 руб./1000 $м^3$ (в среднем), но этот шаг так и не был сделан и, вероятно, был бы недостаточен. Нефтяникам по-прежнему было бы проще сжигать газ на факелах, чем инвестировать в утилизацию НПГ. При этом по оценкам компании PFC Energy, справедливая цена на НПГ в России должна составлять от 70 до 100 долл./тыс. $м^3$, т.е. в среднем около 2 тыс. руб./тыс. $м^3$ (что соответствует росту цен на НПГ по отношению к регулируемым в 6–7 раз) [Рязанов, Сиваков, 2008].

Действовавшая нормативно-правовая база позволяла в ряде случаев отклоняться от уровней регулируемых цен на нефтяной газ. Произошли изменения в организационной структуре нефтегазового сектора: нефтяные компании приобрели ряд газоперерабатывающих заводов, нефтяные компании и ОАО «СИБУР-Холдинг» реализуют совместные проекты по увеличению объемов утилизации НПГ. Данные обстоятельства привели к тому, что незначительная часть НПГ (по состоянию на конец 2007 г.) реализовывалась на переработку по ценам, установленным государством. По мнению ряда экспертов, было бы целесообразно перейти к использованию «коридора» (заданного диапазона) оптовых цен на НПГ (минимальная и максимальная цена). Это могло бы сгладить возможные сложности при переходе от государственного регулирования к свободным ценам.

Постановлением Правительства РФ от 9 февраля 2008 г. № 59 было отменено регулирование цен на НПГ. Либерализация цен в целом направлена на формирование баланса сил на рынке НПГ, на учет интересов нефтяников и переработчиков, на формирование стимулов для нефтяных компаний утилизировать НПГ. В определенном смысле данная мера уже несколько запоздала, и стороны стали искать решение проблем утилизации НПГ (включая вопросы ценообразования) в рамках совместных предприятий (применяя гибкие формулы для расчета цен). Следует отметить, что при существенном росте цен на НПГ российские газохимические компании могут потерять одно из своих главных конкурентных преимуществ. Например, компания «СИБУР» в годовом отчете за 2006 г. в качестве одного из своих стратегических преимуществ отмечает доступ к дешевому сырью (ШФЛУ, СУГ).

Рост цен на попутный газ не должен вызвать существенного роста цен на продукты его переработки – сухого отбензиненного газа и сжиженного углеводородного газа. Основные объемы СОГ, производимого нефтяными компаниями, не попадали под госрегулирование и практически не поставлялись населению. Прогнозируется, что возможный рост закупочных цен на НПГ, связанный с отменой госрегулирования, вызовет незначительное увеличение цен на сжиженный газ и составит около 1–3% от оптовой цены (при отпускной оптовой цене сжиженного газа на уровне 10–11 тыс. руб./т).

4.2.2. Ценообразование на сжиженный газ

Уровень цен на сжиженный углеводородный газ во многом определяется особенностями данного вида сырья. Основными преимуществами СУГ перед другими видами сырья являются:

- многофункциональность – СУГ используется для отопления помещений, выработки электроэнергии, приготовления пищи, а также в качестве сырья для химической промышленности и альтернативного вида автомобильного топлива;
- относительная легкость транспортировки – в отличие от природного газа, который транспортируется по газопроводу под высоким давлением, сжиженный газ транспортируется с заводов-производителей по железной дороге и в автоцистернах до газонаполнительных станций и пунктов (при транспортировке объем СУГ в 270 раз меньше, чем в газообразном состоянии);
- экологичность – СУГ не токсичны, их выбросы при сгорании практически не оказывают негативного влияния на озоновый слой;
- эффективность – при использовании СУГ эффективность производства тепла и энергии в 5 раз больше, чем при использовании традиционных видов топлива [Информационный меморандум…, 2007].

Рынок сжиженного газа в России разделен на два сегмента: 1) регулируемый рынок (около 15%, или 1,3 млн т в 2006 г.), на котором реализуется газ по регулируемым ценам (балансовый газ); 2) свободный рынок (около 85%, или 8,1 млн т в 2006 г.), на котором реализуется коммерческий газ. Поставки газа населению регулируются государством. Минпромэнерго РФ устанавливает производителям ежемесячные балансовые задания на поставку

СУГ по регионам, Федеральная служба по тарифам определяет отпускные цены предприятий, а региональные службы по тарифам регулируют розничный рынок газа, устанавливая предельные розничные цены. Около 85% СУГ реализуется на свободном сегменте по рыночным ценам, в том числе около 40–45% поставок приходится на нефтехимию (3,9 млн т в 2006 г.), 25–30% – на АГЗС, а также коммерческие поставки населению (2,4 млн т в 2006 г.), 15–20% газа реализуется на экспорт (1,8 млн т в 2006 г.). Рост потребления СУГ происходит в основном за счет увеличения его использования в качестве автомобильного топлива. В среднем по России цена за 1 литр бензина А-92 превышает цену 1 литра СУГ в 2 раза. Это является основной причиной переоборудования автотранспорта для потребления СУГ в качестве моторного топлива [Информационный меморандум…, 2007].

Государственное регулирование цен на сжиженный газ для бытовых нужд населения осуществляется в соответствии с положениями Федерального закона РФ от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», а также ряда Постановлений Правительства РФ. Кроме того, в целях надежного и бесперебойного обеспечения населения сжиженным газом для бытовых нужд; создания экономических условий, стимулирующих производство сжиженного газа и наполнение внутреннего рынка, распоряжением Правительства РФ от 3 июля 2003 г. № 908-р была утверждена «Концепция развития рынка сжиженного газа для бытовых нужд» [Гладков, 2007].

В середине 2004 г. полномочия по государственному регулированию оптовых цен на сжиженный газ для бытовых нужд были переданы ФСТ России. ФСТ последовательно приняла «Методические указания по регулированию оптовых цен на сжиженный газ для бытовых нужд», «Методические указания по регулированию розничных цен на сжиженный газ, реализуемый населению для бытовых нужд». Руководствуясь положениями Концепции, предусматривающей поэтапное доведение регулируемых государством оптовых цен на сжиженный газ для бытовых нужд до уровня цен, складывающихся на нерегулируемом рынке, ФСТ планомерно пересматривает уровни оптовых цен, установив:

- с 1 октября 2006 г. оптовую цену в размере 2700 руб./т (без НДС);
- с 1 января 2007 г. оптовую цену в размере 3500 руб./т (без НДС);

• с 1 января 2008 г. оптовую цену в размере 4500 руб./т (без НДС)[1].

Прогноз социально-экономического развития РФ, принятый Правительством РФ, предусматривает в течение трехлетнего периода поэтапное выведение уровня регулируемых оптовых цен на сжиженный газ, используемый населением для бытовых нужд, на уровень рыночных цен с последующей либерализацией данного сектора.

В настоящее время нерегулируемые оптовые цены на сжиженный газ существенно превышают регулируемые и колеблются в пределах 7–14 тыс. руб./т. Такая ситуация не позволяет говорить о немедленной либерализации данного сектора газового рынка. Установление оптовой цены на сжиженный газ для бытовых нужд на уровне 4500 руб./т можно рассматривать в качестве этапа на пути к либерализации цен на сжиженный газ [Гладков, 2007]. Одной из особенностей рынка сжиженного газа является то, что происходит переток газа с регулируемого сегмента на нерегулируемый [Ананко, 2007].

Отмена ценового регулирования на сжиженный газ может привести к следующим последствиям:

– посредством рыночных механизмов создается гарантия надежного бесперебойного обеспечения населения сжиженным газом;

– производители получают дополнительные средства, которые можно инвестировать в развитие инфраструктуры рынка сжиженного газа и развитие производственных мощностей;

– рост объемов производства сжиженного газа повлечет за собой создание конкурентного рынка, где рыночные механизмы будут ограничивать рост оптовых цен;

– ликвидация «серого» рынка приведет к устранению возможности недобросовестной конкуренции за счет существующей разницы цен на регулируемых и нерегулируемых сегментах;

– возможно получение государством дополнительных налоговых поступлений от производителей сжиженного газа.

По данным ОАО «Газэнергосеть», установление отпускных цен поставщика сжиженного газа происходит на основе анализа

---

[1] **Приказ** ФСТ РФ от 21 августа 2007 г. № 168-э/3 «Об утверждении оптовой цены на сжиженный газ для бытовых нужд».

рынка СУГ на текущий момент и в краткосрочной перспективе. От рыночного уровня цен ОАО «Газпром» устанавливает дисконт в размере 700–800 руб./т для СУГ, отгружаемых на сегмент коммунально-бытового, промышленного и моторного потребления, и 200–300 руб./т – на нефтехимический сегмент. Данный дисконт является плановым доходом ОАО «Газэнергосеть» на рынке СУГ. В табл. 4.4 приведена динамика цен на СУГ. Следует отметить, что цена на СУГ существенно различается в течение календарного года, достигая максимального уровня в зимние месяцы и минимального – летом.

Таблица 4.4

Динамика закупочных цен на СУГ (тыс. руб./т, с НДС)*

Период	2005	2006	2007
I квартал	5,8	7,0	6,4
II квартал	5,3	6,4	5,6
III квартал	6,4	6,9	7,7
IV квартал	7,9	8,1	8,3

* Таблица составлена по материалам ОАО «Газэнергосеть».

Примеры цен на некоторые продукты переработки НПГ в России приведены в табл. 4.5. При определении экономического эффекта от переработки НПГ следует иметь в виду, что на российских производителей СУГ накладываются «балансовые задания» по поставкам СУГ для бытовых потребителей по «балансовым ценам». «Задания» на практике достигают 30% от объема производства, что ведет к значительному росту стоимости СУГ для коммерческих пользователей. Министерство промышленности и энергетики РФ заявляло о намерениях отменить «балансовые задания», и это может вызвать снижение цен на рынке СУГ (при условии сохранения средневзвешенной цены на СУГ для поставщиков). Из-за стабильно высоких цен на СУГ при экспорте выгоднее перерабатывать НПГ и ШФЛУ в СУГ. Но по оценкам компании «СИБУР», возможности внешнего рынка существенно ограничены. Увеличение объемов экспорта СУГ возможно лишь в пределах 1–1,5 млн т в год по причине ограниченной емкости целевых рынков.

Таблица 4.5

Цены на продукты переработки НПГ в России (по состоянию на февраль 2008 г.)*

Продукт	Поставщик	Цена, руб./т	Количество, т
Бутан технический	Завод синтетического спирта, Оренбургская обл.	10200	500
Изобутан	Миннибаевский ГПЗ, Татарстан	12150	500
СПБТ	Пуровский ЗПК, Пурпе	9150	1000
СПБТ	Сургутгазпром, Сургут	9650	500
СПБТ	Туймазинский ГПЗ, Башкортостан	9950	1000
СПБТ	ООО «Няганьгазпереработка», Нягань	10050	1000
СПБТ	ООО «Пермнефтегазпереработка», Осенцы	10600	1000

* См.: Сайт Http://nefteresurs.ru. 2008. 19 февраля.

4.2.3. Транспортировка и реализация сухого газа

На эффективность реализации проектов переработки (утилизации и использования) НПГ существенное влияние оказывают цены на СОГ (на выходе с ГПЗ), которые во многом определяются ценами на природный газ и тарифами на его транспортировку (для независимых производителей). Основные существующие точки входа СОГ в ГТС «Газпрома» (фактически точки выхода с ГПЗ) представлены в табл. 4.6.

В табл. 4.7 представлены результаты расчетов цен СОГ (на выходе с ГПЗ – франко-ГПЗ или франко-точка входа) в Западной Сибири, т.е. цены в ряде регионов России (крупных потребителях газа) за вычетом затрат на транспортировку СОГ по ГТС ОАО «Газпром». Следует отметить, что данные тарифы на транспортировку и цены на газ устанавливаются государством (ФСТ РФ), и поэтому производители имеют очень ограниченное поле для маневра, оптимизации направлений поставок (даже в случае реально работающего механизма приоритетного доступа производителей СОГ к ГТС «Газпрома»). Данные цены существенно выше регулируемых цен на НПГ, имевших место вплоть до февраля 2008 г., но они могут оказаться меньше уровня рыночных цен на НПГ в 2008 г.

Таблица 4.6

Зоны входа в газотранспортную систему ОАО «Газпром» с ГПЗ

Наименование зоны входа	Определение границ зоны входа / выхода	Источники подачи газа
Губкинская	Газопроводы Уренгой – Челябинск I, II	Губкинский ГПЗ
Вынгапуровская	Газопроводы Уренгой – Челябинск I, II	Ноябрьский ГПЗ (Муравленковский ГПЗ); Вынгапуровский ГПЗ
Таежная	Газопроводы Уренгой – Центр II	Красноленинский ГПЗ
Нижневартовская	Участок до 36 км газопровода Нижневартовский ГПЗ – Парабель	Нижневартовский ГПЗ; Белозерный ГПЗ
Оренбург	Оренбургский ГПЗ	Оренбургский ГПЗ
Астрахань	Астраханский ГПЗ	Астраханский ГПЗ
Локосово	Локосовский ГПЗ	Локосовский ГПЗ
Южно-Балыкск	Южно-Балыкский ГПЗ	Южно-Балыкский ГПЗ

Таблица 4.7

Расчет цен на СОГ (франко-точка входа в ГТС, руб./тыс. м^3)

Регион РФ	Зона входа в ГТС			
	Губкинская	Вынгапуровская	Таежная	Нижневартовская
1	2	3	4	5
Тариф на транспортировку*				
Башкортостан	630	596	413	–
Краснодарский край	1214	1180	1082	–
Новосибирская обл.	730	695	–	293
Воронежская обл.	997	963	783	–
Московская обл.	1057	1023	735	–
Свердловская обл.	499	482	296	–
Ленинградская обл.	1265	1231	928	–
Цены промышленности**				
Башкортостан	1588	1588	1588	–
Краснодарский край	1861	1861	1861	–
Новосибирская обл.	1650	1650	1650	1650
Воронежская обл.	1784	1784	1784	–
Московская обл.	1784	1784	1784	–
Свердловская обл.	1588	1588	1588	–
Ленинградская обл.	1728	1728	1728	–

Продолжение табл. 4.7

Цены франко-ГПЗ				
Башкортостан	958	992	1175	–
Краснодарский край	647	681	779	–
Новосибирская обл.	920	955		1357
Воронежская обл.	787	821	1001	–
Московская обл.	727	761	1049	–
Свердловская обл.	1089	1106	1292	–
Ленинградская обл.	463	497	800	–
Средняя цена по выбранным регионам	799	830	1016	1357

* Рассчитано на основе: Ставки за пользование магистральными газопроводами ОАО «Газпром» при оказании услуг по транспортировке газа для последующей поставки потребителям, расположенным в пределах территории РФ и государств-участников соглашений о таможенном союзе, от зон входа до зон выхода из газотранспортной системы для независимых организаций (**Приказ** Федеральной службы по тарифам РФ от 4 декабря 2007 г. № 404-э/2 «Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам ОАО «Газпром», входящим в Единую систему газоснабжения, для независимых организаций»).

** Рассчитано на основе: Оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям РФ (**Приказ** Федеральной службы по тарифам РФ от 4 декабря 2007 г. № 403-э/1 «Об оптовых ценах на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации» // «Информационный бюллетень ФСТ РФ». № 46. 2007. 21 декабря).

Эффективность поставок СОГ может значительно возрасти при росте цен на газ в России и обеспечении приоритетного доступа СОГ к ГТС. Правительство намерено к 2011 г. довести эффективность поставок на внутренний рынок до уровня экспорта. Регулирование оптовых цен на газ в настоящее время осуществляется исходя из поэтапного достижения уровня равной доходности поставки газа на внутренний и внешний рынки и с учетом стоимости альтернативных видов топлива. В связи с этим Правительством РФ были установлены средние темпы роста оптовых цен на газ: в 2007 г. – на 60%, в 2008 г. – на 50, с 1 января 2009 г. – на 40, с 1 июля 2009 г. – на 30, с 1 января 2010 г. – на 20 и с 1 июля 2010 г. – на 10%.

4.2.4. Транспортировка жидких продуктов переработки нефтяного газа

Рассмотрим основные условия транспортировки жидких продуктов переработки НПГ на примере ОАО «Газэнергосеть» – крупнейшего в России поставщика коммерческого сжиженного углеводородного газа (СУГ) для коммунально-бытового сектора, промышленности и автомобильных газозаправочных станций (АГЗС). Доля компании на рынке сжиженного углеводородного газа превышает 24%. Поставки СУГ компания осуществляет в 60 регионов России. Компания планирует увеличить свою долю на рынке сжиженного газа до 28–29%, благодаря росту поставок СУГ с заводов ОАО «Газпром». С 2006 года ОАО «Газэнергосеть» является единым оператором ОАО «Газпром» по реализации бутана технического для нефтехимической и химической промышленности России.

ОАО «Газэнергосеть» является уполномоченной организацией по поставкам балансового газа (СУГ по регулируемым ценам) населению в 4 регионах России. Реализацией балансового сжиженного газа занимаются дочерние компании ОАО «Газэнергосеть». Стратегические партнеры ОАО «Газэнергосеть», поставщики СУГ – производственные компании группы «Газпром»: «Астраханьгазпром», «Оренбурггазпром», «Сургутгазпром» и «Уренгойгазпром», транспортное предприятие «Газпромтранс».

Номенклатура сжиженного углеводородного газа включает пропан, бутан, смесь пропана-бутана техническую. ОАО «Газэнергосеть» реализует на рынке СПБТ, производства заводов «Астраханьгазпром» и «Оренбурггазпром», пропан и бутан (технические), производства Сургутского завода стабилизации конденсата. Покупателям предлагаются различные варианты поставки СУГ.[1]

• Поставка железнодорожным транспортом. При поставке СУГ железнодорожным транспортом на газонаполнительную станцию (ГНС), указанную покупателем, право собственности на товар переходит от продавца к покупателю на железнодорожной станции назначения. Цена устанавливается на станции назначения и включает в себя все транспортные расходы по доставке цистерн до станции назначения. Возврат цистерн осуществляется

---

[1] **ОАО «Газэнергосеть»**. Режим доступа: www.gazpromlpg.ru.

за счет покупателя. Все расходы, связанные со сливом СУГ на ГНС, берет на себя покупатель. Покупатель несет ответственность перед продавцом за своевременный слив железнодорожных цистерн.

• Налив в автоцистерны с эстакады завода-производителя. Налив СУГ осуществляется с эстакады завода-производителя непосредственно в автоцистерны покупателя. Право собственности на товар переходит от продавца к покупателю в момент налива. Цена устанавливается на эстакаде налива.

• Налив с эстакады ГНС. Налив СУГ осуществляется с газонаполнительной станции в автоцистерны покупателя. Право собственности на товар переходит от продавца к покупателю в момент налива. Цена устанавливается на эстакаде налива. Продавец берет на себя обязательства по доставке СУГ до ГНС, возврату порожних цистерн, хранению СУГ на ГНС, берет на себя ответственность за своевременный слив цистерн.

• Доставка до АГЗС покупателя в автоцистернах (возможность и стоимость услуг оговаривается индивидуально).

Примеры стоимости транспортировки жидких продуктов переработки НПГ представлены в табл. 4.8.

Таблица 4.8

Стоимость транспортировки жидких продуктов переработки НПГ (на примере СПБТ), руб./т*

Станция назначения	Завод (поставщик)	Стоимость транспортировки с НДС
Сургутгазпром	Серов	1 465
Сургутгазпром	Вологда	2 135
Астраханьгазпром	Новороссийск	1 420
Сургутгазпром	Новосибирск	1 830
Оренбурггазпром	Саранск	1 175
Астраханьгазпром	Саранск	1 370
Сургутгазпром	Саранск	2 015
Оренбурггазпром	Выборг	2 135
Астраханьгазпром	Выборг	2 180
Сургутгазпром	Выборг	2 425
Сургутгазпром	Красноярск	2 180
Оренбурггазпром	Липецк	1 465
Оренбурггазпром	Муром	1 420
Астраханьгазпром	Муром	1 585
Сургутгазпром	Муром	2 105

* Рассчитано на основе информации компании «Газэнергосеть» (транспорт). Способ доставки – железнодорожная доставка.

4.3. Выбор направлений утилизации и переработки нефтяного газа

4.3.1. Необходимость инвестиций в переработку нефтяного газа

По мнению представителей Министерства природных ресурсов (МПР), практически во всех секторах российской экономики, включая добычу нефти и газа, наблюдается оживление инвестиционной активности, а в сегменте переработки попутного газа – стагнация. По расчетам МПР, из-за сжигания НПГ Россия ежегодно теряет около 139 млрд руб. Данная оценка представляет собой консолидированную стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, которые были бы произведены при переработке сожженного попутного газа. При этом суммарный эффект от переработки НПГ в стране мог бы составить 362 млрд руб. в год[1].

По оценкам ОАО «НижневартовскНИПИнефть» себестоимость различных направлений утилизации НПГ существенно различается (табл. 4.9).

Эксперты объясняют нежелание нефтяных компаний вкладываться в строительство систем сбора попутного газа, газопроводов и ГПЗ высокой стоимостью этих инвестиционных мероприятий. Президент «СИБУРа» Д.Конов приводит пример: «Допустим, необходимо утилизировать 2 млрд $м^3$ попутного газа. Для этого нужно затратить на этапе сбора порядка 3,8 млрд рублей, на этапе строительства ГПЗ – 8 млрд, на этапе транспортировки – около 5–5,5 млрд, на этапе переработки жидких фракций – еще 25 млрд руб. То есть на квалифицированную утилизацию дополнительных 2 млрд $м^3$ НПГ нужно затратить около 40 млрд рублей» [Конов, 2007].

Для того чтобы эти инвестиции окупались, возможно несколько подходов. Во-первых, повышение доходов нефтяников от продажи НПГ и снижение затрат на сбор и транспортировку продукта для дальнейшей переработки. Во-вторых, государство может повысить привлекательность инвестиций в один сегмент путем снижения рентабельности альтернативных способов использования НПГ. Определенные шаги государство делает в обоих на-

---

[1] **Попутный** компромисс // Профиль. 2008. 18 февраля. – Статья опубликована на сайте RosInvest.Com http://www.rosinvest.com.

Таблица 4.9

Удельные показатели уровня затрат по направлениям использования ПНГ*

Показатель	Значение
Себестоимость транспорта газа до ГПЗ, руб./тыс. $м^3$	500–4500
Себестоимость переработки газа (получение сухого газа, СПБТ, газового конденсата), руб./тыс. $м^3$	300–1200
Себестоимость выработки электроэнергии на месторождении, руб./тыс. кВт•ч	400–1000
Себестоимость выработки электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго», руб./тыс. кВт•ч	1073
Себестоимость получения дизтоплива и бензина, руб./т	2000–5500
Себестоимость транспорта продуктов переработки газа, руб./т	900–2000
Себестоимость сжижения газа, руб./т	6700–9000
В целом себестоимость переработки газа (без транспорта продуктов переработки газа), руб./тыс. $м^3$	1200–4300
Себестоимость закачки газа, руб./тыс. $м^3$	1800–2000
Срок окупаемости проектов по переработке газа, лет	2–7

* См.: [Андреева, 2007].

правлениях. В феврале 2008 г. либерализованы цены на НПГ. Ведется интенсивная работа по подготовке и утверждению более жестких штрафных санкций за выбросы вредных веществ в атмосферу при сжигании газа на факельных установках.

По данным Минпромэнерго, в 2007 г. средняя цена на НПГ в России составляла 256 руб./тыс. $м^3$. При этом цены на получаемые при переработке нефтяного газа ШФЛУ, СУГ, газовый бензин значительно выше цен на попутный газ (табл. 4.10). Еще выше цены продуктов, полученных на более высоких стадиях передела НПГ – этилена, полиэтилена. Например, в начале 2008 г. цена этилена на азиатских рынках достигала уровня 1500–1600 долл./т.

Таблица 4.10

Соотношение цены продукта и цены НПГ

Продукт	Источник информации	Цена, без НДС	Соотношение 1*	Соотношение 2**
НПГ (2007 г.), руб./1000 м^3	Минпромэнерго РФ	256	1,0	0,1
НПГ, долл./1000 м^3	PFC Energy	70–100	7,8	1,0
Бутан, руб./т	nefteresurs.ru	10200	39,8	5,1
Изобутан, руб./т	«	12100	47,3	6,1
СПБТ, руб./т	«	9650	37,7	4,8
Газовый бензин стабильный, руб./т	«	12000	46,9	6,0
ШФЛУ, руб./т	«	4700	18,4	2,4
Газ (СОГ)***, руб./1000 м^3	ФСТ РФ	1784	7,0	0,9
СОГ (ХМАО)****, руб./1000 м^3	ФСТ РФ	800	3,1	0,4

* Соотношение 1 – цены по отношению уровню цен на НПГ в 2007 г.

** Соотношение 2 – цены по отношению уровню рыночных цен на НПГ.

*** Регулируемые цены для Московской области.

**** Регулируемые цены газа за вычетом затрат на транспортировку (франко-ХМАО).

Либерализация цен на НПГ устранила некоторые инвестиционные риски, но инвестиционную привлекательность проектов повысила не существенно. Другим фактором, негативно влияющим на рентабельность проектов по сбору и транспортировке НПГ, являются большие расстояния между месторождениями, которые разрабатывают нефтяники, ГПЗ и нефтегазохимическими производствами. Трубопроводов для транспортировки ШФЛУ в России существуют считанные единицы, например «Тобольскнефтехим» связан транспортной инфраструктурой с ГПЗ «СИБУРа». Однако в основном ШФЛУ приходится возить по железной дороге.

4.3.2. Выработка электроэнергии из нефтяного газа на месторождениях

Использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии – наиболее востребованное решение на средних и малых удаленных месторождениях. Учитывая энергоемкость процесса нефтедобычи и удаленность нефтяных месторождений от энергосетей, выработка электроэнергии непосредственно на промысле часто является оптимальным решением проблем энергообеспечения.

К настоящему времени большинство компаний, ведущих добычу в Западной Сибири, реализуют программы по размещению на промыслах газотурбинных электростанций (ГТЭС) [Кубометры…, 2008]. Одной из причин такого положения является удаленность нефтяных месторождений от энергетической и газопроводной инфраструктуры. Другая причина связана с дефицитом энергетических мощностей в Западной Сибири. Эксперты «Тюменьэнерго» считают, что в 2008 г. дефицит мощностей составит около 250 МВт. Реальный прирост электропотребления в Тюменской области и ХМАО оказался в разы выше показателей, запланированных Энергетической стратегией РФ. При этом по данным «Сургутнефтегаза», электроэнергия, произведенная на собственных электростанциях с использованием НПГ, обходится нефтяникам почти в 1,5 раза дешевле, чем при ее покупки у «Тюменьэнерго». Проекты строительства ГТЭС окупаются за 2–3 года. Поскольку в перспективе «Тюменьэнерго» намерено частично финансировать проекты своего развития за счет увеличения платы за подключение к энергосетям, а цена на электроэнергию имеет тенденцию к росту, можно предположить, что эффективность строительства собственных энергоустановок на промыслах будет возрастать [Кубометры…, 2008].

Предложение энергоблоков на рынке очень широко. Отечественные и зарубежные компании ведут выпуск установок в газотурбинном и в поршневом вариантах. Как правило, для большинства конструкций имеется возможность работы на ШФЛУ или НПГ. Практически всегда предусмотрена утилизация тепла выхлопных газов в систему теплоснабжения промысла, предлагаются варианты самых современных и технологичных парогазовых установок. Внедрение объектов малой энергетики нефтяными компаниями реализуется для снижения зависимости от поставок

электроэнергии РАО «ЕЭС», упрощения требований к инфраструктуре при освоении новых месторождений, снижения затрат на электроэнергию с одновременной утилизацией НПГ и ШФЛУ.

Лидером среди нефтяных компаний по строительству ГТЭС является «Сургутнефтегаз» [Тройнин, 2007]. Стартовавшая в 1999 г. программа строительства ГТЭС и реконструкции компрессорных станций предполагала, что к 2007 г. у компании будет 11 станций. Но компания перевыполнила этот план: сегодня на месторождениях компании работает 13 ГТЭС общей мощностью 343,5 МВт. В результате энергия, выработанная на собственных станциях, использующих в качестве топлива НПГ, покрывает более четверти потребностей компании. В ближайшее время компания планирует запустить еще 2 ГТЭС – на Западно-Чигоринском (12 МВт) и Верхненадымском (24 МВт) месторождениях. Также начинается строительство ГТЭС мощностью 36 МВт на Рогожниковском месторождении. Экономический анализ применения промысловых электростанций при обустройстве месторождений позволил специалистам «НижневартовскНИПИнефть» [Андреева, Ситенков, 2001] прийти к следующим выводам:

- стоимость выработки электроэнергии на промысле в значительной степени зависит от цены на газ и мощности промысловых электростанций (ПЭС). Например, по ПЭС от 10 до 100 МВт себестоимость электроэнергии ниже в 1,1–1,3 раза, чем стоимость электроэнергии, получаемой из системы «Тюменьэнерго»;
- штрафные санкции за сжигание НПГ на факелах повышают эффективность утилизации НПГ на промысловых электростанциях;
- строительство ПЭС в начале освоения месторождений позволяет органично вписать их в общую концепцию обустройства и существенно снизить стоимость электроэнергии за счет экономии капитальных вложений;
- даже в случае строительства ПЭС на уже обустроенном месторождении стоимость электроэнергии сравнима с тарифами РАО «ЕЭС», а ее сооружение существенно дешевле, чем строительство комплекса по подготовке и дальнему транспорту газа.

В современных условиях в России реализуются не только малые, но и крупные проекты по выработке электроэнергии на основе СОГ. Например, компания ТНК-ВР создала совместное

предприятие (СП) с энергетической компанией ОГК-1, целью которого является реализация инвестиционного проекта по строительству новой парогазовой установки мощностью 800 МВт на Нижневартовской ГРЭС. На новом энергоблоке, строительство которого планируется начать в 2008 г. и закончить в 2010 г., будет установлено современное парогазовое оборудование, КПД которого на аналогичных действующих блоках достигает 57% (для сравнения: на обычных паросиловых агрегатах этот показатель не превышает 40%). В качестве топлива для энергоблока будет использоваться сухой отбензиненный попутный газ, подвергнутый предварительной обработке. В настоящий момент ТНК-ВР поставляет на два существующих блока Нижневартовской ГРЭС 3 млрд $м^3$ газа в год, а новый энергоблок будет потреблять еще 1,2 млрд $м^3$ газа дополнительно. Строительство нового энергоблока позволит обеспечить надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей Тюменской области в условиях роста электропотребления и прогнозируемого дефицита генерирующих мощностей в регионе. Значимость этого проекта для региона подтверждается также тем, что он включен в Генеральную схему развития объектов энергетики до 2030 г. ОГК-1 в качестве вклада в уставный капитал СП вносит два существующих блока Нижневартовской ГРЭС (1600 МВт), а ТНК-ВР – финансовые средства в размере 320 млн долл. ОГК-1 будет принадлежать 75% в совместном предприятии, а ТНК-ВР – 25% [Музлова, 2007].

Использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для выработки электроэнергии является одним из эффективных решений для средних и малых удаленных месторождений. При этом необходимо иметь в виду и слабые стороны данного направления (с позиций общего решения проблемы эффективного использования ресурсов НПГ в стране): относительно небольшие объемы утилизируемого НПГ и наличие выбросов CO_2 при сжигании НПГ и СОГ.

4.3.3. Возможности переработки нефтяного газа в жидкие продукты

Перспективы применения технологии GTL. Технологии GTL («Gas To Liquids», GTL) представляют собой процессы синтетического преобразования природного газа (включая НПГ) в жидкие углеводороды и производства моторного топлива, вклю-

чая бензин, дизельное топливо и масла. Применение технологий GTL создает предпосылки для вовлечения в хозяйственный оборот тех запасов природного и попутного газа, которые считаются экономически неэффективными из-за отсутствия транспортной инфраструктуры или удаленности месторождений. Эффективность данных технологий определяется во многом ценами на нефть и уровнем инвестиций в создание мощностей на основе данной технологии [Ластовская, 2005]. Исследования, проводимые основными проводниками этой технологии (компании Sasol, Shell, Syntroleum, Rentech), во многом направлены на снижение капиталоемкости проектов.

Основные проблемы и ограничения применения данной технологии связаны со слéдующим:

– слабая освоенность технологии;

– при преобразованиях газа в циклах химических превращений происходят значительные потери исходного сырья;

– существуют проблемы с выделением и утилизацией тепла в циклах химических превращений;

– энергоемкое производство;

– не проведено надежных оценок экономической эффективности данной технологии (по оценкам ряда экспертов, реализация технологии требует значительных инвестиций и сопряжена с большим сроком окупаемости);

– развитие обычной нефтепереработки позволяет получать топливо с высокими экологическими характеристиками с использованием менее капиталоемких и рискованных технологий.

К преимуществам данной технологии можно отнести:

• высокое качество получаемой продукции (малосернистость, высокое октановое число);

• емкий рынок получаемой продукции;

• транспортировка может осуществляться при нормальном давлении;

• тепловая энергия, получаемая как побочный продукт, может быть также востребована рынком.

Российские компании в настоящее время изучают возможности применения данной технологии. Например, в 2002–2006 гг. «Газпром» (в лице ВНИИГАЗа) совместно с зарубежными компаниями провел технико-экономические исследования по оценке эффективности создания заводов GTL в различных регионах, с

различной мощностью и с разными источниками сырья. Анализ показал, что реализация таких проектов в России технически сложна, но вполне возможна и может быть экономически эффективной [Батуров, 2008].

По прогнозам «Газпрома», создание GTL-производств предположительно будет проходить в три этапа. На *первом* этапе предполагается строительство небольших заводов мощностью 0,5–1 млрд $м^3$ в год. Они должны способствовать выбору оптимальных технологий, в том числе по показателям качества получаемых синтетических топлив. Эти же производства призваны послужить базой для обучения инженеров и технологов, которые потребуются для осуществления второго и третьего этапов. *Вторая* стадия нацелена на обеспечение регионов экологически чистыми топливами и на выход с данной продукцией на мировой рынок. Производительность заводов должна составить 3–5 млрд $м^3$ в год. *Третий* этап охватит новые территории – месторождения Ямала, Восточной Сибири, шельф арктических морей.

Ранее на месторождениях могут использоваться малотоннажные GTL-установки. Данные установки позволяют получить продукцию непосредственно на месте, что особенно важно для малых низкорентабельных и удаленных месторождений. Производительность установки находится на уровне 30 тыс. т топлива в год. Опытные образцы успешно прошли испытания, сейчас вводятся в эксплуатацию пилотные установки. Особая ценность таких установок в том, что они могут способствовать решению проблемы эффективного использования НПГ. Однако по мнению специалистов «НГТ-Менеджмент», несмотря на существенные успехи в развитии технологий GTL, каждое ее применение на практике является новым индивидуальным и дорогостоящим проектом. Использование данной технологии на средних и малых месторождениях в настоящее время наталкивается на ряд ограничений, таких как высокая капиталоемкость, уникальность технологического решения каждого производителя и большие объемы технологически подготовленной воды, требуемые для производства. Это делает организацию подобных производств на месторождениях рентабельной только в случаях наличия высокого платежеспособного спроса на продукты непосредственно в районе производства или больших объемах производства.

Технология GTL только начинает свое распространение. Ожидается, что при дальнейшем развитии и росте цен на топ-

ливо она станет рентабельной. Пока GTL-проекты, реализующие технологию Фишера-Тропша, рентабельны только при достаточно больших объемах перерабатываемого сырья (от 1,4–2,0 млрд $м^3$ в год). Обычно GTL-проект рассчитан на утилизацию метана, однако процесс может быть реализован и для углеводородных фракций C_3–C_4 и, соответственно, применен для переработки НПГ[1]. Основные реализуемые проекты по технологии GTL представлены в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Мощности проектов на основе технологии GTL*

Компания	Место расположения	Мощность, барр./день	Характеристики
Существующие мощности			
Sasol I	ЮАР	5600	Сырье – уголь
Sasol II/III	ЮАР	124000	Сырье – уголь; продукция – легкие олефины, бензин
Petro SA (Mossgas)	ЮАР	22500	Сырье – уголь; продукция – бензин и дизтопливо
Shell MDS	Малайзия	14000	Сырье – природный газ; продукция – смазки, химикаты, дизтопливо
Строящиеся мощности			
Sasol Chevron Texaco	Нигерия	34000	Сырье – природный газ
Sasol Chevron / QP (Oryx)	Катар	33700	Сырье – природный газ
Shell	Катар	70000	Сырье – природный газ
ExxonMobil	Катар	154000	Сырье – природный газ

* См.: Обзор рынка GTL. – М.: Метапроцесс, 2007.

---

[1] Сайт компании ООО «Энергосинтоп-Инжиниринг». – Режим доступа www.energosyntop.com.

Первой стадией производства на базе технологии GTL является получение синтез-газа, который может быть получен даже из угля. Однако этот способ переработки более применим к НПГ и ШФЛУ, а газовый бензин выгоднее утилизировать отдельно в качестве нефтехимического сырья. На сегодняшний день в мире существует несколько заводов, производящих синтетическое топливо по методу GTL: завод компании Shell мощностью 1,2 млн т, расположенный в Малайзии; завод компании Mossgas мощностью 1,1 млн т – в ЮАР; завод компаний Sasol и Qatar Petroleum (Oryx) мощностью 1,5 млн т в год – в Катаре [Крылов, Козюков, 2008]. В ближайшее время планируется осуществить более 10 крупных проектов, находящихся в разной стадии готовности. Один из них, например, проект строительства завода в Катаре мощностью 7 млн т нефтяного эквивалента. Его стоимость составляет около 4 млрд долл., или 600 долл. на тонну продукции.

Текущая стоимость строительства GTL-завода, по оценкам специалистов, составляет 400–500 долл. на тонну продукции и продолжает снижаться. Хотя опыт эксплуатации коммерческих предприятий на основе технологии GTL имеется, он ограничен жаркой и умеренной климатической зоной. Таким образом, имеющиеся проекты не могут быть перенесены без изменений в Россию. Учитывая отсутствие у компаний опыта эксплуатации GTL установок в жестких климатических условиях, изменение и доработка проектов могут потребовать значительного времени и, возможно, проведения дополнительных исследовательских работ.

Так, по оценке *НПО «Синтез»*, капитальные затраты на завод GTL производительностью 500 тыс. тонн жидкого топлива в год с потреблением 1,4 млрд $м^3$ природного газа при размещении в Якутии составит 650 млн долл. (1,3 тыс. долл. на тонну годовой производительности).

По оценкам специалистов *Института финансовых исследований*, данная технология может быть вполне эффективна в российских условиях (при существующем уровне цен и тарифов) [Анализ..., 2007]. Рентабельность (BHP) достигает уровня 16%, срок окупаемости – 21 год, а без учета дисконтирования – около 8 лет. При этом отмечается, что основными точками чувствительности являются железнодорожные тарифы, цены реализации, до-

ля бензина в структуре производства, уровень производственной мощности.

Компания «Роснефть» рассматривала возможность строительства GTL-завода в районе деятельности «Пурнефтегаза». Этот вариант оказался более предпочтительным, чем строительство электростанции или других объектов. Капитальные вложения в этот проект оценивались на уровне около 5 млрд руб. Однако период окупаемости данного проекта составил около 11 лет, что не подходит компании в силу корпоративной политики. Поэтому компания «Роснефть» предложила рассмотреть возможности государственной поддержки и стимулирования развития этого нового направления в России, благодаря которому утилизировался бы НПГ и началось производство продуктов по новой технологии[1]. Основные экономические показатели потенциальных установок на основе GTL-технологий (по информации компании «Метапроцесс») представлены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

Экономические показатели установок на основе GTL-технологий

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Мощность, тыс. т в год	15	50	100
Капитальные затраты, млн долл.	15–20	60–65	90–110
Срок строительства, мес.	18	28	32
Себестоимость* продукции GTL, долл./т	180–200	160–180	145–160
Количество обслуживающего персонала в смену, чел.	7	12	30
Капитальные затраты на 1 т мощности, тыс. долл./т	1–1,3	1,2–1,3	0,9–1,1

* В зависимости от получаемых продуктов (с учетом амортизации).

---

[1] **Интервью** с вице-президентом компании «Роснефть» А. Кузнецовым // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 5. – С. 48.

Производство метанола. Одним из направлений использования НПГ (СОГ) является производство метанола. Метанол потребляется в процессе добычи, подготовки и транспортировки газа. Строительство установок по производству метанола непосредственно на месте добычи газа позволяет бесперебойно обеспечить метанолом газодобывающую компанию, исключить дорогостоящие встречные транспортные потоки метанола и газа для его выработки, снизить экологические риски при транспортировке и уменьшить себестоимость добываемого газа [Лятс, 2008].

С февраля 2007 г. ЗАО «Метанол и азотные процессы» («Метапроцесс») ведет полномасштабную опытно-промышленную эксплуатацию (после разработки проекта, проведения СМР) установки по производству метанола на Юрхаровском газодобывающем комплексе компании «НОВАТЭК». Общая стоимость установки мощностью 12,5 тыс. т в год оценивается в 480 млн руб. Срок окупаемости составляет 4–6 лет. Затраты на привозной метанол составляли 20 тыс. руб./т, а сейчас себестоимость оценивается в 5,5–7 тыс. руб./т [Козельский, 2008]. В настоящее время «НОВАТЭК» продолжает работать с «Метапроцессом» в части проектирования и строительства установки получения метанола мощностью уже 50 тыс. т (основные экономические показатели установок по производству метанола, по информации компании «Метапроцесс», представлены в табл. 4.13).

Таблица 4.13

Экономические показатели установок по производству метанола

Показатель	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Мощность, тыс. т в год	12,5	20	30	50
Капитальные затраты, млн долл.	10–14	15–20	22–27	50–55
Срок строительства, мес.	18	22	26	32
Себестоимость продукции с учетом амортизации, долл./т	186	176	170	160
Количество обслуживающего персонала в смену, чел.	7	7	9	12
Капитальные затраты на 1 т мощности, тыс. долл./т	0,8–1,1	0,75–1,0	0,73–0,9	1–1,1

Примечание. Для специального северного исполнения используется коэффициент удорожания, равный 1,28.

4.3.4. Сильные и слабые стороны направлений утилизации нефтяного газа

При выборе направлений эффективного использования ресурсов НПГ не может быть единого подхода для всех месторождений и объектов. Принимаемые решения зависят от множества факторов, включая:

- наличие эффективных и доступных технологий;
- объемы добычи НПГ;
- географическое расположение объектов (месторождений нефти, ГПЗ, магистрального газопровода), влияющее на эффективность проектов утилизации и использования НПГ;
- гарантии доступа на рынки (доступ к ГТС ОАО «Газпром», мощностям ЕЭС, инфраструктуре для транспортировки жидких углеводородов);
- поведенческие аспекты – политика компаний в вопросах утилизации НПГ, жесткость мер и санкций государства в этой области.

По мнению специалистов ОАО «НижневартовскНИПИнефть», при выборе технологических схем использования НПГ в ХМАО необходимо учитывать ряд факторов, среди которых наибольшее значение имеют уровни среднегодовых объемов добычи НПГ, расстояния до ГПЗ, компрессорных станций, ЦППН (цех предварительной подготовки нефти), расстояния до объектов системы «Тюменьэнерго», до потребителей НПГ и продуктов его переработки. В ОАО «НижневартовскНИПИнефть» были разработаны основные критерии выбора способов использования НПГ для малых и средних нефтегазовых месторождений с учетом технологической эффективности и окупаемости проектов (табл. 4.14).

Основные направления утилизации и использования НПГ имеют сильные и слабые стороны (табл. 4.15). С точки зрения социальных аспектов и привлечения инвесторов важны следующие характеристики направлений утилизации и использования НПГ: влияние на экологию, техническая реализуемость, потенциальная финансовая эффективность для возможных инвесторов, наличие и доступ к инфраструктуре, меры государственного регулирования. Один из наиболее эффективных сценариев повышения степени утилизации НПГ в России связан со строительством

Таблица 4.14

Критерии выбора способов использования НПГ в ХМАО*

Среднегодовой объем добычи НПГ	Расстояние до ГПЗ, компрессорной станции, цеха первичной подготовки нефти	Расстояние до системы «Тюменьэнерго»	Расстояние до потребителей НПГ	Рекомендуемые технологии
До 10 млн $м^3$	До 40 км	До 40 км		Совместный транспорт нефти и газа
	Свыше 40 км	Свыше 40 км		Использование НПГ на нужды месторождения: подогрев нефти, выработка энергии
10–50 млн $м^3$	Свыше 40 км	До 40 км	Свыше 40 км	Строительство газопровода, компрессорный транспорт газа, собственные нужды (без выработки э/э)
	Свыше 40 км	Свыше 40 км	Свыше 40 км	Собственные нужды, выработка э/э
	Свыше 40 км	До 40 км	До 40 км	Первичная переработка газа, собственные нужды
50–150 млн $м^3$	До 50 км	До 50 км		Строительство газопровода, первичная переработка газа, собственные нужды
	50–70 км	До 50 км		Компрессорный транспорт газа, строительство газопровода, первичная переработка газа, собственные нужды
	Свыше 75 км	Свыше 75 км	До 50 км	Выработка э/э, первичная переработка НПГ, химическая переработка газа
	Свыше 75 км	Свыше 75 км	Свыше 75 км	Использование НПГ на собственные нужды

* См.: [Андреева и др., 2004].

Таблица 4.15

Сильные и слабые стороны направлений утилизации и использования НПГ*

Характеристика	Сильные стороны	Слабые стороны
1	2	3
Газопереработка		
Экология	Ликвидируются выбросы в атмосферу как самого НПГ, так и продуктов его сжигания или переработки. Имеется технологическая возможность полной утилизации НПГ	Необходима инфраструктура для транспортировки произведенной продукции
Техническая реализуемость	Используемые технологические решения отработаны в реализованных проектах. Имеются варианты транспортировки продукции	Ограничения, связанные с транспортировкой произведенной продукции (доступ к ГТС, дефицит мощностей инфраструктуры)
Финансовая эффективность	Высокая добавленная стоимость. Потенциал для получения «углеродного инвестирования» (в рамках Киотского протокола)	Относительно высокие капитальные затраты
Доступ к инфраструктуре	Предполагается применение принципа приоритетного доступа СОГ к ГТС	Сложности с доступом СОГ к ГТС
Государственное регулирование	Предполагается существенный рост цен на газ, отмена регулирования рынка СУГ	Регулирование цен на газ, СУГ, балансовые задания для СУГ
Выработка электроэнергии		
Экология	Эффект достигается за счет бессажевого сжигания НПГ	Не обеспечивает утилизации всего НПГ. Целесообразно как дополнительное направление утилизации НПГ
Техническая реализуемость	Технологические решения отработаны в реализованных проектах. Новые установки характеризуются высоким уровнем КПД	Относительно новые технологии требуют дополнительной «отладки»

Продолжение табл. 4.15

1	2	3
Финансовая эффективность	Значительная часть электроэнергии используется на собственные нужды. Обычно издержки ниже, чем цена покупки электроэнергии на рынке. Защита от резкого роста цен на закупаемую электроэнергию. Возможна реализация тепловой энергии. Относительно небольшие инвестиции	Не всегда есть потребители для всей произведенной электроэнергии. Сезонная неравномерность потребностей промыслов в электроэнергии
Доступ к инфраструктуре	Производство электроэнергии для собственных нужд не требует доступа к внешней инфраструктуре	Сложности с доступом к инфраструктуре компаний, создающихся на базе РАО «ЕЭС»
Государственное регулирование	Наличие отраслевых норм и правил	Необходимость обеспечения приоритетного доступа к сетям РАО «ЕЭС»
Синтетические продукты (применение технологий GTL)		
Экология	Ликвидируются выбросы в атмосферу НПГ и продуктов его сжигания или переработки. Имеется технологическая возможность полной утилизации НПГ	Ввиду высоко технического риска сама технология может создавать рисковые ситуации для экологии
Техническая реализуемость	Технология реализована на единичном числе проектов в мягких климатических условиях. Существуют варианты транспортировки произведенной продукции	Технологии недостаточно отработаны в промышленных масштабах. Дополнительный риск в северных широтах. Высокий технический риск
Финансовая эффективность	Высокая добавленная стоимость. Высокие цены на получаемую продукцию	Большой объем рисковых инвестиций. Длительный срок окупаемости не отвечает стратегиям развития многих компаний

* Сост. с использованием материалов компании «Новые газовые технологии – Менеджмент».

и/или расширением газоперерабатывающих мощностей. Это определяется как преимуществами данного направления, так и слабыми сторонами альтернативных вариантов, например, высоким техническим риском GTL-технологий, ограниченными (по объемам утилизируемого НПГ) возможностями выработки электроэнергии.

При освоении новых районов (например, Восточной Сибири) для минимизации затрат на утилизацию НПГ необходима координирующая роль государства при формировании систем сбора попутного газа, его переработки и транспортировки производимой продукции.

Повысить привлекательность проектов утилизации НПГ можно: используя механизмы Киотского протокола, привлекая государственные инвестиции, формируя стимулы для инвестирования в данные проекты (например, освобождение от пошлин при импорте оборудования). В любом случае необходимо участие государства (как регулятора и инвестора), что вполне отвечает задачам решения социальных (экологических) проблем и рационального использования ресурсов недр, являющихся собственностью государства.

Перспективы роста эффективности проектов по утилизации и использованию НПГ (и соответственно повышения заинтересованности потенциальных инвесторов в их финансировании) связаны со следующим:

- рост цен на газ (и соответственно СОГ) до уровня равноэффективных цен с экспортом к 2011 г.;
- отмена регулирования цен и балансовых заданий по СУГ;
- участие государства в инфраструктурных проектах (включая газосборные сети, транспорт ШФЛУ и СОГ);
- комплексное рассмотрение проблем рационального использования НПГ, включение в анализ производств и продукции более высоких переделов.

4.4. Подходы к финансированию и реализации проектов по снижению сжигания нефтяного газа. Необходимость участия государства

4.4.1. Потенциальные источники привлечения инвестиций для реализации проектов по утилизации и переработке НПГ

К потенциальным внутренним и внешним источникам привлечения инвестиций на реализацию проектов по утилизации и переработке НПГ в России можно отнести:

- финансовые средства хозяйствующих субъектов, прежде всего нефтегазовых и газохимических компаний;
- заемный и акционерный капитал компаний;
- государственную поддержку для проектов, имеющих стратегическое значение (в том числе финансирование реализации инфраструктурных проектов);
- средства иностранных компаний, например, через создание совместных предприятий;
- средства международных финансовых организаций (Мирового банка, ЕБРР);
- иностранные инвестиции через применение механизмов Киотского протокола [Ластовская, 2005].

Финансировать проекты по формированию инфраструктуры, связанной с утилизацией и использованием НПГ, могли бы крупнейшие российские банки. Например, Внешэкономбанк исторически является проводником государственной экономической политики. В качестве приоритетной стратегической цели на ближайшие годы этот банк рассматривает значительное расширение масштабов своего участия в крупных инвестиционных проектах, реализация которых призвана способствовать развитию инфраструктуры и высокотехнологичных отраслей реального сектора экономики. Внешэкономбанк предоставляет кредиты, займы, гарантии и поручительства, а также осуществляет финансирование на возвратной основе в целях реализации инвестиционных проектов, соответствующих основным направлениям инвестиционной деятельности Внешэкономбанка, а также следующим критериям: а) срок окупаемости про-

екта – более 5 лет; б) общая стоимость проекта – более 2 млрд руб.[1]

Основными направлениями инвестиционной деятельности Внешэкономбанка являются:

– реализация инвестиционных проектов, направленных на устранение инфраструктурных ограничений экономического роста, включая развитие энергетической и транспортной инфраструктуры;

– реализация инвестиционных проектов, направленных на развитие инноваций;

– участие в реализации проектов, направленных на повышение эффективности использования природных ресурсов, охрану окружающей среды и улучшение экологической обстановки;

– участие в реализации проектов, направленных на развитие малого и среднего предпринимательства, посредством кредитования кредитных организаций и юридических лиц, осуществляющих поддержку малого и среднего предпринимательства;

– поддержка экспорта промышленной продукции и услуг, в том числе в целях диверсификации национального экспорта.

Вполне соответствуют принципам финансирования проектов в сфере утилизации и использования НПГ уже реализуемые соглашения Внешэкономбанка.

* В 2005 г. Внешэкономбанк подписал соглашение с Министерством транспорта России об общих принципах организации финансирования инвестиционных проектов. В соответствии с соглашением, банк является стратегическим партнером этого министерства. Соглашение предусматривает проведение экспертной оценки инвестиционных проектов, проработку схем организации финансирования инвестиционных и инфраструктурных проектов в транспортной отрасли, осуществляемых на принципах государственно-частного партнерства.

* В 2006 г. в Томске Внешэкономбанк подписал Соглашение о сотрудничестве в области поддержки совместных проектов в рамках государственно-частного партнерства (ГЧП) с Deutsche Bank AG. Соглашение предусматривает оказание участникам партнерств содействия при выборе оптимальных схем финансирования крупных инвестиционных проектов. Будут также рас-

---

[1] **Государственная** корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)» // Режим доступа: www.veb.ru. 2008.

сматриваться возможности организации совместного финансирования экономически обоснованных проектов.

Специфика ГЧП близка Внешэкономбанку, поскольку банк уже длительное время работает в тех областях, где тесно переплетаются интересы государства и частного бизнеса, активно сотрудничает с государственными и частными компаниями при реализации крупномасштабных инвестиционных проектов. Это взаимодействие осуществляется во многих российских регионах. Например, в 2007 г. Внешэкономбанк подписал соглашение с «Корпорацией развития Красноярского края» об организации финансирования и привлечении инвестиций в объеме 0,8–1 млрд долл. для строительства Богучанского целлюлозно-бумажного комбината. При этом из Инвестиционного фонда России планируется профинансировать объекты инфраструктуры, необходимой для строительства и эксплуатации данного комбината (более 13 млрд долл.). Такой подход представляется вполне рациональным и для развития инфраструктуры, связанной с утилизацией и использованием НПГ. Сооружение данного комбината является частью более широкой программы развития Нижнего Приангарья. Данная программа станет в обозримой перспективе одним из крупнейших проектов в области государственно-частного партнерства в России. Кроме того, комплексной программой развития Нижнего Приангарья предусмотрена реализация ряда инфраструктурных проектов с использованием средств Инвестиционного Фонда РФ на сумму более 34 млрд руб.

С точки зрения привлечения иностранных кредитов для финансирования экологических мероприятий (включая проекты утилизации НПГ) характерным является пример «ЛУКОЙЛа». ОАО «ЛУКОЙЛ» и Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) реализуют соглашение о предоставлении необеспеченного кредита в размере 300 млн долл. для финансирования Программы экологической безопасности организаций Группы «ЛУКОЙЛ»[1]. Синдицированный кредит состоит из двух траншей, каждый по 150 млн долл. США. Первый транш предоставляется ЕБРР сроком на 10 лет по ставке ЛИБОР + 0,65% годовых. Второй транш предоставляется синдикатом коммерческих банков сроком на

---

[1] **«ЛУКОЙЛ»** привлек «экологический» кредит. – Пресс-релиз. 2007. 21 мая. – Режим доступа: www.lukoil.ru.

7 лет по ставке ЛИБОР + 0,45% годовых. Привлеченный кредит является самым длинным по сроку необеспеченным синдицированным кредитом, когда-либо полученным российской частной компанией. «ЛУКОЙЛу» также удалось выйти на качественно новый уровень стоимости кредитных ресурсов, доступных компании на долгосрочной основе. В основном привлеченные средства будут направлены на реализацию природоохранных проектов компании в регионах ее функционирования. В результате строительства новых объектов и реконструкции действующих установок на предприятиях нефтедобычи и нефтепереработки будут снижены выбросы в атмосферу загрязняющих веществ, а также их содержание в сточных водах. Кроме того запланировано сокращение потребления воды предприятиями компании и снижение объемов сжигания газа на факелах. Также предусмотрено увеличение объемов утилизации отходов. Значительные средства будут направлены и на реконструкцию промысловых трубопроводов.

В качестве другого примера можно привести соглашение о долгосрочном кредите в размере 80 млн долл. сроком на 6 лет между ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» (оператор российских проектов «ЛУКОЙЛ Оверсиз Холдинг Лтд.») и ЕБРР. Половина суммы кредита должна быть синдицирована коммерческими банками. Организатором этой части кредита ЕБРР выступает банк «АБН-Амро» (Голландия). Данный кредит, в частности, позволит ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» продолжить работу по повышению эффективности утилизации попутного нефтяного газа, что приведет к уменьшению объемов газа, сжигаемого на нефтепромыслах. Основная часть кредита будет направлена на развитие нефтегазодобычи, в первую очередь, на Сибирском и Озерном месторождениях в Пермской области.

4.4.2. Поддержка малого и среднего бизнеса в области утилизации нефтяного газа

Ценность НПГ и способы его утилизации для нефтяных компаний во многом зависят от размеров месторождений (запасов и объемов добычи НПГ) и их удаленности от потенциальных потребителей. В настоящее время в России значительная часть попутного газа сжигается на факелах на относительно небольших месторождениях нефти с добычей попутного газа от 5 до

50 млн м^3/год. По оценкам компании «МАИР», небольшие месторождения с добычей нефтяного газа до 35 млн м^3 в год составляют около 70% от общего числа нефтяных месторождений в России и на них приходится до 40% всех потерь нефтяного газа. Актуальной является разработка и реализация таких технологических схем и оборудования для них, которые позволят эффективно решать проблему коммерческой утилизации НПГ для большинства нефтяных месторождений.

С точки зрения формирования рациональной государственной политики в сфере утилизации НПГ важна классификация нефтяных месторождений по объемам добычи НПГ. Типизация месторождений ХМАО, предложенная специалистами ОАО «НижневартовскНИПИнефть», представлена в табл. 4.16. Приведенные данные свидетельствуют, что основная добыча НПГ сосредоточена в относительно небольших (по показателю добыча НПГ) объектах: основная часть объектов (около 80%) попадают в категории с добычей менее 50 млн м^3 в год. Соответственно, в ХМАО будет реализовываться множество мелких и средних проектов, успешное осуществление которых во многом связано с развитием системы государственного регулирования, в том числе с формированием стимулов для развития сервисных компаний, с обеспечением недискриминационного доступа к инфраструктуре.

Таблица 4.16

Типизация месторождений ХМАО по добыче НП*

Тип месторождения	Среднегодовой объем НПГ, млн м^3	Количество месторождений в ХМАО
Мелкие	Менее 10	109
Малые	От 10 до 50	105
Средние	От 50 до 100	23
Крупные	Свыше 100	30

* См.: [Андреева и др., 2004].

Мировая практика свидетельствует о том, что относительно небольшие объемы НПГ часто являются сферой интересов малых и средних специализированных сервисных компаний. Месторождения, где добывается около 1 млрд м^3 попутного газа, могут представлять интерес для самих нефтяных компаний и для круп-

ных газопереработчиков, а малые и средние объемы НПГ обычно не интересны крупным компаниям. В то же время именно таких объектов много, и на них сжигаются большие объемы газа – суммарно не меньше, чем на гигантских месторождениях. Опыт ряда стран свидетельствует о том, что ключом к решению проблем НПГ для относительно небольших объектов является допуск малого и среднего бизнеса к решению проблем утилизации попутного газа и создание благоприятных условий для его работы.

Примечательно, что такая практика начала распространяться и в странах СНГ (бывшего СССР), прежде всего в Казахстане, т.е. в государствах, где созданные активы НГС имеют существенную специфику в связи с их формированием в рамках централизованной системы управления экономикой. Опыт Казахстана интересен тем, что в организационном плане реализуется подход, который вплоть до настоящего времени не находит должного развития в России – стимулирование и развитие специализированного сервисного сектора в области утилизации НПГ. В определенном смысле это более сложный подход (по сравнению с простым запретом сжигания НПГ), поскольку требует формирования конкурентной среды, развития специализированного сервисного сектора. К тому же государству проще регулировать относительно небольшое количество крупных вертикально интегрированных компаний, а не множество малых и средних компаний, занимающихся утилизацией НПГ. Количество таких малых компаний может быть соизмеримо с количеством разрабатываемых нефтяных месторождений.

Жесткие требования по утилизации НПГ в Казахстане вызвали необходимость поиска эффективных решений по его переработке. Одним из таких решений является привлечение к проектам утилизации газа специализированных инвестиционных компаний с соответствующими финансовыми ресурсами и технологическими возможностями. В Казахстане такие компании готовы предложить недропользователям инвестирование и строительство «под ключ» комплексов утилизации НПГ с последующим приобретением попутного газа и реализацией продуктов его переработки. Подобное сотрудничество предусматривает самые широкие возможности для недропользователей: от простой продажи газа, до совместного инвестирования в проект и участия в бизнесе по переработке НПГ на своих месторождениях.

Существует два основных варианта взаимодействия недропользователей и сервисных компаний:

1) нефтяная компания не занимается утилизацией НПГ и стремится отдать эту деятельность полностью на «аутсорсинг»;

2) создание совместных предприятий (со специализированными инвестиционными компаниями), в которых обе стороны инвестируют и распределяют доходы и риски.

Недропользователю необходимы гарантии сервисной компании по утилизации и переработке согласованных объемов НПГ. Сервисной компании принципиально важны гарантии размещения производственных мощностей на месторождении, поставок НПГ на объект и сбыта товарной продукции (если недропользователю это необходимо). Обычно отклонение объемов поставляемого сырья и сбыта продукции от оговоренных сторонами ведет к повышению риска реализации проекта. Распределение этих рисков и гарантии сторон являются предметом переговоров[1].

В России также существуют предпосылки для развития такого направления взаимодействия недропользователей и сервисных компаний. Например, в Самарской области по оценкам министра нефтехимической и газовой промышленности области, имеется много предложений от малого бизнеса, который готов совместно с крупными нефтяными компаниями строить локальные установки, брать на себя риски по возможным штрафам, доводить до потребителя конечный продукт. Возможности использования НПГ связаны с малой энергетикой, поставкой газа для нужд населения, в том числе на муниципальные котельные. По мнению министра нефтехимической и газовой промышленности области, в регионе имеют право на существование любые проекты по использованию НПГ, поскольку есть потребители, газотранспортная система, есть достаточное количество институтов (организационных структур), которые могут реализовать эти проекты[2].

Преимущества взаимоотношений со специализированной сервисной компанией для недропользователя состоят в следующем (табл. 4.17):

---

[1] **Проблемы** утилизации попутного нефтяного газа для нефтяных компаний // Материалы компании «Новые газовые технологии – Менеджмент». – Режим доступа www.ngt-m.ru.

[2] **Нефтяников** мотивируют на переработку попутного газа // Режим доступа www.energydialogue.org.ru. 2007. 25 декабря.

– решение вопросов утилизации НПГ без отвлечения собственных ресурсов (финансовых, управленческих, технологических);

– получение дополнительных доходов;

– комплексное решение партнером вопросов утилизации НПГ, который принимает на себя риски;

– сокращение штрафных санкций за выбросы;

– снятие ограничений на добычу нефти;

– отказ от подготовки и найма специалистов для разработки, реализации и эксплуатации непрофильных комплексов по утилизации газа [Гриценко, Плотников, 2008].

Таблица 4.17

Проблемы взаимодействия нефтяной компании с контрагентами при реализации проектов утилизации НПГ*

Характеристика	Контрагенты		
	Поставщик оборудования	Инжиниринговая компания	Специализированная сервисная компания
Цель партнера нефтяной компании	Продать оборудование (разовая сделка)	Продать услуги (разовая сделка)	Получить стабильный источник сырья (НПГ), долгосрочное сотрудничество
Гарантии	Гарантии только на собственное оборудование, ограничены во времени	Гарантии на весь комплекс, ограниченные по рискам и времени	Долгосрочные обязательства покупать и утилизировать НПГ. Нет ограничений по рискам и времени.
Ответственность	Поставка, подключение оборудования в пределах комплекса	Поставка оборудования, запуск комплекса	Обеспечение приема и утилизации НПГ
Риски	Большая часть рисков у нефтяной компании	Большая часть рисков у нефтяной компании	Эффективное распределение рисков

* Таблица сост. с использованием Материалов компании «Новые газовые технологии – Менеджмент». – Режим доступа www.ngt-m.ru.

Финансирование и реализация проектов утилизации НПГ с привлечением специализированной сервисной компании может реализовываться в форме «процессинга» или «аутсорсинга» (продажа НПГ). В общем виде модель финансирования и реализации проектов с участием специализированных сервисных компаний представлена на рис. 4.2 и рис. 4.3. Однако в современных условиях в России еще не сформирован рынок соответствующих услуг, что не отвечает мировой практике. Поэтому необходимо стимулирование и поддержка формирования, развития и функционирования специализированных сервисных компаний.

Рис. 4.2. Реализация проектов по утилизации НПГ с участием сервисных компаний: «процессинг» НПГ

——— – материальные потоки

---------- – финансовые потоки

Рис. 4.3. Реализация проектов по утилизации НПГ с привлечением сервисных компаний: «аутсорсинг»

Государственная поддержка малому и среднему бизнесу в сфере утилизации НПГ в нашей стране может осуществляться в следующих формах:

– налоговые льготы для малых и средних компаний, занимающихся утилизацией НПГ (включая строительство газосборных сетей);

– погашение части процентов по кредитам, выданным малым компаниям для реализации таких проектов;

– государственное финансирование части инвестиционной программы при выполнении ряда условий, включая участие государства в капитале таких компаний;

– отмена или сокращение таможенных пошлин на ввоз оборудования для производств, связанных с утилизацией НПГ (включая оборудование для ГПЗ, для производства электрической и тепловой энергии);

– отмена таможенных пошлин при экспорте продуктов переработки НПГ (до момента окупаемости или на определенный период, что будет стимулировать ускорение ввода мощностей по переработке);

– режим наибольшего благоприятствования для новых проектов с точки зрения разрешительных и согласовательных процедур в государственных органах;

– приоритетный доступ к ГТС и мощностям компаний, образующихся на базе РАО «ЕЭС» (энергетической инфраструктуре).

4.4.3. Возможности использования механизмов Киотского протокола

Объемы выбросов парниковых газов напрямую зависят от энергоемкости производства и эффективности сжигания топлива. В связи с этим, говоря о Киотском протоколе, необходимо рассматривать возможности привлечения инвестиций в проекты по эффективному использованию ресурсов (в том числе УВС), техническому перевооружению, реконструкции и модернизации производств [Ануфриев, 2004]. Кроме обязательств по снижению выбросов парниковых газов, протокол предусматривает систему торговли квотами, позволяющую выполнить установленные обязательства с наименьшими затратами. Система включает собственно торговлю квотами, механизм чистого развития и механизм совместного осуществления проектов.

В общем виде реализация механизмов совместного осуществления проектов представляет собой следующее. Страна, испытывающая трудности в выполнении количественных обязательств по снижению выбросов парниковых газов, предоставляет частичное финансирование («углеродное финансирование») для реализации проектов энергосбережения и повышения энергоэффективности, способствующих сокращению выбросов парниковых газов в другой стране, где стоимость сокращения выброса одной тонны данных газов значительно ниже [Ануфриев, Чазов, 2006].

По оценкам экспертов, удельные затраты на сокращение 1 тонны выбросов парниковых газов оцениваются на следующих уровнях: Япония – 100–300 долл./т, Западная Европа – 65–200,

Канада – 20–150, Россия – 1–20 долл./т. Полученные в результате реализации такого проекта единицы сокращенных выбросов (ЕСВ) полностью или частично передаются инвестирующей стороне в зачет ее государственных обязательств. Реализация проекта совместного осуществления возможна между двумя юридическими лицами при условии, что он одобрен правительствами этих стран. Потенциальными покупателями ЕСВ являются, например, ЕБРР, специализированные агентства, уполномоченные правительствами европейских стран, Японии, Канады.

Механизм совместного осуществления проектов заключается в следующем:

- инвестирование в проекты, обеспечивающие снижение выбросов парниковых газов на территории других стран;
- возврат инвестиций в виде переуступки единиц сокращенных выбросов парниковых газов (ЕСВ);
- возможность переуступки ранних ЕСВ (произведенных до 2008 г.);
- авансирование технических мероприятий в размере до 50% стоимости планируемых к производству ЕСВ;
- проектная документация должна быть подготовлена в формате международных финансовых институтов;
- обязательная верификация (оценка) произведенных ЕСВ;
- мониторинг и контроль достигнутых сокращений выбросов.

В рамках Киотского протокола Россия обладает уникальными возможностями, позволяющими эффективно реализовывать проекты по утилизации НПГ с применением механизма совместного осуществления проектов. Это обусловлено в том числе тем, что в России более низкий уровень издержек на ресурсо- и энергосбережение по сравнению со многими промышленно развитыми странами. Однако процедура подготовки проектов совместного осуществления является довольно сложным и длительным процессом. Например, необходимо оформить по международным стандартам проекты совместного осуществления, получить международное одобрение и одобрение российской стороны и заключить с покупателем договор о покупке единиц сокращения выбросов, тех сокращений выбросов, которые будут получены в результате реализации проектов (переведенных в CO_2 эквивалент). Доходы от продажи ЕСВ, оплаченные зарубежными покупателем, являются вкладом зарубежного партнера в проект. Возможно по-

лучение авансового платежа, который может быть использован для софинансирования инвестиций[1].

Известен целый ряд вариантов утилизации и использования НПГ, обладающих разными возможностями с точки зрения сокращения выбросов CO_2: 1) закачка газа в пласт для повышения внутрипластового давления на месторождении; 2) использование попутного газа для производства электроэнергии и/или тепла; 3) транспортировка попутного газа на продажу; 4) переработка НПГ, перевод НПГ в жидкие (нефте-) продукты. Отмеченные варианты проектов дают возможность сокращения парниковых газов в атмосферу, при этом каждый тип проектов предоставляет эту возможность различным способом. В первом случае при повторном закачивании газа в нефтяной пласт отпадет необходимость в его сжигании, при этом не образуются выбросы CO_2. Проекты второго типа дают возможность сокращения выбросов только непрямым путем: сжигание попутного газа образует практически такое же количество выбросов CO_2. Произведенная электроэнергия или тепло, однако, будут компенсировать традиционные виды их генерации, такие как сжигание природного газа или угля. В результате фактические выбросы CO_2 снизятся и, следовательно, инвестор проекта сможет продать образованные сокращения выбросов. Третий и четвертый типы проектов значительно сокращают выбросы у источника. Продукт транспортируется в другое место, и будет произведена замена традиционного топлива в другом месте. Следовательно, проект предоставляет возможность сокращения выбросов вдали от источника выбросов.

К настоящему времени Министерство экономического развития и торговли РФ подготовило приказы; необходимые для утверждения проектов совместного осуществления (ПСО) по сокращению выбросов парниковых газов:

* Приказ от 30 ноября 2007 г. № 422 «Об утверждении лимитов величины сокращения выбросов парниковых газов»;

* Приказ от 30 ноября 2007 г. № 424 «О комиссии по рассмотрению заявок об утверждении проектов, осуществляемых

---

[1] **Коробова Н.Л.** Возможности привлечения иностранных инвестиций в проекты по использованию попутного нефтяного газа в России в рамках гибких экономических механизмов Киотского протокола» // Материалы компании «Глобал Карбон», 2006.

в соответствии со статьей 6 Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата»;

* Приказ от 20 декабря 2007 г. № 444 «Об утверждении Методических указаний по рассмотрению проектной документации.

Резерв российских квот до 2012 г. составляет около 3 млрд т, на продажу Россия планирует выставить 300 млн т. Проект совместного осуществления предполагает, что компания из одной страны инвестирует в снижающий выбросы проект в другой стране, а экономию на квотах засчитывает себе. В настоящее время предлагаются в основном проекты от компаний, создаваемых на базе РАО «ЕЭС». Проекты в электроэнергетике направлены на сокращение выбросов за пять лет на 55 млн т CO_2, что позволит привлечь 350–400 млн евро. Крупнейший проект – перевод Хабаровской ТЭЦ с угля на газ[1]. Но особенно высокий потенциал для использования механизмов Киотского протокола имеют проекты по утилизации и использованию НПГ.

В ряде нефтегазодобывающих странах уже одобрены и находятся в стадии осуществления проекты, реализуемые на принципах совместного осуществления. Например, таким проектом является монтаж газовой турбины комбинированного цикла в Нигерии [Nigeria..., 2006], где будет полностью использоваться попутный нефтяной газ, полученный от нефте- и газоперерабатывающего завода в виде топлива. До осуществления проекта НПГ полностью сжигался. Ежегодное производство электроэнергии составит 3 млн МВт/ч. Общее количество сокращений выбросов за 10-летний период составит 16 млн т CO_2, или 1,6 млн т ежегодно. Доход от продажи сокращений выбросов (углеродный доход) при рыночных ценах на сегодняшний день составляет приблизительно 160 млн долл.

Другой пример – это проект утилизации и использования НПГ на нефтяном месторождении Al-Shaheen в Катаре. Величина инвестиций составляет 210 млн долл., а сокращения выбросов – 18 млн т CO_2 за 10 лет. При средней цене за тонну сокращений выбросов на уровне 10 долл. доход от продажи составляет 85% требуемых инвестиций [Коробова, 2007].

Реализация ПСО, помимо привлечения значительных внешних финансовых ресурсов, также способствует привнесению

---

[1] **Иваницкая Н., Чечель А.** Выбросы готовы к продаже // Ведомости. 2008. 30 января.

лучших зарубежных экономически эффективных технологий утилизации попутного газа. В качестве потенциального покупателя ЕСВ может выступать зарубежная компания-поставщик таких технологий и оборудования, что обеспечит большую гибкость при заключении коммерческого соглашения [Коробова, 2007].

Реализация проектов на условиях Киотского протокола существенно повышает эффективность программ по утилизации НПГ. Поэтому отбор проектов для реализации данной схемы должен осуществляться государством, а рассматриваемые мероприятия должны включать, например, не только строительство ГПЗ, но и инфраструктуры (газосборной и связанной с реализацией производимой продукции – СОГ, ШФЛУ, СУГ). В общем виде данная модель реализации и финансирования проектов по утилизации и использованию НПГ представлена на рис. 4.4.

Рис. 4.4. Реализация проектов по утилизации НПГ с использованием механизмов Киотского протокола

4.4.4. Создание совместных предприятий нефтяных компаний и газопереработчиков

Одна из проблем надежного развития проектов по повышению степени утилизации НПГ – отсутствие взаимных гарантий сторон. Переработчикам необходимы гарантии надежных поставок НПГ, нефтяникам необходима уверенность, что весь НПГ будет транспортирован и переработан. Один из путей решения этой проблемы – создание совместных предприятий, в рамках которых четко определяются обязательства сторон и риски. В случае СП договорные отношения подкрепляются участием сторон в имущественном комплексе предприятия, что увеличивает стабильность сотрудничества. Значительно эффективнее происходит обмен информацией между участниками СП, а также существенно облегчается подготовка и реализация инвестиционных проектов по строительству мощностей для сбора и переработки НПГ [Лим, 2007].

Примером комплексного решения проблем, связанных с переработкой НПГ, является созданное предприятие ТНК-ВР и ОАО «СИБУР Холдинг» – «Юграгазпереработка». «СИБУР» передал под контроль СП два газоперерабатывающих комбината (ГПК) – Белозерный и Нижневартовский, а также инфраструктуру по транспортировке газа до этих заводов. Это позволяет газопереработчикам контролировать 51% акций СП. Согласно договору, ТНК-ВР в результате переработки будет получать сухой отбензиненный газ, а «СИБУР» – жидкие продукты [Музлова, 2007]. Новое предприятие – важное звено по утилизации НПГ в рамках крупнейшего актива ТНК-ВР в ХМАО – Самотлорского месторождения. В настоящее время общая установленная мощность двух ГПЗ составляет 8 млрд $м^3$ в год, к 2011 г. планируется расширить мощности на 3 млрд $м^3$ в год. На модернизацию оборудования, расширение производственных мощностей, дальнейшее развитие Нижневартовского и Белозерного ГПК инвестиции в 2007 г. составили более 1 млрд руб., что позволит в ближайшие годы погасить многие факелы в Нижневартовском регионе. По мнению специалистов ТНК-ВР, в современных условиях созданное СП обладает преимуществами перед договорными отношениями с небольшими газоперерабатывающими компаниями. Идеальной схемой работы для компании был бы договор, в котором небольшая компания (переработчик НПГ) взяла бы на себя обязательст-

ва по урегулированию трудностей, связанных с возможными сбоями. Однако из-за разного масштаба бизнеса партнеров формирование таких взаимоотношений маловероятно. Поэтому специалисты ТНК-ВР возлагают большие надежды на «Юграгазпереработку», а также планируют создание еще одного СП с «СИБУРом» на базе «Няганьгазпереработки».

Другой пример – ОАО «Газпромнефть» и ОАО «СИБУР Холдинг» создали совместное предприятие ООО «Южно-Приобский ГПЗ» по переработке попутного нефтяного газа (НПГ) с Южно-Приобского месторождения, разработку которого ведет компания [Газпромнефть…, 2007]. Учредителями СП выступили ООО «Газпромнефть-Хантос» и ОАО «СИБУР-ТюменьГаз». Доля каждого из партнеров составляет по 50% от уставного капитала общества. На первом этапе совместное предприятие выступит заказчиком работ по проектированию новых мощностей по переработке около 1 млрд $м^3$ НПГ в год.

——— – материальные потоки

---------- – финансовые потоки

Рис. 4.5. Реализация проектов по утилизации НПГ на совместных предприятиях нефтяной и газохимической компании

Кроме того, ОАО «Газпромнефть» и ОАО «СИБУР Холдинг» рассматривают возможность совместной реализации крупного инвестиционного проекта по строительству на базе Вынгапуровской компрессорной станции «СИБУРа» нового газоперерабатывающего завода мощностью 3 млрд $м^3$ НПГ в год. Деятельность компаний по использованию попутного нефтяного газа соответствует государственной стратегии по увеличению доли перерабатывающих отраслей в общем объеме производства, а также снижению воздействия промышленных предприятий на окружающую среду [Карисалов, 2008].

В общем виде схема реализации и финансирования проектов по снижению сжигания НПГ в рамках совместных предприятий нефтяных и газохимических компаний представлена на рис. 4.5.

Рис. 4.6. Реализация и финансирование проектов утилизации НПГ (в новых районах): консорциум нефтяных компаний и банков

Следует отметить, что уже к настоящему времени возможности реализации такой схемы на «старых» мощностях существенно ограничены, поскольку, например, несколько ГПЗ «СИБУРа» проданы нефтяным компаниям, а на ряде ГПЗ уже созданы такие СП. Реализация проектов в новых районах характеризуется повышенными рисками и издержками. В этом случае (для эффективного распределения рисков и издержек) представляется целесообразным объединение усилий нескольких нефтяных компаний (для эффективного формирования общей схемы инфраструктурных объектов), газохимических компаний и банков (рис. 4.6).

4.4.5. Возможности участия государства в финансировании проектов, связанных с утилизацией нефтяного газа

В настоящее время государство обладает целым рядом инструментов активной инвестиционной политики. С точки зрения реализации и финансирования проектов по утилизации и переработке НПГ наиболее эффективными может быть софинансирование проектов через Инвестиционный фонд РФ и Федеральные целевые программы (ФЦП).

Очень важно найти механизмы привлечения государственных и частных инвестиций в приоритетные проекты и программы, имея в виду, что каждый рубль государственных инвестиций генерирует порядка 4–5 рублей частных. Это означает, что развитие инструментов государственно-частного партнерства позволит привлечь на реализацию инвестиционных проектов значительные финансовые ресурсы[1]. ГЧП является одной из возможностей осуществления крупных, стратегически важных для страны инвестиционных проектов.

За рубежом реализация крупных, капиталоемких, с длительными сроками окупаемости инфраструктурных проектов базируется на принципах проектного финансирования: диверсификация источников финансовых ресурсов; перераспределение рисков;

---

[1] **Опыт** и перспективы частно-государственного партнерства в Республике Татарстан // Тезисы выступления Первого заместителя Премьер-министра РТ – министра экономики и промышленности Б.П. Павлова на Международном инвестиционном форуме «Российские регионы – стратегия роста». Казань, 2007 г. – Режим доступа http://mert.tatar.ru.

страхование инвестиционных рисков, долевое участие в прибылях пропорционально сделанным инвестициям [Варнавский, 2007]. По информации журнала «Профиль», с 2007 г. несколько компаний проводят исследование целесообразности строительства продуктопровода для транспортировки ШФЛУ из Западной Сибири до европейской части России. Проектируемый продуктопровод может значительно снизить затраты по доставке жидкой фракции углеводородов до мест переработки [Попутный компромисс..., 2008]. Такой проект целесообразно реализовывать на условиях государственно-частного партнерства.

Возможности использования средств Инвестиционного фонда РФ. Одним из инструментов активной государственной инвестиционной политики является Инвестиционный фонд Российской Федерации. Положение об Инвестиционном фонде РФ, утвержденное Постановлением Правительства РФ 23 ноября 2005 года № 694, определяет порядок его формирования; формы, механизмы и условия предоставления государственной поддержки для реализации инвестиционных проектов, имеющих общегосударственное значение и осуществляемых на условиях государственно-частного партнерства; этапы и процедуру их отбора; основные требования к предоставляемой документации и проведению мониторинга реализации инвестиционных проектов.

Государственная поддержка предоставляется в следующих формах:

- софинансирование на договорных условиях инвестиционных проектов с оформлением прав собственности РФ;
- направление средств в уставные капиталы юридических лиц;
- предоставление государственных гарантий РФ под инвестиционные проекты.

Как показал опыт работы МЭРТ с заявками на предоставление государственной поддержки за счет средств данного фонда, наиболее востребована среди инициаторов инвестиционных проектов поддержка в виде софинансирования на договорных условиях – порядка 85% поступивших заявок. Это означает, что по подавляющему большинству инвестиционных проектов государственные вложения направляются на создание объектов федеральной инфраструктуры, стимулируя при этом

масштабные инвестиции со стороны частного сектора[1]. Полностью отвечает такому подходу и государственное софинансирование проектов по развитию инфраструктуры для утилизации и использования НПГ. К началу 2008 г. в инвестиционном фонде было около 175 млрд руб., не израсходованных за 2 года. В настоящее время обсуждается предел государственного софинансирования в размере 5–20% от стоимости конкретных проектов[2].

Отбор инвестиционных проектов производится на основе качественных и количественных критериев эффективности.

К *качественным* критериям относятся:

– наличие коммерческой организации, подтвердившей готовность к участию в проекте;

– соответствие сметной стоимости минимальной стоимости проекта (5 млрд руб.), установленной для получения государственной поддержки;

– соответствие решаемой задачи при реализации инвестиционного проекта приоритетам социально-экономического развития РФ и государственного инвестирования на среднесрочную перспективу, а также отраслевым стратегиям развития, одобренным Правительством РФ;

– наличие положительных социальных эффектов, связанных с реализацией проекта;

– обоснование невозможности реализации проекта без государственной поддержки;

– наличие положительного заключения инвестиционного консультанта по проекту.

К *количественным* критериям относятся:

– критерии финансовой эффективности: чистая приведенная (текущая) стоимость – накопленный дисконтированный эффект за расчетный период – должна быть положительной, что означает выполнение принципа безубыточности проекта;

– критерий бюджетной эффективности: отношение дисконтированных налоговых поступлений и (или) экономии расходов федерального бюджета, обусловленных реализацией проекта, к

---

[1] Сайт МЭРТ РФ. – Режим доступа: http://www.economy.gov.ru/wps/portal

[2] Ведомости. 2008. 28 января.

суммарному объему планируемой государственной поддержки за счет Инвестиционного фонда, должно быть больше единицы. Выполнение этого критерия означает, что бюджетные средства, затраченные на реализацию определенного проекта, будут компенсированы в полном объеме;

– критерий экономической эффективности: объем вклада в рост ВВП или ВРП не должен быть ниже определенного предельного значения. Данный критерий позволяет отбирать инвестиционные проекты, имеющие значимый макроэкономический эффект.

В табл. 4.18 представлено соответствие проектов в сфере утилизации и использования НПГ (с акцентом на переработку НПГ по газохимическому направлению) критериям, требуемым для использования средств Инвестиционного фонда РФ. В наибольшей степени качественным и количественным критериям для получения средств из Инвестиционного фонда РФ соответствуют не отдельные проекты, а их совокупность – Программы, включающие все три рассматриваемые проекта: строительство инфраструктуры по сбору и доставке НПГ до ГПЗ; строительство ГПЗ; строительство инфраструктуры для реализации продукции ГПЗ.

В 2008 г. Минрегион РФ начал разрабатывать методику оценки рейтингов проектов, претендующих на средства Инвестиционного фонда РФ. Предполагается, что члены правительственной комиссии будут выставлять проектам оценки – от 1 до 3, ориентируясь на 7 основных критериев (табл. 4.19). Баллы, выставляемые членами комиссии, будут умножены на вес критерия, а из них – вычислено среднее арифметическое. Чтобы получить самый высокий балл, проект должен быть максимально оплачен инвестором, иметь высокую срочность (если проект может подождать два года, то он получит 2 балла, а если еще дольше – 1) и способствовать развитию экономики всей страны. Оценивать, приоритетен ли проект, будут исходя из отраслевых стратегий и концепции развития страны до 2020 г. Наименее важны в данной методике критерии сбалансированности интересов и рисков инвесторов и государства[1].

---

[1] **Деньги** для отличников // Ведомости. 2008. 19 марта.

Таблица 4.18

Соответствие проектов в сфере утилизации и использования НПГ критериям, требуемым для использования средств Инвестиционного фонда РФ

Критерий	Строительство инфраструктуры по сбору и доставке НПГ до ГПЗ*	Строительство ГПЗ	Инфраструктура для реализации продукции ГПЗ**
	Проект № 1	Проект № 2	Проект № 3
Стоимость проекта (более 5 млрд руб.)	Соответствует: 5–7 млрд руб. в зависимости от протяженности (удаленность объектов)	Соответствует: стоимость ГПЗ (с ГФУ) мощностью 2 млрд $м^3$ в год составляет около 10 млрд руб.	Соответствует: стоимость комплекса объектов более 5 млрд руб.
Государственные приоритеты	Соответствует	Соответствует	Соответствует
Социальные эффекты	Заметные положительные эффекты	Заметные положительные эффекты	Заметные положительные эффекты
Реализация без участия государства	Невозможна	Возможна, но нужны гарантии поставок НПГ	Невозможна
Эффективность: финансовая, бюджетная, экономическая	Только в комплексе производств (зависимость от тарифа)	Высокая эффективность	Только в комплексе производств (зависимость от тарифа)
Общий вывод	Соответствует	Соответствует	Соответствует

* Данная инфраструктура включает газосборные сети на промыслах, компрессорные станции, трубопроводы НПГ.

** Стоимость инфраструктуры по реализации продукции ГПЗ мощностью 2 млрд $м^3$ (включая газопровод СОГ, продуктопровод ШФЛУ, ГФУ, сливоналивные эстакады) составляет около 5 млрд руб. // **Экологическая** политика ОАО «СИБУР-Холдинг» и стратегия развития газохимической промышленности. – Презентация на V Международном форуме «Газ России – 2007». Компании ОАО «СИБУР-Холдинг», 2007.

Таблица 4.19

Критерии отбора проектов для финансирования из Инвестиционного фонда РФ

Критерий	Вес критерия	Предпосылки для получения высоких оценок соответствия критериям
Отношение сметной стоимости к запрашиваемой сумме из инвестфонда	0,25	Инвесторы, заинтересованные в реализации таких программ, могут обеспечить их финансирование на уровне 75–80%. Необходимость привлечения средств инвестфонда определяется относительно низкой эффективностью реализации комплексных программ с позиций потенциальных инвесторов
Актуальность для страны	0,25	Необходимость рационального использования ресурсов недр, в том числе НПГ
Соответствие задач проекта приоритетам развития страны	0,2	Газопереработка является наиболее квалифицированным использованием ресурсов УВС (в данном случае НПГ) – собственности государства
Наличие альтернативных путей реализации	0,1	Альтернативные пути использования НПГ не смогут обеспечить квалифицированное использование всего дополнительного объема НПГ (около 20 млрд $м^3$)
Качество и проработанность проекта	0,1	Нефтяные и газохимические компании разрабатывают и уже реализуют ряд программ
Сбалансированность интересов государства и инвестора	0,05	Программа соответствует интересам государства, инвесторов, нефтяных компаний, газопереработчиков, газохимиков
Оптимальность разделения рисков между государством и инвестором	0,05	Основные риски реализации Программы берут на себя инвесторы

В общем виде схема финансирования и реализации проектов по снижению сжигания НПГ в рамках модели с участием государства представлена на рис. 4.7.

Рис. 4.7. Финансирование и реализация проектов
с использованием средств Инвестиционного фонда РФ

Следует отметить, что уже получил одобрение в определенном смысле подобный проект (направленный на эффективное использование ресурсов УВС, производство продукции с высокой добавленной стоимостью) – проект создания комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в г. Нижнекамск (Татарстан). Инициатором проекта является открытое акционерное общество «Татнефть». В рамках проекта планируется создать новый кластер нефтехимической промышленности, что даст толчок для диверсификации экономики, создания производств товаров с высокой добавленной стоимостью. Благодаря переработке тяжелой высокосернистой нефти, будет повышено качество российской нефти в экспортных трубопроводах.

Основные параметры данного проекта следующие:

- сметная стоимость проектов (в прогнозных ценах) – 130,3 млрд руб.;

- средства Инвестиционного фонда (в прогнозных ценах) – 16,5 млрд руб.;
- доля Инвестиционного фонда – 13%;
- новые рабочие места – 33 тыс. человек;
- ожидаемые налоговые поступления – 103 млрд руб.

Возможности финансирования проектов по развитию инфраструктуры в рамках ФЦП. По информации Минэкономразвития в 2007 г. в России реализовывалось 46 Федеральных целевых программ (ФЦП) и 36 подпрограмм, включенных в открытую часть федерального бюджета. Реализация ФЦП направлена на решение важнейших социально-экономических задач развития российской экономики, в том числе предусмотренных в программах социально-экономического развития субъектов Федерации и стратегиях развития отраслей экономики РФ. Общий объем финансирования ФЦП на 2007 г. за счет средств федерального бюджета с учетом изменений, внесенных в закон о федеральном бюджете на 2007 г., до 1 октября 2007 г. составил 522,3 млрд руб., в том числе затраты на государственные капитальные вложения – 312,6 млрд руб., на НИОКР – 49,2 млрд руб., затраты по направлению «прочие нужды» – 160,5 млрд руб. Фактическое софинансирование программ за 9 месяцев 2007 г. составило 363,8 млрд руб., или 43,6% от предусмотренного на год, в том числе: средств бюджетов субъектов Федерации и местных бюджетов – 135,6 млрд руб. (49,4%) и внебюджетных средств – 228,2 млрд руб. (40,8%).

Для реализации Федеральной адресной инвестиционной программы (ФАИП) на 2007 г. законом «О федеральном бюджете на 2007 год» были утверждены расходы на государственные капитальные вложения в объеме 500,1 млрд руб. (в 2006 г. – 367,5 млрд руб.), из которых 299,8 млрд руб. (60,0%) – расходы на государственные капитальные вложения по 43-м федеральным целевым программам. Для финансирования непрограммной части ФАИП в федеральном бюджете на 2007 г. предусматривалось выделение средств в объеме 200,3 млрд руб. (40,0%). При этом в 2007 г. в рамках ФАИП предусмотрено финансирование 3,1 тыс. строек и объектов (2006 г. – 5 тыс. строек и объектов), из них 1,3 тыс. строек и объектов, запланированных к вводу, что составляет около 41,9 % от их общего количества.

Правительством РФ предлагается начать реализовывать с 2009 г. 11 новых ФЦП и одну подпрограмму. Одна из таких программ – «Развитие транспортной системы России (2010–2015 гг.)». Выбор новых программ обусловлен соответствием проектов приоритетам социально-экономического развития страны, степенью их проработанности и имеющимися бюджетными ограничениями. В рамках программы по развитию транспортной системы целесообразно осуществлять финансирование инфраструктурных объектов, связанных с утилизацией и переработкой НПГ: трубопроводы НПГ, СОГ и ШФЛУ, сливо-наливные эстакады.

Одним из участников схемы финансирования части инвестиций в развитие инфраструктуры могли бы стать средства нефтегазодобывающих регионов. Например, органы власти ХМАО реализовали и реализуют целый ряд успешных проектов по развитию инфраструктуры на своей территории (развитие системы дорожного хозяйства). В целом по стране 73 субъекта Федерации применяют налоговые льготы, 61 – гарантии по займам, 60 практикуют соинвестирование коммерческих проектов, 50 регионов предоставляют инвестиционные налоговые кредиты, 43 субсидируют процентные ставки.

Например, возможен следующий подход к реализации и финансированию комплексных Программ утилизации и переработки НПГ с участием нефтегазовых регионов и разделением сфер ответственности:

- нефтяные компании и субъекты Федерации совместно инвестируют в газопроводы НПГ;
- газохимические компании и федеральный центр (в рамках, например ФЦП) инвестируют в создание инфраструктуры для реализации продукции ГПЗ (эстакады, трубопроводы СОГ и ШФЛУ);
- все стороны (нефтяные и газохимические компании, федеральный центр и регионы) участвуют в распределении прибыли (от реализации всей Программы) пропорционально сделанным инвестициям (рис. 4.8).

С 2009 г. Правительство РФ планирует увеличить необлагаемую налогом на добычу цену нефти до 15 долл./барр. (сейчас – 9 долл./барр.). Такое изменение вызовет, например, у «ЛУКОЙЛа» прирост инвестиционных средств в размере около 800 млн долл.[1]

---

[1] НДС в обмен на НДПИ // Ведомости. 2008. 26 марта.

———————— – материальные потоки

---------- – финансовые потоки

Рис. 4.8. Реализация и финансирование проектов утилизации НПГ с использованием средств ФЦП

При этом не гарантировано, что нефтяные компании увеличат свои инвестиции на соответствующую сумму. Поэтому предлагается увеличить необлагаемую НДПИ цену нефти только до 12 долл./барр., а остальную потенциально высвобождавшуюся сумму (соответствующую уровню цены нефти 15 долл./барр.) целевым образом аккумулировать в специальном фонде в рамках Инвестиционного фонда РФ или специальной подпрограммы ФЦП. Целью такого фонда должно быть инвестирование государства в совместные с бизнесом проекты по развитию газопереработки и нефтехимии. Отбор проектов, выделение средств, мониторинг и контроль их использования должен осуществляться по принципам государственного финансирования из Инвестиционного фонда РФ или ФЦП.

4.4.6. Сферы применимости схем реализации и финансирования проектов по утилизации нефтяного газа

Рациональность тех или иных схем во многом определяется масштабностью проектов и местом их осуществления, – прежде всего новые или старые районы и провинции. Сферы применимости отмеченных выше схем реализации и финансирования проектов по утилизации и использованию НПГ представлены в табл. 4.20. При этом для разных типов проектов в разных регионах и провинциях существенно изменяется роль государства (табл. 4.21).

Таблица 4.20

Целесообразность (+) применимости схем реализации и финансирования проектов по утилизации НПГ

Типы проектов утилизации и использования НПГ	Схема реализации и финансирования проекта						
	СП	НК	$СК_1$	$СК_2$	Киот	ИФ	ФЦП
Новые провинции и районы							
Крупные проекты в новых районах		+				+	+
Средние проекты в новых районах	+	+	+	+	+	+	+
Мелкие проекты в новых районах			+	+	+		
Освоенные провинции							
Крупные проекты в освоенных районах	+	+		+		+	+
Средние проекты в освоенных районах	+		+	+	+	+	
Мелкие проекты в освоенных районах			+	+			

Примечание.

СП – совместное предприятие нефтяной и газохимической компании.

НК – консорциум (объединение) нескольких нефтяных и газохимических компаний, банков.

$СК_1$ – специализированная сервисная компания (аутсорсинг).

$СК_2$ – специализированная сервисная компания (распределение рисков и инвестиций с нефтяной компанией).

Киот – использование механизмов Киотского протокола.

ИФ – Инвестиционный фонд РФ.

ФЦП – программа по развитию инфраструктуры, реализуемая в рамках ФЦП.

Таблица 4.21

Роль государства и основные участники различных типов проектов

Типы проектов утилизации и использования НПГ	Участники	Роль государства
Новые провинции и районы		
Крупные проекты в новых районах	Газпром, ГХК («СИБУР»), НГК, государство	Участие в финансировании (инфраструктура), стимулирование инвестиций, создание условий для применения механизмов Киотского протокола
Средние проекты в новых районах	НГК, ГХК, средние и малые сервисные компании	Стимулирование развития сервисных компаний, инвестиций в утилизацию и переработку НПГ
Мелкие проекты в новых районах	НГК, средние и малые сервисные компании	Стимулирование развития малых сервисных компаний, инвестиций в утилизацию НПГ
Освоенные районы		
Крупные проекты в освоенных районах	СП: ГХК («СИБУР») – НГК Консорциумы НГК	Участие в финансировании (инфраструктура); обеспечение доступа к инфраструктуре
Средние проекты в освоенных районах	СП: «СИБУР» и НГК; НГК и ОГК-энерго; малые сервисные компании	Стимулирование малых компаний, инвестиций в утилизацию НПГ
Мелкие проекты	НГК, средние и малые сервисные компании	Стимулирование малых компаний, инвестиций в утилизацию (переработку)

Примечание.

ГХК – газохимическая компания.

НГК – нефтегазовая компания. Крупные проекты – строительство ГПЗ, строительство крупных энергоблоков, газосборных сетей от нескольких удаленных месторождений, инфраструктуры для реализации продукции ГПЗ; средние проекты – строительство ГПЗ (ГКС), электростанций (мелких энергоблоков), газосборных сетей от небольших месторождений; мелкие проекты – строительство малых электростанций, газосборных сетей (небольшой протяженности).

4.5. Оценка условий для привлечения инвестиций в Программы утилизации и переработки нефтяного газа: результаты экспериментальных расчетов

4.5.1. Комплексные программы утилизации нефтяного газа: газохимическое направление

В современных условиях один из основных путей решения проблем утилизации НПГ связан с реализацией комплексного подхода к использованию НПГ, направленного на развитие сырьевой компоненты газохимической промышленности. Например, по мнению ряда нефтяных компаний работающих в Западной Сибири, даже расположение разрабатываемых месторождений в непосредственной близости к действующим ГПЗ не позволяет полностью перерабатывать НПГ, поскольку существует дефицит мощностей. Комплексный подход подразумевает создание не только перерабатывающих мощностей, но и реализацию инфраструктурных проектов – строительство газосборных сетей, объектов для транспортировки продукции газопереработки (включая наливные эстакады для жидких углеводородов, трубопроводы СОГ до ГТС «Газпрома»).

Преимущества газохимического направления связаны со следующим:

- значительные объемы НПГ, вовлекаемого в хозяйственный оборот;
- квалифицированное использование ресурсов НПГ (например, в отличие от создания малых энергомощностей);
- относительно невысокий технический риск (по сравнению, например, с технологиями GTL).

Ниже приводятся основные результаты оценки эффективности комплексной Программы (совокупности проектов) по утилизации и переработке НПГ (объемом 2 млрд $м^3$ в год).

Программа включает несколько проектов (рис. 4.9):

проект № 1 – строительство газопроводов НПГ, ориентированных на определенный ГПЗ. Их создание направлено на сокращение издержек нефтяных компаний и формирование более эффективной системы сбора НПГ за счет согласованной политики недропользователей; при этом строительство газосборной инфра-

структуры от месторождений до данного газопровода остается сферой ответственности нефтяных компаний, разрабатывающих соответствующие месторождения;

проект № 2 – строительство ГПЗ (включая газофракционирующую установку);

проект № 3 – строительство инфраструктуры для реализации продукции ГПЗ – газопровод СОГ, наливная эстакада для жидких углеводородов (ШФЛУ, СУГ, стабильного газового бензина).

Для экспериментальной оценки рассматриваемой Программы была разработана специальная методика, основанная на денежных потоках, генерируемых проектами. Основными результирующими показателями (критериями) оценки отдельных сценариев и вариантов являются чистая текущая стоимость (ЧТС), внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости инвестиций (простой и с учетом дисконтирования), индекс доходности инвестиций. Следует отметить, что данные показатели являются обязательными при оценке проектов, претендующих на государственное финансирование (из средств Инвестиционного фонда или в рамках Федеральных целевых программ).

При оценке Программы и проектов утилизации и использования НПГ были использованы следующие блоки данных (исходной информации):

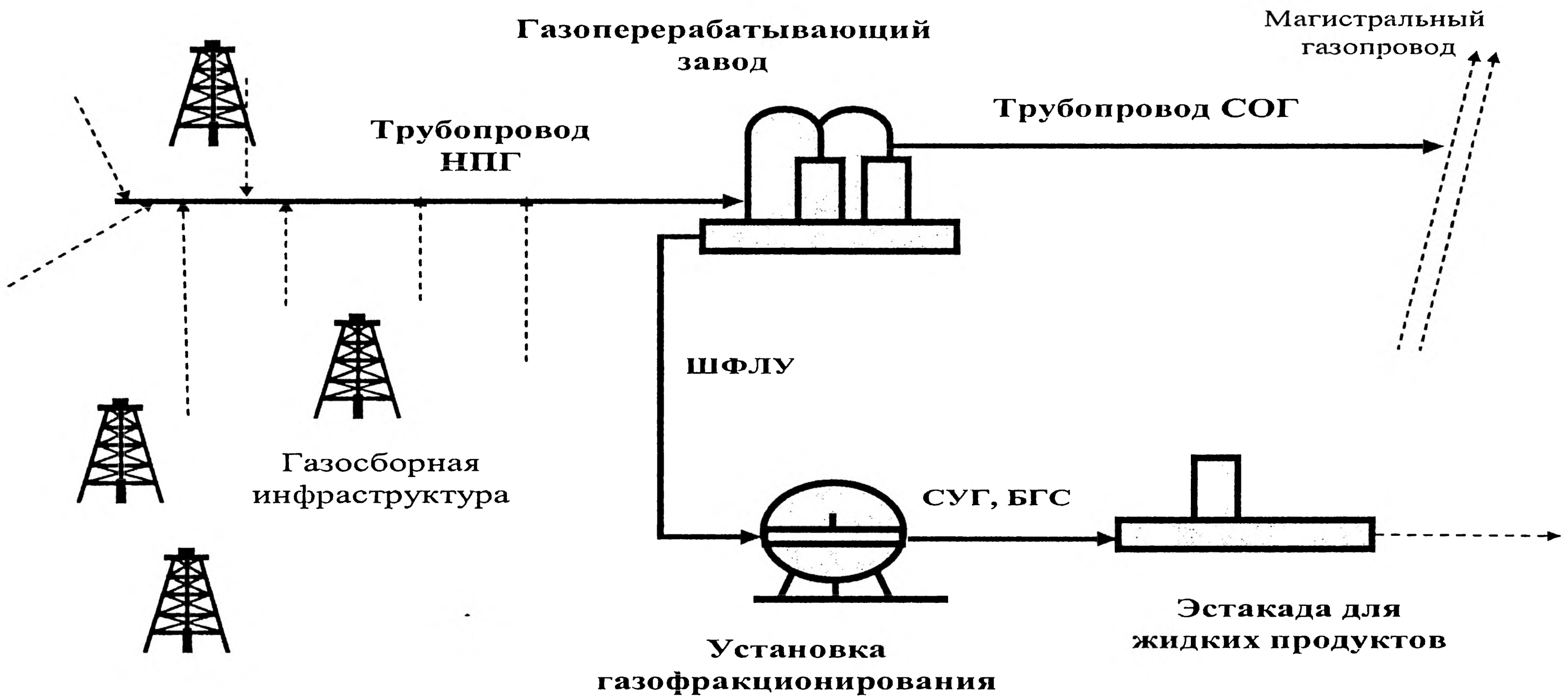
– объем инвестиций на создание мощностей по утилизации и переработке НПГ (источники – данные нефтяных компаний и «СИБУРа»);

– цены жидких продуктов переработки НПГ (источники – коммерческие структуры, реализующие продукцию ГПЗ; расчеты на основе информации ОАО «Газэнергосеть»);

– затраты на транспортировку жидких продуктов переработки НПГ (источники – коммерческие структуры, реализующие продукцию ГПЗ; расчеты на основе информации аффилированных структур «Газпрома», например ОАО «Газэнергосеть»);

– тарифы на транспортировку газа / СОГ (источник – ФСТ РФ);

– регулируемые цены на газ по регионам РФ (источник – ФСТ РФ).



———— – Объекты Программы

---------- – Объекты, не включенные в Программу

Рис. 4.9. Объекты технологической цепочки, включаемые в рассматриваемую Программу утилизации и переработки НПГ(подготовлено с использованием материалов Компании «СИБУР»)

Основные гипотезы для рассматриваемых сценариев и вариантов:

- 25% от объема инвестиций в Программу составляет внешнее финансирование: кредиты банков или государственные инвестиции (через Инвестиционный фонд РФ или ФЦП);
- загрузка системы (мощностей по транспортировке и переработке) составляет 2 млрд м3 НПГ на протяжении всего срока реализации Программы, составляющего 15 лет;
- эффективность Программы рассматривается как со стороны инвесторов, так и государства. В качестве выгод государства учитываются налоги, прежде всего, на прибыль и на имущество.

4.5.2. Общая оценка эффективности Программы

Сценарий 1. Оценка эффективности Программы и ее проектов

В данном сценарии представлена общая экономическая оценка эффективности Программы в зависимости от включаемых проектов. Основные результаты расчетов по данному сценарию представлены на рис. 4.10 и в табл. 4.22. Предполагается, что проект № 2 – строительство ГПЗ (включая ГФУ) – реализуется во всех вариантах:

- Вариант 1.1 (ГПЗ) – строительство ГПЗ (включая ГФУ).
- Вариант 1.2 (ГПЗ + ЭТ) – реализуются проекты № 2 и № 3 – строительство ГПЗ и инфраструктуры по реализации продукции ГПЗ.
- Вариант 1.3 (ГПЗ + ГП) – реализуются проекты № 1 и № 2 – строительство газопровода НПГ и ГПЗ.
- Вариант 1.4 («База») включает реализацию всех проектов Программы; он является базовым для оценки вариантов в рамках сценариев 2–4.

Проект строительства ГПЗ (без инфраструктуры) представляется эффективным для инвесторов (ВНР более 20%, срок окупаемости без учета дисконтирования 4,7 лет). Включение в Программу сооружения объектов инфраструктуры существенно снижает ее эффективность для инвесторов (ВНР находится на уровне 12–14% в вариантах 1.2 и 1.3).

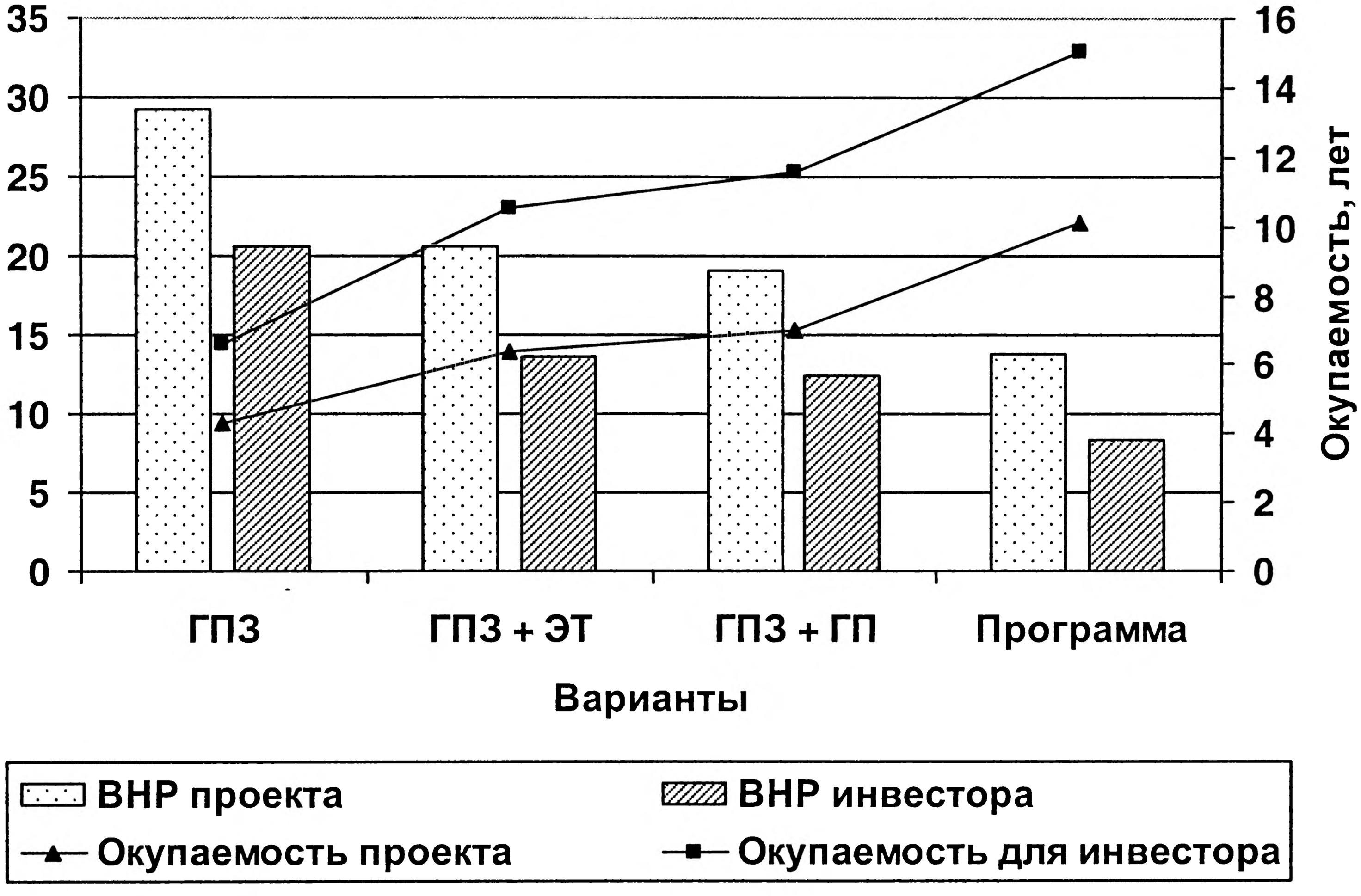


Рис. 4.10. Сценарий 1. Зависимость эффективности Программы от включаемых / реализуемых проектов

Таблица 4.22

Оценка эффективности Программы и отдельных проектов

Показатель	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.3	Вариант 1.4 – «База»
Программа				
ЧТС, млн руб.	11639	8039	7134	3533
ВНР, %	29,3	20,6	19,1	13,8
Окупаемость дисконтирования, лет	4,3	6,4	7,0	10,1
Окупаемость простая, лет	3,3	4,6	4,8	6,2
ЧТС / инвестиции	2,28	1,67	1,57	1,23
Государство				
ЧТС, млн руб.	4263	3869	3740	3346
Налоги, млн руб.	9137	8247	7960	7070
Инвестор				
ЧТС, млн руб.	6325	2782	1943	–1600
ВНР, %	20,6	13,7	12,5	8,3
Окупаемость дисконтирования, лет	6,6	10,5	11,6	15,0
Окупаемость простая, лет	4,7	6,5	6,9	8,8
Прибыль накопленная, млн руб.	24183	19845	18653	14315
ЧТС / инвестиции*	0,63	0,21	0,14	–0,09
Накопленная прибыль / инвестиции**	2,42	1,50	1,35	0,84

* Отношение ЧТС проекта к объему инвестиций (в целом в проект или только инвестора или государства).

** «Накопленная прибыль / инвестиции» означает отношение накопленной прибыли инвесторов к объему инвестиций.

Включение в Программу обоих инфраструктурных проектов (одновременно) сокращает ее эффективность до не приемлемого для инвесторов уровня (менее 9%, окупаемость с учетом дисконтирования более 15 лет при ставке дисконтирования равной 10%). На эффективность рассматриваемой Программы существенное влияние оказывает не только факт включения инфраструктурных объектов, но и масштаб данных проектов. При этом важнейший фактор – протяженность системы трубопроводов: трубопровода НПГ; газопровода для СОГ, соединяющего ГПЗ и магистральный трубопровод «Газпрома».

Принципиально важным является то, что в целом рассматриваемая Программа утилизации и использования НПГ является экономически эффективной (т.е. при ее оценке без учета налогов и с учетом потенциальных экологических выгод, точнее – минимизации экологических издержек). Поэтому рассматриваемые ниже сценарии направлены на поиск путей повышения привлекательности, эффективности Программы с точки зрения потенциальных инвесторов. Повышение эффективности Программы во многом связано с ролью государства как регулятора и инвестора. Данные возможности рассмотрены и оценены ниже в сценариях 2–4.

4.5.3. Участие государства в Программе в качестве регулятора

Сценарий 2. Государство – регулятор.

Как показали приведенные выше оценки, реализация Программы, требующей значительных инвестиций в развитие инфраструктуры, не обеспечивает для инвесторов приемлемого уровня эффективности (прежде всего, ВНР на уровне 12–15%). Поэтому необходимо рассмотреть возможности:

– государственного стимулирования подобных Программ (прежде всего, механизмы налогового регулирования);

– создания благоприятных институциональных условий (прежде всего, обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС).

В рамках сценария 2 рассматривается ряд вариантов (табл. 4.23), основанных на усилении роли государства в качестве регулятора НГС.

- Вариант «База». Соответствует варианту 1.4 в предыдущем сценарии 1.

- Вариант 2.1. Налоговое стимулирование. Ставка налога на имущество снижается до 1%, а налога на прибыль – до 12% для периода первых 7 лет реализации Программы.
- Вариант 2.2. Налоговое стимулирование. Ставка налога на имущество снижается до 1%, а налога на прибыль – до 8% для периода первых 7 лет реализации Программы. Государство возмещает инвестору 50% суммы, направляемой на уплату процентов по кредитам.
- Вариант 2.3. Обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС.

Таблица 4.23

Основные условия и гипотезы рассматриваемых вариантов в рамках сценария 2

Показатель	Вариант «База»	Вариант 2.1	Вариант 2.2	Вариант 2.3
Ставка налога на имущество, %	2	1	1	2
Ставка налога на прибыль (7 лет), %	24	12	8	24
Возмещение части процентов по кредитам	–	–	+	–
Приоритетный доступ СОГ к ГТС	–	–	–	+

Одно из основных институциональных изменений, направленных на повышение эффективности Программ утилизации и использования НПГ, связано с обеспечением приоритетного доступа СОГ к ГТС «Газпрома». Предполагается, что данное изменение приведет к росту фактических цен реализации СОГ, что обусловлено:

- выходом СОГ на более доходные рынки (в том числе через биржевые торги);
- использованием СОГ для выработки электроэнергии и нефтегазохимической продукции;
- возможностью поставки СОГ новым потребителям по более высоким ценам в соответствии с Постановлением Правительства № 333.

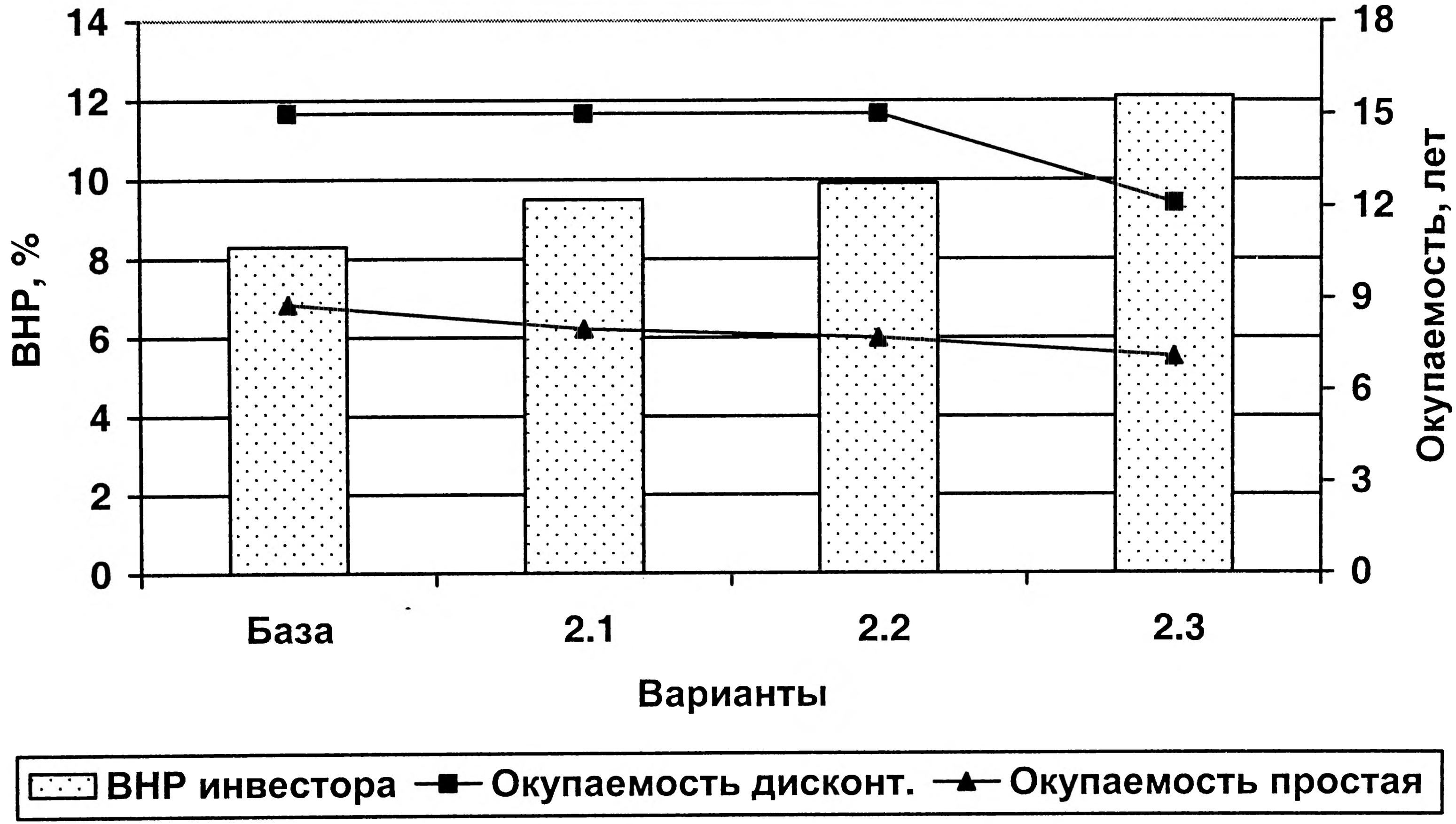


Рис. 4.11. Сценарий 2. Оценка влияния мер государственного регулирования на эффективность Программы с позиций инвесторов

Следует отметить, что рост цен на газ вполне вписывается и в государственную стратегию доведения внутренних цен на газ до равноэффективного уровня с поставками на экспорт. Проблема в рамках данного сценария видится в том, что высокие цены на газ вызовут сокращение спроса на него, снижение эффективности проектов, связанных с его использованием (в том числе в электроэнергетике и газохимии).

Оценка влияния мер налогового стимулирования на эффективность Программы с позиций инвесторов представлена на рис. 4.11. Проведенные расчеты показали, что применение механизмов налогового стимулирования может повысить эффективность Программы с позиций инвесторов. Но данных мер оказывается не достаточно, чтобы эффективность Программы стала приемлемой для них. При этом обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС «Газпрома» (что учитывается при проведении расчетов в росте цены реализации СОГ) позволяет существенно повысить эффективность реализации проекта для инвесторов: ВНР достигает уровня более 12%, срок окупаемости (простой) – около 7 лет.

4.5.4. Участие государства в финансировании Программы

Сценарий 3. Участие государства в финансировании Программы

В данном сценарии рассматриваются возможности повышения привлекательности Программы для потенциальных инвесторов за счет частичного финансирования Программы со стороны государства и обеспечения условий для реализации механизмов Киотского протокола.

В рамках данного сценария рассматриваются следующие варианты (табл. 4.24).

- Вариант 3.1. Государство финансирует (в рамках Инвестиционного фонда РФ или ФЦП по развитию инфраструктуры) 10% требуемых инвестиций в Программу. Реализуются механизмы Киотского протокола.
- Вариант 3.2. Государство финансирует 15% инвестиций и возмещает 50% суммы, направляемой на уплату процентов по кредитам.

Таблица 4.24

Основные условия и гипотезы рассматриваемых вариантов в рамках сценария 3

Показатель	Вариант «База»	Вариант 3.1	Вариант 3.2	Вариант 3.3
Доля государства в инвестициях, %	0	10	15	20
Использование механизмов Киотского протокола	–	+	–	–
Возмещение процентов	–	–	+	–
Доля кредитов в инвестициях, %	25	15	10	5

- Вариант 3.3. Государство финансирует 20% инвестиций (соответственно, уменьшается доля кредитов).

Оценки эффективности реализации Программы в зависимости от условий участия государства в финансировании представлены на рис. 4.12. Проведенные расчеты показали, что участие государства в финансировании может существенно повысить эффективность Программы для инвесторов. Во всех вариантах данного сценария показатели эффективности для инвестора выходят на высокий уровень: ВНР составляет 12,1–13,5%, срок окупаемости (простой) – 6,4–6,9 лет. При этом показатели эффективности с позиций государства также остаются на высоком уровне. Таким образом, в данном сценарии реализуется попытка поиска сбалансированного решения, когда Программа становится привлекательной с позиций основных заинтересованных сторон. Детально показатели эффективности реализации Программы для данного сценария представлены в табл. 4.25.

Финансирование Программы с использованием механизмов Киотского протокола (прежде всего, на условиях совместного осуществления проектов) позволяет существенно повысить ее эффективность и с позиций государства, и с позиций инвесторов (вариант 3.1). В значительной степени эффективность использования данных механизмов определяется ценами на сокращение единицы выбросов CO_2.

Таблица 4.25

Оценка эффективности Программы:
участие государства в финансировании

Показатель	Вариант «База»	Вариант 3.1	Вариант 3.2	Вариант 3.3
Государство				
ЧТС, млн руб.	3346	1997	1080	615
ВНР, %	–	31,2	18,0	13,7
Окупаемость дисконтированная, лет	–	3,8	7,2	9,8
Окупаемость простая, лет	–	3,0	4,9	5,9
Налоги, млн руб.	7070	7380	7629	7636
ЧТС налогов / инвестиции государства	–	2,29	1,60	1,20
Инвестор				
ЧТС, млн руб.	-1600	1752	1846	2632
ВНР, %	8,3	12,1	12,3	13,5
Окупаемость дисконтированная, лет	15,0	11,9	11,8	10,6
Окупаемость простая, лет	8,8	6,9	6,8	6,4
Прибыль накопленная, млн руб.	14315	15295	16084	16105
ЧТС / инвестиции	-0,09	0,11	0,13	0,19
Накопленная прибыль / инвестиции	0,84	1,00	1,11	1,18

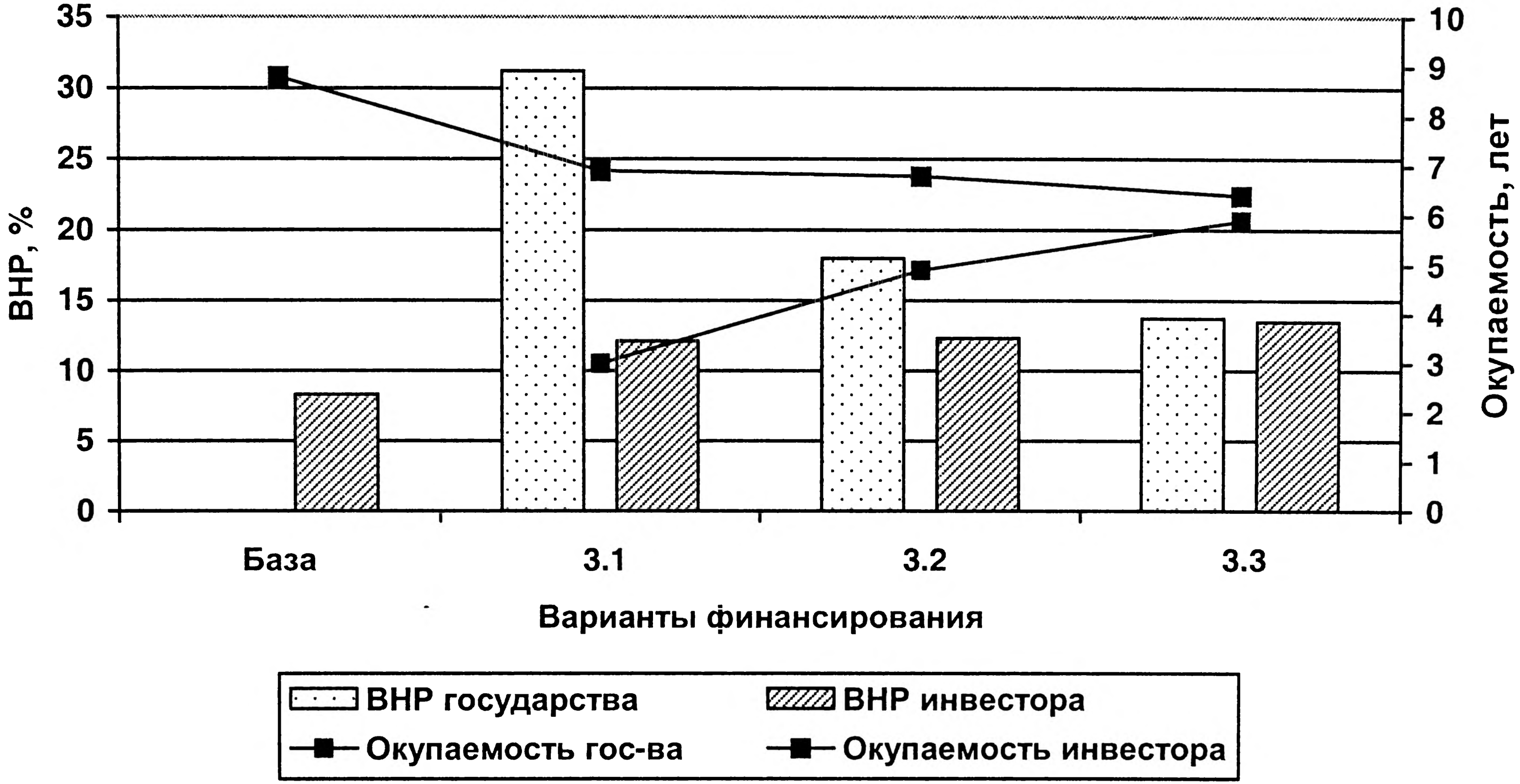


Рис. 4.12. Сценарий 3. Зависимость эффективности Программы от условий участия государства в финансировании

4.5.5. Комплекс мер по стимулированию инвестиций в Программы утилизации и переработки нефтяного газа

Сценарий 4. Комплексный подход к стимулированию инвестиций в Программу.

В рамках комплексного сценария учитываются отмеченные выше направления привлечения инвестиций и повышения эффективности реализации Программы для потенциальных инвесторов, а именно:

– участие государства в финансировании Программы;

– применение механизмов налогового стимулирования;

– обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС;

– использование возможностей и механизмов Киотского протокола.

В рамках данного сценария рассматриваются следующие варианты (табл. 4.26).

- Вариант 4.1. Налоговое стимулирование (сокращение ставки налога на имущество до 1%), использование механизмов Киотского протокола и государственные инвестиции в размере 10%.
- Вариант 4.2. Налоговое стимулирование (сокращение ставки налога на прибыль до 12% на период первых 7 лет реализации Программы). Государство финансирует 15% инвестиций.
- Вариант 4.3. Обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС. Государство финансирует 20% инвестиций.

Таблица 4.26

Основные условия и гипотезы рассматриваемых вариантов в рамках сценария 4

Показатель	Вариант «База»	Вариант 4.1	Вариант 4.2	Вариант 4.3
Ставка налога на имущество, %:	2	1	2	2
Ставка налога на прибыль (7 лет), %	24	24	12	24
Приоритетный доступ СОГ к ГТС	–	–	–	+
Доля государства в инвестициях, %	0	10	15	20
Использование механизмов Киотского протокола	–	+	–	–

Оценки эффективности реализации Программы в зависимости от условий финансирования и стимулирования инвестиций представлены на рис. 4.13. Основные результаты расчетов по данному сценарию представлены в табл. 4.27. Во всех предлагаемых вариантах рентабельность (BHP) для потенциальных инвесторов Программы находится на приемлемом уровне (12–18%). При этом уровень BHP для государства также остается выше 14%.

Таблица 4.27

Оценка эффективности Программы: комплексный подход к привлечению инвестиций

Показатель	Вариант «База»	Вариант 4.1	Вариант 4.2	Вариант 4.3
Государство				
ЧТС, млн руб.	3346	1448	665	1744
BHP, %	–	24,8%	14,8%	19,7%
Окупаемость дисконтированная, лет	–	5,1	9,5	6,4
Окупаемость простая, лет	–	3,8	6,1	4,5
Налоги, млн руб.	7070	6411	6481	10084
ЧТС налогов / гос. инвестиции	–	1,94	1,29	1,56
Инвестор				
ЧТС, млн руб.	–1600	2301	2260	6205
BHP, %	8,3%	12,8%	12,9%	17,9%
Окупаемость дисконтированная, лет	15,0	11,1	11,1	7,6
Окупаемость простая, лет	8,8	6,6	6,5	5,2
Прибыль накопленная, млн руб.	14315	16264	16755	23857
ЧТС / инвестиции	-0,09	0,15	0,16	0,46
Накопленная прибыль / инвестиции	0,84	1,06	1,16	1,75

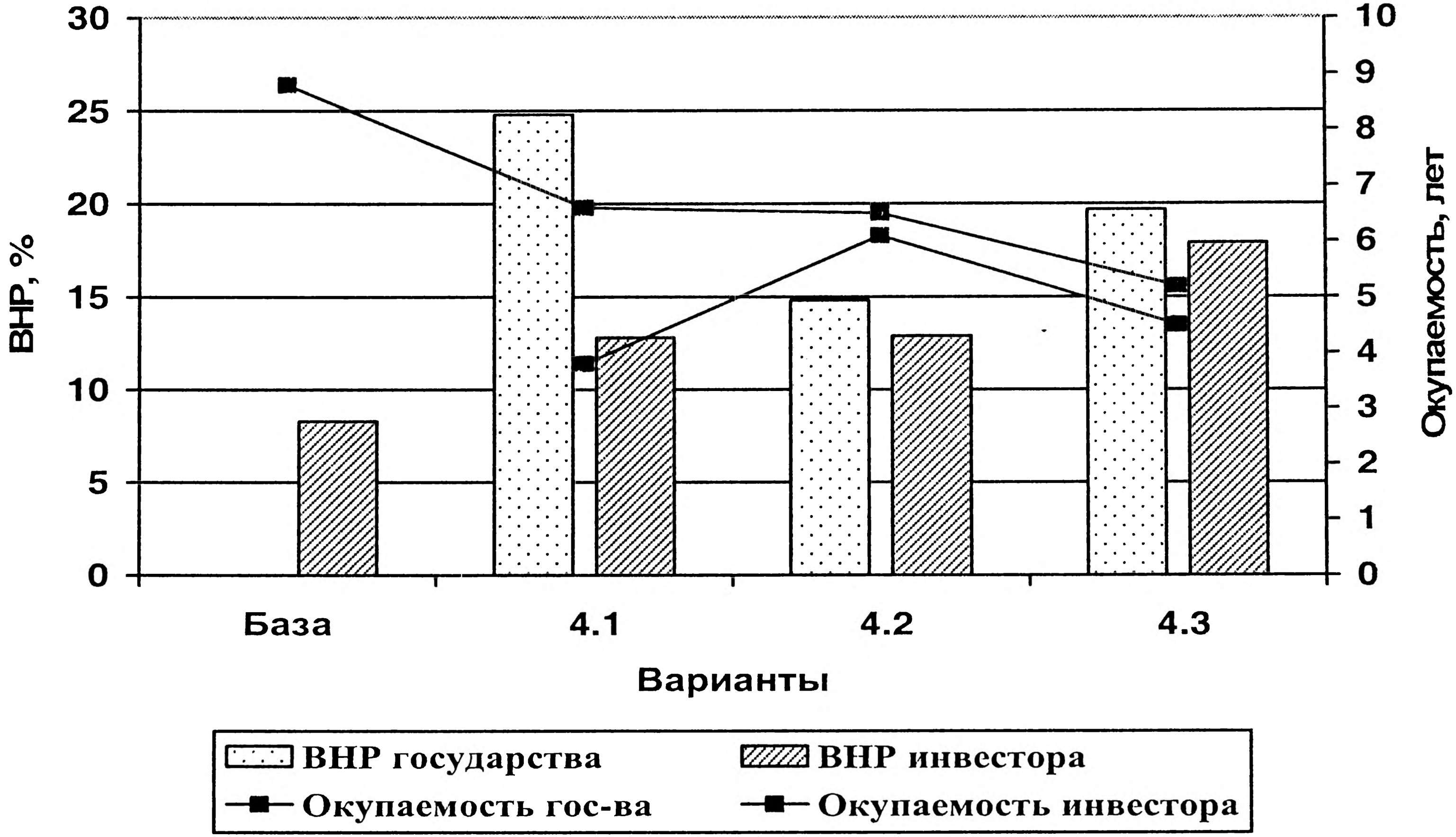


Рис. 4.13. Сценарий 4. Эффективности реализации Программы: комплексный подход к привлечению инвестиций

На наш взгляд, наиболее рациональным является вариант 4.3. В данном случае высокая эффективность Программы одновременно и для государства, и инвесторов достигается за счет:

- обеспечения приоритетного доступа СОГ к ГТС, что не требует снижения доходов государства от налогов;
- частичного финансирования Программы из Инвестиционного фонда и/или в рамках ФЦП, связанной с развитием инфраструктуры. При этом государственные инвестиции следует направить именно в инфраструктурные компоненты Программы: развитие систем транспорта НПГ, строительство наливной эстакады, трубопровода СОГ до врезки в магистральный газопровод.

Выводы к главе 4

В современных условиях один из путей решения проблем утилизации НПГ связан с реализацией комплексного подхода к использованию НПГ, направленного на развитие сырьевой компоненты газохимической промышленности. Комплексный подход подразумевает создание не только перерабатывающих мощностей, но инфраструктурных объектов – газосборных сетей, объектов для транспортировки продукции газопереработки.

Представляется целесообразным формировать и реализовывать именно комплексные Программы по утилизации, переработке и использованию ресурсов НПГ, которые должны включать ряд проектов:

- строительство газопроводов НПГ, ориентированных на определенные ГПЗ (создание таких газопроводов направлено на сокращение издержек нефтяных компаний и формирование более эффективных систем сбора НПГ);
- строительство инфраструктуры для реализации продукции ГПЗ – газопроводы СОГ, наливные эстакады для жидких углеводородов;
- строительство ГПЗ и азохимических предприятий.

Проведенные расчеты показали, что с точки зрения потенциальных инвесторов строительство ГПЗ является вполне эффективным проектом (по показателям рентабельности и по срокам окупаемости). Включение в Программу сооружения объектов ин-

фраструктуры (либо газопроводов НПГ, либо инфраструктуры по реализации продукции ГПЗ) существенно снижает ее эффективность для инвесторов. А включение в Программу обоих инфраструктурных проектов одновременно сокращает ее эффективность до не приемлемого для инвесторов уровня.

Важным является то, что в целом рассматриваемые комплексные программы утилизации и использования НПГ являются экономически эффективными. Поэтому необходим поиск путей повышения эффективности рассматриваемых Программ с точки зрения потенциальных инвесторов. Необходимо активное участие государства в решении проблем утилизации и использования НПГ:

- формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в данные проекты (налоговое стимулирование, гарантии по кредитам, погашение части процентных ставок по кредитам);
- обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС, а также электроэнергии, произведенной на основе НПГ и СОГ, к соответствующей инфраструктуре;
- участие в финансировании инфраструктурных проектов, например через Инвестиционный фонд или Федеральные целевые программы.

В целом решение проблем, связанных с утилизацией, переработкой и использованием НПГ, видится по пути *усиления роли государства как регулятора и как инвестора.* Усиление регулирующей функции государства связано не только с обеспечением приоритетного доступа производимой продукции к транспортной инфраструктуре, но и стимулирование компаний к наиболее квалифицированному использованию ресурсов углеводородного сырья. Стимулирующие меры должны включать:

– реализацию механизмов налогового стимулирования инвестиций в комплексные программы, связанные со сбором и транспортировкой НПГ; строительством ГПЗ; сооружением мощностей по реализации продукции ГПЗ – продуктопроводы ШФЛУ, газопроводы СОГ, сливо-наливные эстакады для жидких продуктов переработки;

– погашение части процентов по кредитам, выданным для реализации таких проектов;

– поддержку малых и средних сервисных компаний, специализирующихся в сфере утилизации НПГ;

– обеспечение режима наибольшего благоприятствования для новых проектов с точки зрения разрешительных и согласовательных процедур в государственных органах власти.

Учитывая роль и социально-экономическое значение рассматриваемых проектов и программ, представляется необходимым участие государства в финансировании таких программ. Его участие позволит повысить эффективность проектов, привлечь существенные частные инвестиции в проекты утилизации и переработки НПГ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Попутный газ является энергетическим ресурсом и содержит ценнейшие компоненты, являющиеся сырьем для химической и нефтехимической промышленности. Острота и актуальность проблемы утилизации нефтяного (попутного) газа связана с тем, что в настоящее время в факелах сжигается, по разным оценкам, 15–20 млрд $м^3$ газа, извлекаемого вместе с нефтью. По данным Правительственной комиссии по вопросам топливно-энергетического комплекса и воспроизводства минерально-сырьевой базы, в 2007 г. количество извлеченного из недр нефтяного газа составило 61,2 млрд $м^3$, сожжено на факелах 16,7 млрд $м^3$, а уровень его утилизации составил 72,6%. Сжигание нефтяного газа приводит к значительным потерям ценного химического сырья, к ухудшению экологической обстановки в районах добычи.

Принципиальная особенность современной ситуации, связанной с решением проблем утилизации нефтяного газа, состоит в том, что ее решение настоятельно требует реализации целого ряда новых инвестиционных проектов:

– строительства новых газоперерабатывающих заводов;

– сооружения новых систем сбора и подготовки НПГ на промыслах;

– расширения и создания новых подземных хранилищ природного газа (учитывая сезонную неравномерность потребления газа);

– строительства сливно-наливных эстакад для жидких углеводородов;

– сооружения систем транспортировки ШФЛУ;

– строительства нефтехимических комплексов.

На эффективность проектов переработки (утилизации и использования) нефтяного газа существенное влияние оказывают фактические цены реализации СОГ, которые определяются не только регулируемыми ценами на природный газ и тарифами на его транспортировку, но и доступом сухого отбензиненного газа на рынки. Учитывая место сухого отбензиненного газа в структуре продукции газопереработки (как по объему, так и в стоимост-

ном выражении), можно сделать вывод, что приоритетный доступ сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе является необходимой предпосылкой для обеспечения приемлемой эффективности программ по утилизации и переработке НПГ.

Важной задачей является создание технических регламентов разработки месторождений, добычи и утилизации нефтяного газа, подсчета и измерения ресурсов газа на всех этапах освоения месторождений, государственной экспертизы и мониторинга этого процесса. На основе указанных регламентов должны определяться способы и объемы утилизации нефтяного газа по каждому месторождению с учетом особенностей последнего, которые, в свою очередь, должны фиксироваться в лицензии на право добычи углеводородного сырья. В лицензии также с необходимостью должны быть отражены условия, требующиеся для выполнения предусмотренной программы утилизации нефтяного газа, включая вопросы доступа к газотранспортной инфраструктуре.

Технические решения представляют собой «материальную» основу для отражения ресурсов нефтяного газа в балансах производства и потребления газа, которые должны формироваться «эшелонированным» образом, т.е. на долгосрочную, среднесрочную и краткосрочную перспективу. При этом одной из главных задач разработки прогнозных балансов газа является определение направлений и масштабов развития газотранспортной инфраструктуры, включая системы газопроводов и подземные хранилища газа, с целью устранения существующих и предотвращения будущих дефицитов мощностей. Особая значимость данной задачи обусловлена тем, что именно дефицит мощностей газотранспортной инфраструктуры в настоящее время создает основу для различного рода ограничений для производителей газа на пользование услугами газотранспортной системы. И это не локальная проблема того или иного поставщика газа, а проблема системного свойства, значительно снижающая эффективность функционирования всего газового хозяйства.

В отличие от прогнозных, среднесрочные балансы должны задавать ориентиры для подготовки конкретных планов развития газового хозяйства, в качестве средств реализации которых следует рассматривать, в частности, проекты развития и реконструкции газотранспортной системы, а также планы проведения конкурсов и аукционов на пользование недрами. Главная задача текущих балансов газа – балансировка спроса и предложения с учетом ре-

ально существующих ограничений со стороны производства газа и мощностей газотранспортной системы. Формирование приоритетов включения тех или иных источников газа в баланс, а соответственно, и доступа к газотранспортной системе, наиболее актуально именно при разработке текущих балансов. Указанные приоритеты должны учитывать технические и экономические особенности различных источников газа и, в частности, возможности регулирования объемов производства – нерегулируемые (или слабо регулируемые) источники должны при прочих равных условиях иметь более высокий приоритет по сравнению с другими источниками газа.

Ранжирование источников газа должно иметь следующий вид:

1) газ, поставляемый по долгосрочным контрактам (сроком более 1 года) на экспорт и внутренним потребителям независимо от источника;

2) сухой отбензиненный газ нефтяных месторождений;

3) сухой отбензиненный газ газоконденсатных месторождений;

4) сухой природный газ, добываемый предприятиями ОАО «Газпром» и другими производителями.

Реализация системы регулирования добычи и использования нефтяного газа на основе балансов газа означает усиление регулирующей роли государства в нефтегазовом секторе. Прежде всего это касается разработки самого баланса газа, регулирования объемов производства и вопросов доступа к транспортной инфраструктуре. Естественным образом должно произойти расширение состава и усложнение регулирующих функций государства, поскольку в настоящее время в системе государственного регулирования разработки месторождений, добычи и утилизации попутного газа существуют обширные «белые пятна». В то же время нефтяные компании реализуют целый ряд своих проектов и программ, направленных на повышение утилизации попутного газа. При этом остается проблема координации программ отдельных компаний во времени и пространстве, а также с целью наиболее квалифицированного использования ресурсов нефтяного газа и продуктов газопереработки – по газохимическому направлению.

В современных условиях один из путей решения проблем утилизации попутного газа связан с реализацией комплексного

подхода к его использованию, направленного на развитие сырьевой компоненты газохимической промышленности. Например, по мнению ряда нефтяных компаний, работающих в Западной Сибири, даже расположение разрабатываемых месторождений в непосредственной близости к действующим газоперерабатывающим заводам не позволяет полностью перерабатывать нефтяной газ, поскольку существует дефицит мощностей. Комплексный подход подразумевает создание не только перерабатывающих мощностей, но инфраструктурных объектов – газосборных сетей, объектов для транспортировки продукции газопереработки (включая наливные эстакады для жидких углеводородов, трубопроводы сухого отбензиненного газа до врезки в газотранспортную систему).

Преимущества газохимического направления утилизации нефтяного газа связаны со следующим:

- значительные объемы попутного газа, вовлекаемого в хозяйственный оборот;
- квалифицированное использование ресурсов нефтяного газа (например, в отличие от создания малых энергомощностей);
- производство продукции с высокой добавленной стоимостью;
- относительно невысокий технический риск.

Представляется целесообразным формировать и реализовывать именно комплексные Программы по утилизации, переработке и использованию ресурсов нефтяного газа. Такие Программы должны включать ряд проектов:

- строительство газопроводов НПГ, ориентированных на определенные ГПЗ;
- строительство газоперерабатывающих заводов, включая газофракционирующие установки;
- строительство инфраструктуры для реализации продукции газоперерабатывающих заводов – газопроводы для сухого отбензиненного газа, наливные эстакады для жидких углеводородов;
- строительство газохимических предприятий.

Проведенные расчеты, на основе разработанного методического подхода, показали, что с точки зрения потенциальных инвесторов: строительство газоперерабатывающих заводов является вполне эффективным проектом (по показателям рентабельности и

по срокам окупаемости). Однако включение в Программу сооружения объектов инфраструктуры (либо газопроводов нефтяного газа, либо инфраструктуры по реализации продукции газоперерабатывающих заводов) существенно снижает ее эффективность для инвесторов, а включение в Программу данных объектов инфраструктуры одновременно сокращает ее эффективность до не приемлемого для инвесторов уровня (рентабельность – 7–9%, окупаемость с учетом дисконтирования более 15 лет). При этом на эффективность рассматриваемой Программы существенное влияние оказывает не только факт включения в рассмотрение инфраструктурных объектов, но и масштаб данных проектов. При этом одним из определяющих факторов является протяженность системы трубопроводов – трубопровода нефтяного газа; газопровода для сухого отбензиненного газа, соединяющего газоперерабатывающий завод и магистральный трубопровод.

Важным является то, что в целом рассматриваемые комплексные программы утилизации и использования нефтяного газа являются экономически эффективными (с позиций общества, т.е. при их оценке без налогов и с учетом потенциальных экологических выгод, точнее – минимизации экологических издержек). Поэтому необходим поиск путей повышения привлекательности, эффективности рассматриваемых Программ с точки зрения потенциальных инвесторов.

Эффективность программ по утилизации нефтяного газа зависит от целого ряда факторов, включая цены на продукты его переработки. В настоящее время государство реализует мероприятия, которые способствуют повышению эффективности проектов утилизации и использования попутного газа: либерализованы цены на нефтяной газ, ожидается либерализация цен на сжиженные углеводородные газы, спланирован рост цен на газ с задачей доведения до равной эффективности поставок на внутренний и внешний рынки. Но само по себе благоприятное соотношение цен на сырье и продукты переработки еще не гарантирует эффективную реализацию проектов и программ. Необходимы наличие соответствующей инфраструктуры; гарантии доступа к ней; спрос на продукцию, получаемую из попутного газа.

Данные обстоятельства вызывают необходимость активного участия государства в решении проблем утилизации и использования нефтяного газа:

- формирование благоприятных условий для привлечения инвестиций в данные проекты (налоговое стимулирование, гарантии по кредитам, погашение части процентных ставок по кредитам);
- обеспечение приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе, а также электроэнергии, произведенной на основе попутного газа и сухого отбензиненного, к соответствующей инфраструктуре;
- участие в финансировании инфраструктурных проектов, например, через Инвестиционный фонд РФ.

В целом решение проблем, связанных с утилизацией, переработкой и использованием нефтяного газа, видится на пути усиления роли государства как регулятора и как инвестора. Усиление регулирующей функции государства связано не только с обеспечением приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе, но и стимулирование компаний к наиболее квалифицированному использованию ресурсов углеводородного сырья. Стимулирующие меры должны включать:

- реализацию механизмов налогового стимулирования инвестиций в комплексные программы, связанные со сбором и транспортировкой попутного газа; строительством газоперерабатывающих заводов; сооружением мощностей по реализации продукции этих заводов – продуктопроводы для широкой фракции легких углеводородов, газопроводы сухого отбензиненного, сливо-наливные эстакады для жидких продуктов переработки;
- погашение части процентов по кредитам, выданным для реализации таких проектов;
- поддержку малых и средних сервисных компаний, специализирующихся в сфере утилизации нефтяного газа;
- обеспечение режима наибольшего благоприятствования для новых проектов с точки зрения разрешительных и согласовательных процедур в государственных органах власти.

Учитывая роль и социально-экономическое значение рассматриваемых проектов и программ, представляется необходимым участие государства в их финансировании. Его участие позволит повысить эффективность проектов, привлечь существенные частные инвестиции в проекты утилизации и переработки нефтяного газа.

В настоящее время государство обладает целым рядом инструментов активной инвестиционной политики. С точки зрения реализации и финансирования проектов по утилизации и переработке НПГ наиболее эффективным представляется софинансирование проектов через Инвестиционный фонд РФ и Федеральные целевые программы. Правительством РФ предлагается к реализации с 2009 г. ряд новых ФЦП. Одна из таких программ связана с развитием транспортной системы России. В рамках данной программы целесообразно осуществлять финансирование инфраструктурных объектов, связанных с утилизацией и переработкой попутного газа. Одним из участников схемы финансирования части инвестиций в развитие инфраструктуры могли бы стать нефтегазодобывающие регионы.

Роль государства также значительна в связи с привлечением углеводородных инвестиций в рамках механизмов Киотского протокола. Россия обладает уникальными возможностями, позволяющими эффективно реализовывать проекты по утилизации нефтяного газа с применением механизма совместного осуществления проектов. Это обусловлено в том числе тем, что в России более низкий уровень издержек на ресурсо- и энергосбережение по сравнению со многими промышленно развитыми странами. Однако процедура подготовки проектов совместного осуществления является довольно сложным и длительным процессом, а также невозможна без формирования условий и предпосылок реализации проектов на государственном уровне.

Проведенные экспериментальные расчеты показали, что государство обладает достаточно широкими возможностями, которые позволяют вывести комплексные Программы по утилизации и переработке нефтяного газа на приемлемый уровень эффективности для потенциальных инвесторов (по показателям внутренней нормы рентабельности и сроку окупаемости инвестиций). Среди таких мер прежде всего следует отметить:

- участие государства в финансировании Программ;
- обеспечение приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе;
- применение механизмов налогового стимулирования (применительно к импортным пошлинам, налогам на прибыль и имущество);
- обеспечение условий для использования возможностей и механизмов Киотского протокола.

Наиболее рациональным является комплексный подход, включающий прежде всего обеспечение приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе и участие государства в финансировании Программ. В данном случае высокая эффективность программ одновременно и для государства, и для инвесторов достигается за счет:

– обеспечения приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе, что ведет к росту фактических цен реализации газа и не требует снижения налоговых доходов государства (в случае применения льготных схем);

– частичного финансирования Программ из Инвестиционного фонда РФ и/или в рамках ФЦП, направленных на развитие инфраструктуры.

Учитывая сложный и комплексный характер проблемы утилизации нефтяного газа, к ее решению будут причастны многие органы власти и управления экономикой, каждый из которых уже в настоящее располагает достаточными полномочиями для решения своей части вопросов. В связи с этим большое значение имеют факторы политической воли и согласованности действий, а при реализации разработанных предложений необходимо обеспечить взаимное соответствие на правовом, административном и операциональном уровнях. Один из главных рисков реализации системы мер по решению проблемы утилизации попутного газа связан с несогласованностью действий, возможными противоречиями интересов и возникновением институциональной конкуренции между различными органами власти (что вытекает из сложного, комплексного характера проблемы).

Таким образом, проведенное исследование по проблемам утилизации, переработки и использования ресурсов нефтяного попутного газа в России позволяет сделать следующие выводы.

1. Проблемы утилизации и использования нефтяного газа имеют многоаспектный характер и не могут быть удовлетворительно решены вне рамок формирования общей системы регулирования газовой промышленности.

2. Практически все нефтяные компании разработали и реализуют проекты и программы, направленные на повышение степени утилизации попутного газа. При этом остается проблема координации программ отдельных компаний во времени и в пространстве, а также с целью наиболее квалифицированного использования ресурсов нефтяного газа.

3. Представляется необходимым и целесообразным комплексное использование стимулирующих, регулирующих и инвестиционных возможностей государства для создания и реализации условий для рационального и наиболее квалифицированного использования ресурсов попутного газа, являющихся государственной собственностью.

4. Обеспечение приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе возможно при условии реализации недискриминационного характера доступа к ней и при условии формирования системы регулирования газовой отрасли на основе индикативных балансов производства и распределения газа.

5. Для успешного решения проблем утилизации и переработки нефтяного газа необходимо участие государства в качестве инвестора. Для этих целей целесообразно использовать средства Инвестиционного фонда РФ, Федеральных целевых программ, направленных на развитие инфраструктуры и перерабатывающих отраслей экономики.

Учитывая сложный характер предлагаемой системы мер, следует отметить самые первые шаги, к числу которых относятся:

- передача функции по разработке балансов газа и регулирования вопросов использования газотранспортной системы государственным органам (Минпромэнерго РФ);
- переход от доступа «к свободным мощностям» к равному доступу, хотя бы в отношении вновь вводимых месторождений для всех производителей газа;
- введение некоторых антимонопольных ограничений на операциональном уровне (по мотивации отказов на доступ к газотранспортной системе, рассмотрению заявок на получение услуг, техническим условиям подключения новых месторождений);
- разработка методики подготовки и порядка использования опционов на продажу газа производителями газа собственнику газотранспортной системы;
- повышение степени информационной открытости в вопросах использования газотранспортной системы (регулярное раскрытие данных о структуре загрузки ее мощностей; публичный аудит реальной пропускной способности; передача функций по рассмотрению споров, связанных с доступом к газотранспортной системе, саморегулируемым организациям газового рынка);

• разработка (под непосредственным контролем государства) набора первоочередных мер по расширению мощностей Единой системы газоснабжения, в том числе с долевым участием пользователей и соответствующим обеспечением приоритетов доступа к газотранспортной системе (в форме «защищенных инвестиционных обязательств»).

Отмеченные шаги можно рассматривать как своего рода «программу-минимум», позволяющую продвинуться в решении проблем утилизации нефтяного газа. Главные направления движения на этом пути должны включать следующие меры и мероприятия:

• инвентаризация (например, под эгидой Минпромэнерго) узких мест: (а) в газотранспортной системе с точки зрения обеспечения доступа к ней производителей СОГ; (б) в инфраструктуре по реализации продукции газопереработки;

• ускорение работ по формированию системы технических регламентов и стандартов, определяющих требования к процессам обустройства и эксплуатации нефтегазовых месторождений; формирование требований к недропользователям на основе разработанных регламентов и стандартов;

• формирование системы регулирования выбора и реализации направлений развития добычи и переработки попутного газа, транспорта газа с использованием системы индикативных балансов;

• разработка и реализация системы мер по государственному стимулированию переработки нефтяного газа;

• определение порядка и условий участия государства в финансировании проектов по развитию инфраструктуры транспортировки и переработки нефтяного газа, реализации продукции газоперерабатывающих заводов.

В части нормативно-правового обеспечения представляется необходимым:

• разработать и принять технические регламенты, регулирующих технико-экономические аспекты процесса добычи и утилизации попутного газа;

• внести поправки в закон «О недрах», определяющих порядок отражения условий по утилизации нефтяного газа в лицензионных соглашениях на право пользования недрами;

• разработать и принять закон «О нефти и газе», определяющий в том числе статус, место и роль баланса газа в регулировании процессов использования нефтяного газа, порядок разработки и утверждения баланса газа, а также дающий законодательные гарантии недискриминационного доступа к газотранспортной системе для всех производителей газа (включая вопросы приоритетности для тех или иных источников газа);

• разработать и принять Порядок недискриминационного доступа к газотранспортной системе, в котором должны быть определены процедуры реализации принципа приоритетного доступа для производителей сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе; также необходимы разработка и принятие норм и правил, обеспечивающих приоритетный доступ электроэнергии, получаемой из сухого отбензиненного газа и попутного газа, к энергетической инфраструктуре;

• учитывая повышенные издержки, связанные с добычей и получением сухого отбензиненного газа, представляется целесообразным ввести льготные тарифы на его транспортировку по газотранспортной системе;

• разработать и реализовать систему мер, направленных на стимулирование переработки нефтяного газа, производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

ЛИТЕРАТУРА

Анализ экономической эффективности альтернативных проектов утилизации природного газа. – М.: Институт финансовых исследований, 2007.

Ананко В. Серый рынок СУГ// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 5.

Андреева Н.Н. Основные технико-экономические параметры проектов по использованию попутного нефтяного газа// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Андреева Н.Н., Ситенков В.Т. Перспективы применения промысловых электростанций (ПЭС) при обустройстве месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2001.

Андреева Н.Н., Миргородский В.Н., Левашова Л.А., Мухаметшин В.Г. Пути повышения уровня использования попутного нефтяного газа. Доклад на заседании ЦКР. – ОАО «НижневартовскНИПИнефть», 2004.

Ануфриев В.П. Привлечение углеродных инвестиций в проекты утилизации нефтяного попутного газа// Доклад на совещании «Проблемы рационального использования нефтяного газа в ХМАО-Югре», Ханты-Мансийск, 12–13 октября 2004 г.

Ануфриев В.П., Чазов А.В. Углеродная валюта. Новый товар на новых рынках// ЭКО, 2006, № 1.

Ахмедов Ф. Основные риски газодобычи в России// Нефтегазовая вертикаль, 2004, № 10.

Байбурский В.Л., Корсаков Н.И., Аджиев Ю., Ткаченко И.Г. Перспективы развития производства сырья для газохимии на предприятиях ОАО «СИБУР-Холдинг» в Западной Сибири // Материалы международного технологического конгресса «CITOGIC'2006-Томск». Режим доступа: http://www.congress-gazprom.ru.

Батуров А. Газохимизация всей страны// Нефть России, 2008, № 1.

Варнавский В.Г. Перспективные формы государственно-частного партнерства при освоении ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)// Проблемы привлечения инвестиций в освоение ресурсов нефти и газа. – Новосибирск: СНИИГГиМС. 2007.

Веггеланд К. Опыт Норвегии: государственная политика и нормативно-правовое регулирование в области сжигания ПНГ// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Гладков А. Существующие тенденции в регулировании оптовых цен на сжиженный газ для бытовых нужд// Газовый бизнес, 2007, сентябрь-октябрь.

Годовой отчет ОАО «СИБУР-Холдинг» за 2006 год. – М.: «СИБУР-Холдинг», 2007.

Гриценко А., Плотников В. Проблемы добычи, утилизации и переработки попутного нефтяного газа в России// Газовый бизнес, 2008, март-апрель.

Законодательство субъектов РФ в сфере недропользования (на примере ХМАО). – М.: Олита, 2003.

Информационный меморандум к облигационному займу ОАО «Газэнергосеть». – М.: ОАО «Газэнергосеть», «Райффайзенбанк Австрия», 2007.

Караганов В. Чтобы повысить эффективность использования попутного нефтяного газа, революционные подходы не нужны// Нефть и капитал, 2007, № 11.

Карисалов М. Инвестиции гасят факелы// Газовый бизнес, 2008, март-апрель.

Карисалов М. Переработка попутного нефтяного газа – эффективное использование невосполнимого источника природных ресурсов РФ. ОАО «СИБУР-Холдинг». Режим доступа: www.sibur.ru

Козельский А. «Метапроцесс» и «НОВАТЭК» нашли друг друга// Нефтегазовая вертикаль, 2008, № 1.

Конов Д.В. Экологическая политика компании «СИБУР-Холдинг» и стратегия развития газохимической промышленности России// Материалы Международного форума «Газ России – 2007». – М., 2007.

Корнфилд С. Подход США к решению проблемы сжигания ПНГ в факеле и его утилизации// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Коробова Н.Л. Возможности привлечения иностранных инвестиций в проекты по использованию попутного нефтяного газа в России в рамках гибких экономических механизмов Киотского протокола»// Материалы компании «Глобал Карбон».

Коробова Н.Л. До ощутимого эффекта от работы Киотского протокола еще очень далеко// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Крылов А.Ю., Козюков Е.А. Получение жидких углеводородов из природного газа// Газохимия, 2008, № 1.

Крюков В.А. Основные условия необходимые для повышения утилизации ПНГ// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценки). – Новосибирск: Наука-Центр, 2007.

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Новая старая проблема утилизации НПГ: от ведомственных разногласий к институциональным барьерам?// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Особенности регулирования рынка легкого углеводородного сырья. Препринт. Серия «Энергетическая стратегия Сибири». – Новосибирск: ИЭОПП, 2002.

Кубометры в киловатты// Нефть и капитал, 2008, № 1–2.

Ластовская М. Маркетинговые аспекты осуществления проектов с использованием технологий GTL и проблемы их коммерческой реализации. – М.: Технологический центр «Россия – ЕС», 2005.

Ластовская М. Особенности привлечения инвестиций для реализации проектов в нефтегазовом секторе России. – М.: Технологический центр «Россия – ЕС», 2005.

Лим Б. Для расширения мощностей по переработке НПГ нужны условия// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Лятс К.Г. Проектирование и режимы эксплуатации уникальной малотоннажной установки по производству метанола на Юрхаровском месторождении// Наука и техника в газовой промышленности, 2008, № 1.

Лятс К.Г. Проекты мини-GTL в России// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Милов В. Независимые производители газа: стратегический ресурс России?// Нефтегазовая вертикаль, 2005, № 8–9.

Модернизация замерных установок – пути решения// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Молодцов К. Как российской нефтехимии сохранить конкурентный уровень// Газовый бизнес, 2007, сентябрь-октябрь.

Музлова Г. От проблемы к возможностям: опыт утилизации попутного нефтяного газа ТНК-ВР// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Музлова Г. Попутчики по собственному желанию: государство рушит преграды на рынке ПНГ// Нефтегазовая вертикаль (Переработка, Химия, Маркетинг). Пилотный выпуск. 2008, март.

Налоги и отрасль// Нефтегазовая вертикаль (Нефть и газ Казахстана), 2007, № 17.

Независимые производители газа: стратегический ресурс России. – М.: Институт энергетической политики, 2005.

Нефтяников мотивируют на переработку попутного газа// Режим доступа www.energydialogue.org.ru. 2007. 25 декабря.

Обзор рынка GTL. – М.: Метапроцесс, 2007.

Опыт и перспективы частно-государственного партнерства в Республике Татарстан// Тезисы выступления Первого заместителя Премьер-министра РТ – министра экономики и промышленности Б.П.Павлова на Международном инвестиционном форуме «Российские регионы – стратегия роста». – Казань, 2007. Режим доступа: http://mert.tatar.ru

Орлов В.П. Базовый закон о недропользовании в России// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2002, № 4.

Плюс коммерциализация всего ПНГ// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

ПНГ: без политики нет экономики// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 5.

Попутный компромисс// Профиль, 2008, 18 февраля.

Проблемы утилизации попутного нефтяного газа для нефтяных компаний// Материалы компании «Новые газовые технологии – Менеджмент». Режим доступа: www.ngt-m.ru.

Пчелинцев Д. Привлечение малого бизнеса – ключ к решению проблемы НПГ// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 18.

Регулирование процессов сжигания и удаления попутного газа: общий обзор и уроки мирового опыта. – Группа Всемирного Банка, 2004.

Резолюция круглого стола// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Рязанов В., Сиваков Д. Как нам реорганизовать «СИБУР»// Эксперт, 2008, № 5.

Савинов А.Е. Текущая ситуация с утилизацией попутного (нефтяного) газа и предлагаемые меры, направленные на ее повышение// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Смолин В. Мониторинг разработки месторождений будет совершенствоваться// Нефть и капитал, 2006, № 3.

Соломатин Д. Сырьевой фактор заставляет строить вертикаль// Нефтегазовая вертикаль (Переработка, Химия, Маркетинг). Пилотный выпуск, 2008, март.

Толумбаев А. Решение проблем утилизации НПГ в Казахстане: хорошо проработанные законы// Нефтегазовая вертикаль, 2006, № 16.

Тройнин В.В. Оптимальные пути решения вопроса по рациональному использованию нефтяного попутного газа в ОАО «Сургутнефтегаз»// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Ты – мне, я – тебе// Нефть и капитал, 2008, № 1–2.

Утилизация «в законе». Опыт Норвегии. Режим доступа http://www.energosyntop.com.

Утилизация в убыток?! Недропользователи против предлагаемых Ростехнадзором ставок на сжигание ПНГ// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – М.: Стандартинформ. 2005.

Фергюсон А. Реализация потенциала российского попутного газа: как превратить проблему в возможность// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Шаталов А. ПНГ России: предписания недропользователям и предложения правительству// Нефтегазовая вертикаль, 2007, № 21.

Шурупов С.В. К вопросу утилизации попутного нефтяного газа// Газохимия, 2008, № 1.

Экологическая политика ОАО «СИБУР-Холдинг» и стратегия развития газохимической промышленности. – Презентация на V Международном форуме «Газ России – 2007». Компании ОАО «СИБУР-Холдинг», 2007.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р// Нефть России, 2003, № 12.

Язев В.А. Нормативно-правовое обеспечение решения проблемы утилизации ПНГ// Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции, Москва, 9–10 октября 2007 г. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Язев В.А. Направления совершенствования государственной энергетической политики России// Доклад на VI Всероссийском энергетическом форуме «ТЭК России в XXI веке». 1 апреля 2008 г. Режим доступа: http://www.gazo.ru/rgo1.

Fact 2004. The Norwegian petroleum sector. – Ministry of Petroleum and Energy, 2005.

Gas Flaring and Venting in Alberta: Report and Recommendations for the Upstream Petroleum Industry by the Flaring/Venting Project Team. – Clean Air Strategic Alliance, 2002.

Geest R. Dutch small fields policy: a necessary condition for associated gas? – Roundtable on Associated Gas Utilization in Russia. Moscow, 2006.

Gulf Canada Resources Limited Request for the Shut-In of Associated Gas Surmont Area. – Calgary: Alberta Energy and Utilities Board, 2000.

Nigeria: Carbon Credit Development for Flare Reduction Projects. Guidebook. – ICF Consulting Ltd, 2006.

Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience. – The World Bank. Global Gas Flaring Reduction. 2003.

Tennant D. Network code: a summary. – London: Denton Wilde Sapte, 2002.

Upstream Petroleum Industry Flaring Requirements. – Alberta Energy and Utilities Board. Guide 60. 1999.

PRINCIPAL CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS, PRACTICAL STEPS AND MEASURES OF IMPLEMENTATION

ABBREVIATIONS

APG – associated petroleum gas
DPG – dry processed gas
FAS – Federal Antimonopoly Service
FST – Federal Tariff Service
GB – gas balance
GPP – gas-processing plant
GTS – gas-transportation system
HC – hydrocarbons
KhMAO – Khanty-Mansi Autonomous Okrug
MEDT – RF Ministry for Economic Development and Trade
MinPromEnergo – RF Ministry of Industry and Energy
MNR – RF Ministry of Natural Resources
NG – natural gas
RGS – Russian Gas Society
RosNedra – Federal Subsoil Resources Management Agency
RosPrirodNadzor – Federal Supervisory Natural Resources Management Service
RosTekhNadzor – Federal Service for Ecological, Technical and Atomic Supervision
RosTekhRegulirovanie – Federal Agency for Technical Regulation and Metrology
USF – underground storage facility
USGS – unified system of gas supplyWFLH – wide fraction of light hydrocarbons
YaNAO – Yamal-Nenets Autonomous Okrug

Most attention is paid to the problem of realization of proposals on provision of priority access for producers of DPG (APG) to the GTS when gas production and consumption balances are developed and applied. Evaluation of the current state of the APG use demonstrates that the realization of practical recommendations requires significant reorganization of the system of state regulation of oil-and-gas field development, production and recycling of APG.

The problem considered has a strongly pronounced comprehensive nature, it infringes on the interests of a number of business entities and the bodies of the government involved in the functioning of the oil-and-gas sector. Speaking about approaches to its solution, one should note that no existing government body has sufficient competence and authority to deal with all arising questions. Hence, the problem of interaction between various government structures is put on the forefront. At the same time, the cumulative set of powers of authorities is quite sufficient for solution of practically all the spectrum of problems within the framework of the proposed approach for provision of priority access for producers of DPG (APG) to the GTS. It concerns not only lawmaking (the State Duma of the Russian Federation), working-out of the general policy (the Government of the Russian Federation), but also concrete regulating functions, imposed as a duty on the subject ministries and departments according to already accepted documents determining the issues and directions of their activity.

Comprehensiveness and complexity of the problem, the necessity to take into account a number of factors, interests and views make it impossible to resolve it by application of simple unilateral measures and approaches. Therefore, the measures of exceptionally administrative influence are especially short-sighted and unproductive, for instance, interdictions on APG flaring or penalties which have not been supported with creation of adequate economic and technical-organizational conditions.

Comprehensive nature of the problem and necessity to involve various authorities and business entities in the process of its solution, possibility of institutional competition between various regulating bodies generate the main risks related to implementation of the proposed approach. It should be recognized that there is no common view now on the problem of effective access of gas producers to the transport infrastructure among lawmakers, in the structures of executive authority and in the business community, neither such a view exists on a more general problem of reforming of the gas industry as a whole. However, for its satisfactory solution it is required to have if not a full consensus of views, then at least a certain concord on key aspects.

Practical realization of the proposed measures demands major efforts and time. Also, it can provoke aversion from the side of Gazprom, which has a significant administrative resource, and from the side of other stakeholders. Hence, a "minimum program" has to be developed that would include a set of actions and measures allowing moving forward towards the solution of the problem of access of DPG (APG) producers to the gas transportation infrastructure. These actions and measures can be considered as the very first steps towards the implementation of our proposals.

1. PROCEDURAL AND INSTITUTIONAL ASPECTS OF PROVIDING ACCESS TO GTS FOR APG (DPG) PRODUCERS

1.1. Situation with APG utilization in Russia

According to the existing statistics, the present distribution of produced associated petroleum gas in Russia looks as follows:

- about 80% of APG resources are utilized (40% after treatment are subject to further processing, and 40 % are burnt as boiler and furnace fuels for power generation);
- about 20% of associated petroleum gas are flared in the fields and in places of production without preliminary treatment and without preliminary separation of liquid fractions.

More or less precise records exist only in regard to volumes of APG processing. All other figures are estimated on the basis of actual data of oil extraction and projected gas-to-oil ratio. This is mainly because of the lack of metering equipment, i.e. only half of flaring installations in the KHMAO are equipped with proper measuring devices.

According to the Administration of the KHMAO, 29 bcm of APG were produced on the territory of the largest oil-producing region of Russia in 2006, of which 17.4 bcm went for processing at GPP. APG resources made 35.2 bcm. The level of gas utilization was 82.4%, and the share of processed gas in the total amount of APG resources was 49%. According to oil companies' reports, 6.2 bcm of APG was flared but, according to the correspondent calculations of the regional administration, the APG losses amounted to more than 6.8 bcm.

According to Rosstat, APG resources in Russia as a whole in 2005 were estimated at 55.3–55.6 bcm and APG utilization rate was nearly 76%. Herewith APG utilization rate 5 years ago amounted to 80%, and 81% in 1995.

According to the MNR's calculations, annual volumes of APG resources has reached 55 bcm, of which only 26 % is directed to processing, 27% (almost 15 bcm) is flared and 47% is utilized for the needs of fields or is written off as in-process loss. Hence, the gas utilization rate reaches 73% if one accepts the data on technological losses and charges on own needs. By foreign estimations, the volume of APG flaring in Russia at the beginning of 2000's was 14 bcm.

1.2. Causes of APG flaring in Russia

Among the principal causes of the currently formed situation with the use of associated petroleum gas, there are ones of technical, economic and institutional-organizational nature. **To the causes of technical nature** one should attribute the following:

- absence of required industrial and process infrastructure in some fields;
- imperfection of the procedure and technique of measurement, assessment and estimation of APG resources;
- orientation of the formed systems of gathering and recovery of APG to the centralized supply patterns, which makes the system inflexible and predetermines the dominance of one buyer of gas (JSC Sibur).

Among the reasons of insufficient use of APG, presence of some objective conditions should be mentioned which increase its cost price as compared to natural gas (especially with gas Cenomanian deposits which are mainly developed by JSC Gazprom). Such conditions are:

- considerably smaller gas production rates of oil wells in comparison with the gas wells production rates;
- much lower APG pressure (by a multiple of ten and more);
- presence of significant volumes of liquid hydrocarbons that require increased power and material inputs for gathering, processing and compression of APG to make it meet the standards of the main gas pipelines system;
- necessity of construction of a more branched system of gas-collecting field pipelines.

Among **the causes of the economic nature** the following ones should be indicated:

- Government regulation of the natural gas prices and the postponed liberalization of the gas market. The natural gas price level is to a great extent determined by the level of costs of the Cenomanian gas production, which are much lower than the costs of production, gathering and recovery of APG. Therefore, despite the opportunity to buy DPG at market prices, the consumer is guided by the prices of the Cenomanian gas.
- Inadequate taxation of the gas industry in comparison with the conditions of production of "new" natural gas and APG. The taxation system in the oil-and-gas sector of the national economy ignores qualitative differences of characteristics of produced hydrocarbons and does not take into account variations in mining and geological conditions of their production.
- Increased capital intensity of the APG gathering and utilization (in comparison with natural gas). Many technical solutions which are now embodied in the systems of gathering and recovery of associated petroleum gas are adapted to the use of centralized systems.

The following should be attributed to **the causes of the institutional-organizational nature**:

- Non-guaranteed access to GTS for APG producers.

- Absence of interest in the business related to APG gathering, recovery and use among a number of oil companies. The dominating strategy in the early 1990's was to gain control over the main assets related to oil production.
- Ineffectiveness of the current Russian system of state control and monitoring of fulfillment of license agreements conditions regarding the requirements to achieve certain levels of APG recovery at various stages of oil fields development.
- Presence of certain elements of institutional competition between various state structures connected to realization of monitoring of the status of various sides of development and hydrocarbon fields. About ten departments supervise various sides of subsoil users' activity only at the federal level.

1.3. Positions of the main stakeholders

Recovery of APG is a complicated comprehensive problem; its solution requires coordinated actions of all the parties involved: the state, the oil companies, Gazprom and Sibur. Owing to the discrepancy of interests, coordination should lay at the basis of any joint action towards the solution of the problem including the approaches proposed in this paper.

Interests and position of the state. The state is a conductor of the all-nation economic interest, which has a priority over the interests of individual sectors of economy and individual companies. The government has a rich arsenal of regulating tools which can be used for coordination of interests. Its competence includes formation of the regulatory and legal and procedural base necessary for solution of economic problems.

The rational use of hydrocarbon resources including petroleum associated gas is one of the major national interests. It includes various aspects, starting with the maintenance of power supply and finishing with fiscal issues. Also, the sphere of direct interests of the state includes the issues related to preservation of the environment and, in particular, prevention of associated gas flaring (or its dispersions into the atmosphere).

However, a potential interest in a issue, or calls for a problem solution do not constitute a pronounced position on this problem. The

position of the state can be defined as the combination of specific proposals and the directions of actions finding its direct embodiment in politics, rule-making and regulation. Unfortunately, when the issue of APG recovery arises, no concrete purposeful government actions are observed. One can draw the conclusion that the government, and first of all the federal authorities have not yet precisely determined for today a position on the problem of APG recovery.

Regional authorities in large oil-producing regions pay more attention to the question of APG recovery. However, limited authority does not allow them to render serious influence on the problem solution. Actually, the role of the regional power structures responsible for the issues of subsoil use and development of the oil industry is reduced to the monitoring of the situation and the development of proposals on improvement of APG use. Toughening of penalty sanctions for APG flaring, and the mineral tax introduction for associated gas are at the core of their proposals (at both federal and regional levels).

The insufficient level of detailed elaboration of the rules of the industry functioning, as well as the absence of precisely registered mechanisms of their realization creates an opportunity of blocking of the principles declared by regulatory documents. Thus, the right of independent gas producers to the GTS access protected by the current legislation, in practice is subject to the terms offered by the JSC Gazprom.

One of the basic problems of the current legislation is an insufficient level of detailed elaboration of norms and rules of functioning of the gas industry, as well as the absence of precise and clear mechanisms of their realization.

At the state level there is no comprehensive vision of the problems of the gas industry development, including the sphere of petroleum gas recovery. Each of the departments concentrates its activity on an individual issue at its authority, and nobody considers the problem as a whole. At the same time, the fundamental institutional aspect of the problem, following from the Gazprom monopoly position as the GTS owner, drops out of sight.

The draft federal law "On Regulation of Associated Petroleum Gas Utilization" does not promote formation of balance of forces in the APG market. It serves in a greater extent the interests of APG

processors. The oil companies do not get economic incentives for most rational use of APG.

The RF Subsoil Law urgently requires amendments promoting an increase in the APG recovery, and taking into account the interests of the companies producing APG.

Initiatives by the RF MNR and the KHMAO Government on the introduction of the mineral resource tax for APG are to a greater extent directed at exerting more administrative pressure on subsoil users, rather than at the development of the system of economic incentives for APG recovery. Today, the proposals to introduce the tax on APG production (with higher tax rates on flared gas) do not seem to be justified. Today the state authorities should pay less attention to the methods of compulsion, and more, to the development of a system of economic and institutional conditions inducing the companies of the oil-and-gas sector to the most complete use of APG resources. First of all, it concerns the solution of the problem of DPG producers' access to the gas transportation system.

Position of oil companies. The oil companies objectively have neither direct interest in APG recovery, nor in the solution of environmental problems. Such interest arises only in case when the recovery of gas provides profits or other benefits. For today, nothing of the kind is observed. Therefore, for instance, the oil companies do not become interested in proposals by authorities to develop gas processing.

Potentially effective plans and projects of oil companies on APG recovery and development of gas processing can be implemented only if a combination of certain conditions is met:

- an increase of APG prices up to an economically justified level;
- maintenance of an unimpeded access of production (of DPG in particular) to the market;
- government support of investment projects on APG recovery via a system of incentives.

Position of Gazprom. As the exclusive owner of the GTS capacities, Gazprom is one of the key figures to contribute to the solution of the APG recovery problem. Peculiarities of the company behaviour can be explained by the ambivalent position that Gazprom occupies in the Russian economy.

On the one hand, Gazprom is the company controlled by the state, and already for this reason should act as a conductor of the state interests and policy in the oil-and-gas sector. Today, the state regulating functions in the gas industry are to a great extent concentrated in Gazprom. This in full measure applies to annual balances of gas in Russia (they are developed by Gazprom and only then they are approved by the Russia's Industry and Energy Ministry), the procedure of reserves approval, documents on development of fields, issues of new fields connection to the GTS, transportation of gas, reconstruction and development of the GTS. Being the USGS owner, Gazprom actually independently resolves the issues of new fields' connection to the gas-transportation system. Gazprom is actually able to determine annual levels of production of independent gas producers, including volumes of production and processing of APG.

On the other hand, in the issues of financial and economic activities, in relationships with counteragents Gazprom positions itself exclusively as a commercial company. This ambivalence also explains much of Gazprom's position on the issues of APG resources recovery and, first of all, on the issue of access to GTS. Gazprom treats independent manufacturers of gas as its competitors: for example, conflicts concerning access of independent producers to the GTS are permanent.

Limiting the access of "independent" gas to the GTS, Gazprom compels independent producers to sell the produced gas to the monopolist at the input to the GTS, thus depriving the oil and gas producing companies of the opportunity to consolidate their position on the gas markets.

As the GTS owner, Gazprom dislikes the pipeline standing idle. Increase of volumes of gas transportation owing to DPG benefits Gazprom providing additional payments for transportation, besides the government constantly rises the state-regulated tariffs for transportation in the interests of the monopolist. Gazprom should be interested in maximum recovery of APG: it will allow directing more of its own gas for export.

Stakeholders	Bases for position shaping	Principle requirements and interests
State	APG should be used efficiently. At the same time there are no definite proposals and directions of actions	Toughening of penalty sanctions for APG flaring and introduction of mineral extraction tax for associated gas
Oil companies	Preconditions should be set up for profitable recovery of APG	Guarantees of DPG access to the GTS, rise in APG and DPG prices, measures to stimulate investments in APG recovery and processing
Gazprom (and SIBUR as an affiliated structure)	Ambivalent position: (1) a conductor of state interests and policy; (2) a commercial company	Increase of the degree of APG recovery, selling of APG and DPG (at the input to the GTS) at a minimum price

1.4. Associated gas utilization projects: existing order and required changes

Existing order. To the date, there is only indirect prohibition of associated gas flaring in the legislation. Working license agreements, as a rule, do not contain programs on recovery of APG. Now the authorities are forming more rigid (and more concrete) requirements on APG recovery.

In modern conditions, development and realization of programs prepared by subsoil users on APG recovery is an expedient step which allows the companies to carry out certain actions in an advance (as the companies develop and form programs by themselves) and, thus, to avoid (soften) possible claims by the state regulating bodies.

The federal legislation actually does not provide for inclusion of special programs on APG recovery in license agreements on the rights to the subsoil use; therefore the license agreements currently in force, as a rule, do not contain them. To overcome these problems, it is necessary to develop and adopt a legal regime for the inclusion of the APG recovery conditions in license agreements on the rights to the subsoil use.

Current general reinforcement of the state regulation system is evident in the area of monitoring and control of the processes of subsoil development. It will be realized within the framework of the new law "On subsurface resources" or through amendments to the existing legislation. Facing the tightening state regulation, the companies benefit from carrying out independent steps and actions towards an increase in the APG recovery rate (based on intra-corporate standards) forestalling the government actions.

Required changes. When subsoil users do not react to direct or indirect incentives to use APG efficiently, the government must apply compulsion measures. Licensing procedures in the area of the rights to subsoil use distribution should be seriously amended. The current practice of putting some general norms on the APG recovery level in the license is absolutely insufficient. The program of APG recovery should become an integral part of the license agreement, providing concrete technical-organizational solutions within the framework of the general field development plan. The specified program, on the one hand, should be guided by the principles of economic feasibility, and on the other hand, should be supported by certain conditions (guarantees) without which APG recovery is inexpedient or impossible at all.

Programs of APG recovery within the framework of the license agreement on the rights to subsoil use should include the following clauses:

- normative limits to APG losses at various stages of field development in view of specific conditions (economic, technical, mining-and-geological and so on);
- a complex of technical-organizational solutions required for an objective estimation of APG resources (starting with the estimation of reserves) and monitoring of production and distribution volumes (including flaring);
- concrete options of APG recovery pattern, constructed in view of possible alternative ways of the gas use;
- substantiation of the best choice of the APG recovery pattern in view of interests of the subsoil user and the state;
- a list of technological and economic-organizational guarantees (including the right to the priority access to the GTS for DPG

feeding from APG processing) necessary for practical realization of the selected option of the APG recovery pattern.

At the same time, the APG recovery program together with the field development program should be subject to independent expertise impeding decision-making which do not correspond to the interests of any of the parties (the state and the subsoil user).

Parameters of the selected APG recovery pattern (on the basis of the carried out expert examination) should become the basis for inclusion of planned volumes of APG production from the field into relevant perspective balances of gas (within the framework of a general company plan). At the early stages of production the APG resources (the DPG obtained) should be included in the current balance of gas as a part of sources to which the principle of priority access to the GTS is applied.

1.5. Foreign experience on the issues of APG utilization and nondiscriminatory access to GTS

In the USA, the existence of excess transmission capacity of the GTS (9-10 % and more) plays the key role in balancing the volumes of gas at the feeding point to the pipeline and GTS transmission capacities mitigating the problem, or to put it more precisely, removing the problem at all. In this connection, the expansion of the GTS transmission capacity is the priority task for Russia.

In the Netherlands, the largest Groningen field is used now as a balancing gas producer. According to the policy of small fields development, the company engaged exclusively in gas trade was entrusted with the duty to buy gas produced in small fields. Similar practice can be also used in Russia: the priority should be given to gas deliveries from gas-condensate fields and APG, while the balancing role should be assigned to one of the Cenomanian gas fields.

The Norwegian experience testifies that a successful associated gas recovery policy must include a clear and well thought-out policy of gas flaring, a careful estimation of field development plans, development of precise procedures and regulations of APG flaring and atmospheric emission, and close cooperation between the government and the oil companies.

2. DEVELOPMENT OF RECOMMENDATIONS FOR MAINTENANCE OF NONDISCRIMINATORY ACCESS TO THE GTS FOR DPG PRODUCERS ON THE BASIS OF GAS PRODUCTION AND CONSUMPTION BALANCES

2.1. Gas balance as the tool of APG recovery regulation

Nominally, the balance of gas is presently the basic document regulating volumes of gas production and deliveries to the market. However, the real regulating functions of GB are rather limited. GB in its modern form is actually an intra-corporate tool that helps Gazprom to carry out its routine planning of gas deliveries and balancing of volumes of production and transmission capacity of the GTS. At the same time, Gazprom has the right to adjust the balance parameters during execution, which it uses in practice for restriction of independent producers' access to the GTS.

There is an imperative need to change the status and order of the GB formation:

- it is necessary to transfer the function of the balance formation from Gazprom directly to the state (to the Industry and Energy Ministry or another authorized body);
- the state should undertake the functions of control of GB execution by all participants of the market (including Gazprom and independent producers);
- it is necessary to switch to a nested system of long-term, intermediate term and short-term balances in view of the purposes of the State Energy Strategy and thus transform the GB into the effective tool of regulation of production, investments and development of the GTS;
- the creators of the balances must take into account the peculiarities of various gas sources when structuring the resource part of the GB, as well as defining the priorities for the access to the GTS.

When forming the GB, one should necessarily take into account that opportunities of maneuver with APG resources are considerably

limited. The dynamics of APG resources is governed by the oil production dynamics and is not directly connected with the demand for gas. Much of already available APG resources are not used, and have to be flared, while new APG resources will appear as a by-product of the development of new oil fields irrespectively of the demand for gas behaviour. If the specified resources are not included in the perspective balance of gas in due volume (first of all, in anticipation of meeting the priority needs), it will be hardly possible to improve the existing situation with the APG use.

Therefore, potential resources of DPG from APG processing should be considered as a higher priority source of gas supply than the gas from new natural gas fields. This is true when one draws up a short-term balance, and more so in the case of intermediate-term and long-term balances (Fig. 1). At least, the priority should be given to the DPG resources from the oil development projects that have been already approved by licensing committees. Only in this case one can draw well-grounded guiding lines for the development of recovery systems and the APG processing.

Inclusion of the DPG (APG) resources in the balance of gas should be supported by a guarantee that the DPG will be put on the market, i.e., the guarantee of the primary access to the GTS. The only guarantee of DPG access to the market can be the principle of the priority access to the GTS. The principle of "nondiscriminatory access" in its present form cannot serve as such a guarantee because it is applied only to the so-called "idle GTS capacity" limiting the volume of gas intake for transportation by a fixed proportion of its production volume.

The priority DPG access to the GTS seems to be a necessary measure for the solution of the problem of the APG recovery, but this priority cannot be unconditional, realized always and under any circumstances. In particular, it seems absolutely unrealistic to insist on more priority for DPG resources than for the gas from Gasprom's own producing fields.

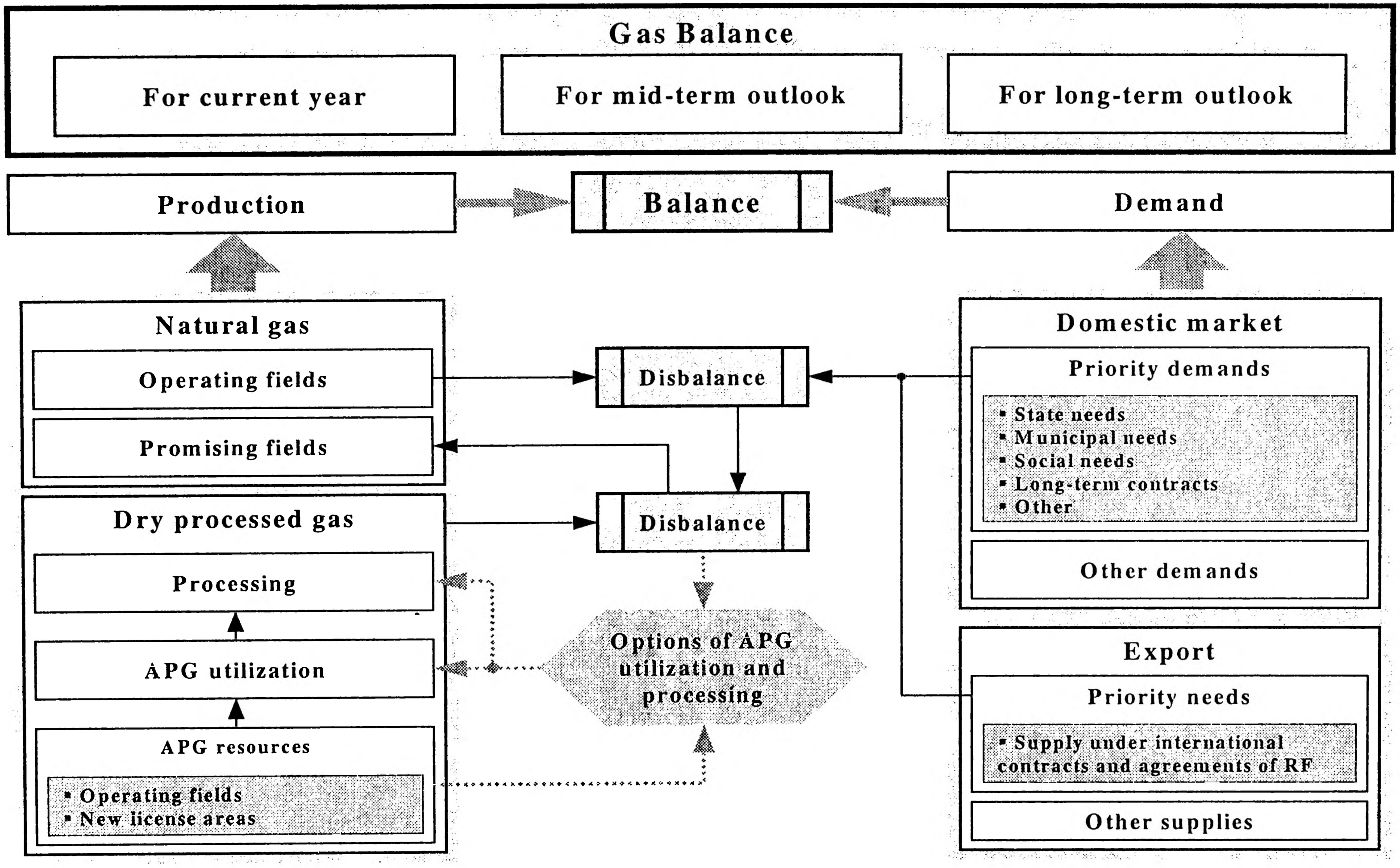


Fig. 1. The main principles of forming the gas balance taking into account APG peculiarities

2.2. Conformity of DPG from petroleum gas processing to the standards currently in force

Modern gas processing plants working under the full scheme of deep stripping of APG with the separation of initial raw material into WFLH (and natural gasoline) and DPG produce output that fully meets the requirements of the standards currently in force.

Technologically, one of the vital tasks seems to be the introduction of uniform technical rules (in compliance with the Federal law "On technical regulation") determining requirements to DPG by conditions of its transportation and consumption. Some inconsistency between the industry standards and the government standards that exists now creates potentially conflicting situation for the DPG delivery from an APG processing plant to a main gas pipeline. One should note that the characteristics of DPG obtained by state-of-the-art processing of APG do not differ much from the properties of dry natural gas.

There is no objective technological basis to restrict the access to the Gazprom GTS for primary volumes of DPG from petroleum gas processing; it meets all transportation specifications and requirements. The principle of priority access to GTS should cover the dry gas obtained during plant processing because of several reasons: the continuous nature of the technological process of gas processing; fixed productivity of the plants and necessity of achievement of a certain level of capacity utilization (minimum of 70 %) for their efficient operation.

2.3. Recommendations for the order of formation, approval and execution of gas balances

Balances of gas should serve as indicative planning tools and be the basis for the government policy in the areas of industrial policy, pricing, taxation, tariffs (in particular, the tariffs for trunk pipeline transport of gas), and licensing.

Balances of gas cannot be considered as tools of direct administration of activities of the economic entities occupied in the sphere of production, transportation and processing of gas. The development of balances for different time horizons should observe the principle of

succession. Balances of a given time horizon (Fig. 2) should be intended for solution of certain specific tasks and should be developed by specific principles.

Presently, the gas balances development in Russia is ascribed to the competence of Gazprom. However, long-term gas balance forecasts are not developed at all, while perspective balances (for 2–3 years ahead) are developed as documents of a purely informational type.

The order and organization of gas balance development should be changed. It is the state (presented by the Industry and Energy Ministry and the Ministry of Economic Development and Trade) who should develop and approve the gas balance with involvement of independent experts. For this purpose, a special body – the "Balance committee" can be created, but it should be a direct prerogative of the state, rather than a commercial company, especially under the condition of its monopolistic position in the industry. Gazprom can and should be responsible only for its part of gas production within the framework of the balance of the Russian Federation and should not plan gas production for independent producers. Balance of gas should be approved by a government decree, which is necessary for maintenance of the appropriate legal status of the document.

Ranking of gas sources for the purposes of the GB formation should be as follows:

1) gas delivered under long-term contracts (for more than 1 year) for export and to domestic consumers irrespective of the source;

2) dry processed gas of oil fields;

3) dry processed gas of gas-condensate fields;

4) dry natural gas produced by enterprises of the JSC Gazprom and other producers;

5) other sources of gas.

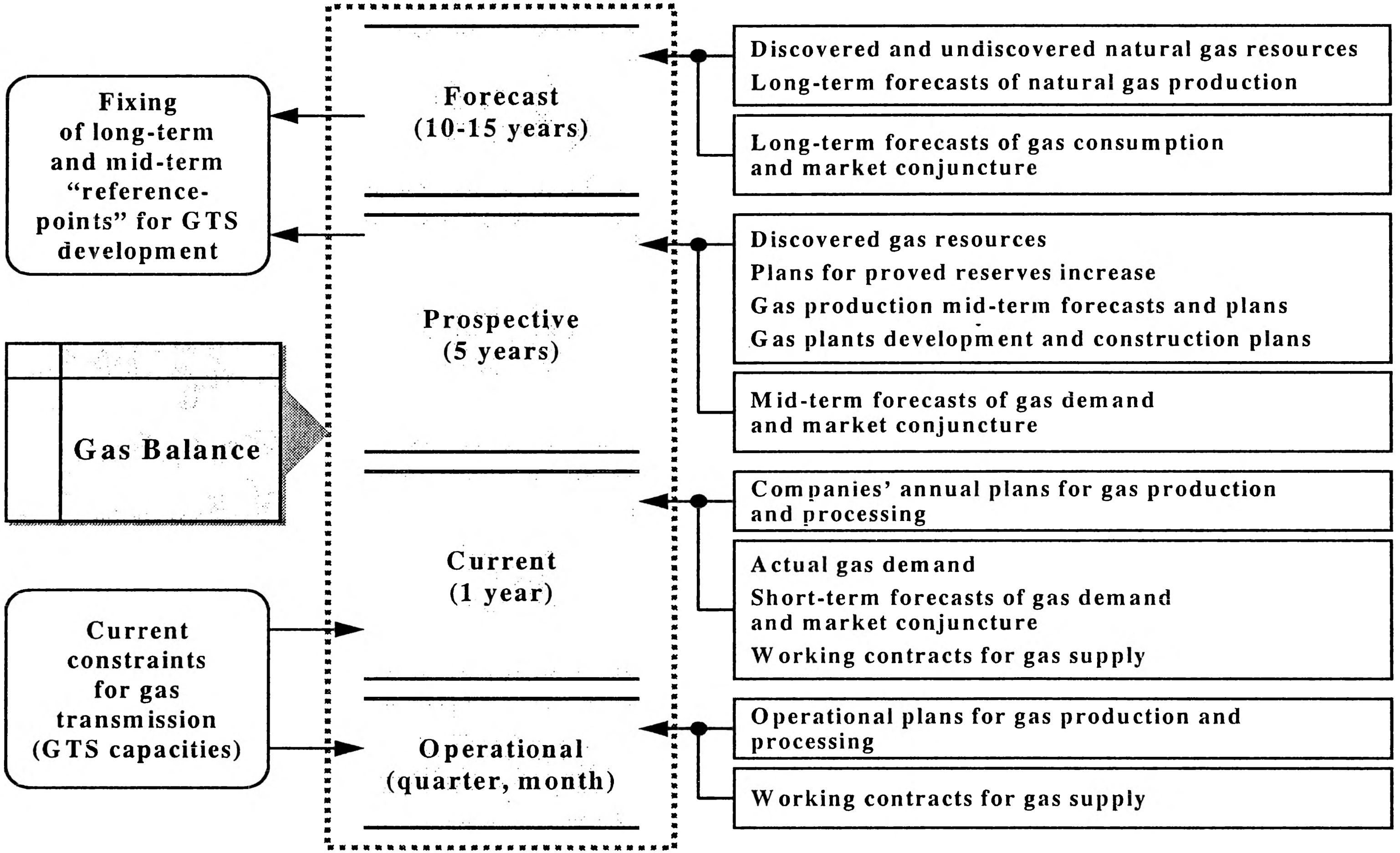


Fig. 2. The system of gas balances and parameters of their formation

2.4. Recommendations for organization of transmitted gas balancing under changing conditions of the gas balances forming and execution

The need in normative parameters of balancing is determined by limited transmission capacity of the GTS which does not allow taking for pumping all the gas which can be produced in the territory of the Russian Federation. Hence, normative parameters play the leading role in the formation of the current balances (Fig. 3).

When developing the normative parameters of gas balancing in the GTS, the following principles should be observed:

- the primary link in this system is the balance of gas production and consumption constructed in view of expected consumption and opportunities for production, but not the balance between the GTS transmission capacity and the gas feed as such;
- the balance of transmission capacity is based upon the amounts of the gas authorized by the general balance of production and consumption of gas intended for delivery to the GTS;
- priorities for sources of gas intended for delivery to the GTS are established by the balance of gas production and consumption;
- the balance of gas determines the reserves of transmission capacity of the GTS intended for gas deliveries on the commercial basis;
- within the framework of the general planned volume of supplies minus reserves and in view of the prescribed priorities, the limits of gas deliveries to the GTS for each producer are determined.

Price and tariff parameters of balancing play a secondary role. This is caused by a number of specific circumstances including: lack of gas-transporting infrastructure capacity, which is exclusively owned by Gazprom; integration of the GTS ownership, the production and trading functions within the framework of one company (Gazprom). The function of tariff and price parameters of balancing is basically reduced to stimulating of the GTS users to exact observance of quotas on pumping, determined within the framework of gas balance (i.e. normative parameters of balancing).

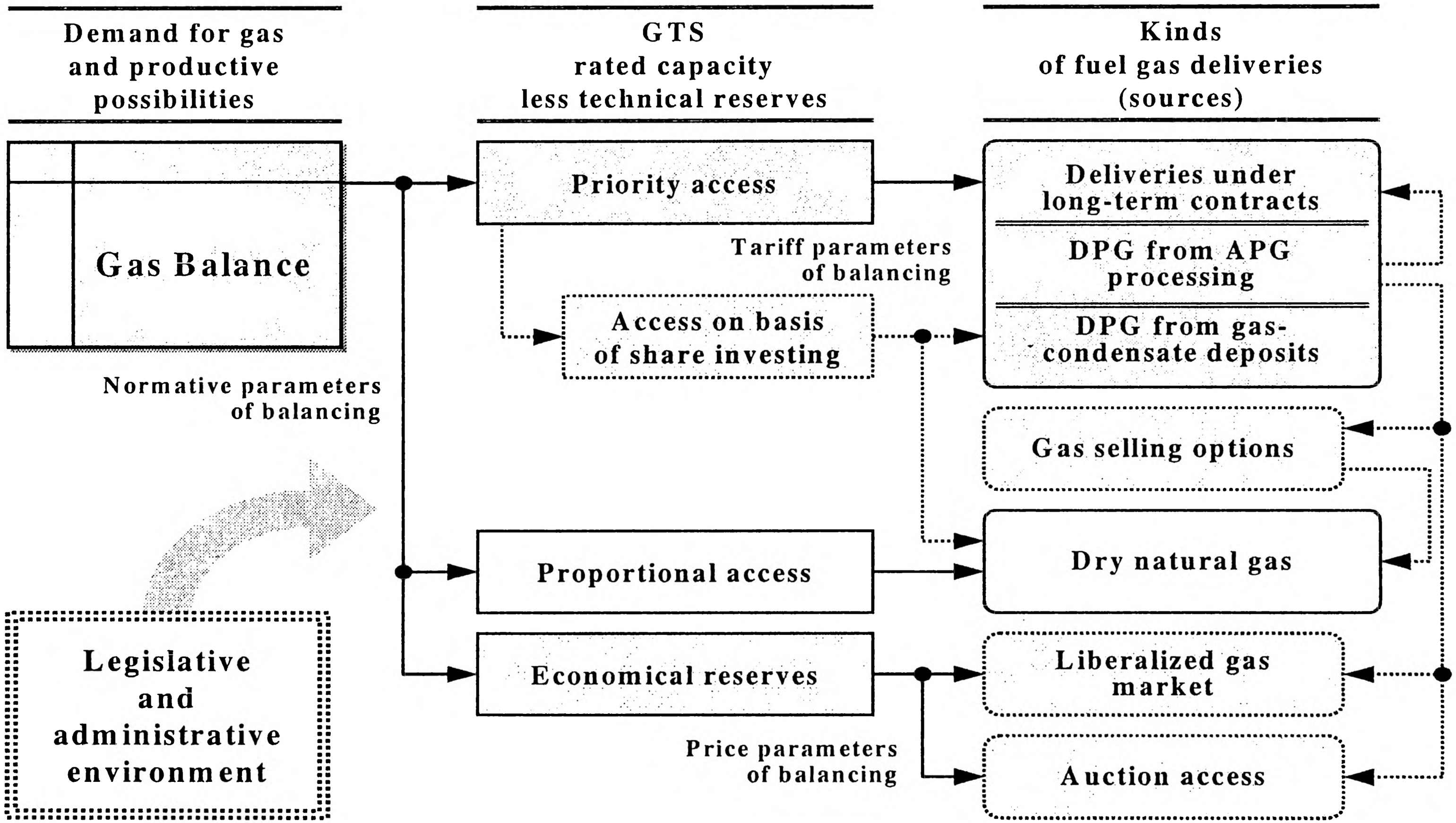


Fig. 3. Normative, price and tariff parameters of balancing under conditions of gas balance application

The basic form of organization of access to the GTS is the **access** adjustable by the goverment on the basis of the normative parameters proceeding from the balance of gas. All other forms – auction, investment, optional accesses – have a subordinate value and can be applied only to a rather small part of transmission capacity of the GTS. Their wider application is practically impossible because of the pronounced risk that the owner company will use the GTS for getting unfair competitive advantage against other gas producers forming selective priorities at its own discretion.

2.5. Problems of access to the GTS related to the influence of the seasonal irregularity factor

The factor of seasonal irregularity of demand for fuel gas renders a serious influence on all sides of functioning of the gas industry in Russia. It is related, first of all, to the sharp deficiency of capacity of underground storages of gas which are used for reaction to fluctuations of demand. Deficiency of the GTS capacities also plays its role, which becomes most clearly apparent during the periods of the seasonal increase in the demand for gas.

Comparison of the data on production of oil and APG provides estimates of gas losses related to seasonal irregularity of production. If we extrapolate the APG production schedule proceeding from the maximal "gas / oil" ratio (typical for February and December) and compare it with the actual one, we shall find out that the size of APG losses caused by seasonal fluctuations makes approximately 4.6 bln m^3 in the conditions of 2005. By available estimates, cumulative losses of APG are about 12–15 bln m^3. Thus, about 1/3 or more of the losses are caused by seasonal irregularity of production. The average annual level of APG recovery is about 80%, but during the summer reduction of production volumes it is reduced down to 67%.

The obtained estimates testify to the acuteness and urgency of the problem of seasonal irregularity of APG production (recovery). Reasoning theoretically, approaches to its solution can be developed using the experience of gas production regulation in the Netherlands. Thus, Cenomanian deposits of large fields, for example, Urengoiskoye or

Yamburgskoye, should be considered as regulating sources. However, this approach in practice encounters two almost insuperable (for today) obstacles:

- the lack of USF capacity causes significant fluctuations of monthly production rate of gas (the "maximum/minimum" ratio of probable candidates for regulating sources exceeds 1.3);
- the fact that gas production regulation functions are actually in the hands of Gazprom, which may be hardly interested in additional reduction of its own production, creates an institutional obstacle.

Therefore raising the issue on purposeful regulation of gas production at the expense of the Cenomanian deposits of large fields seems not quite realistic now. The necessary preconditions for creation of such pattern of production regulation are (1) significant expansion of USF capacities and (2) radical change of the entire management system of the gas sector of the economy.

2.6. Main implementation risks of measurements for ensuring priority access to GTS for DPG producers

The issues of access to the gas-transportation infrastructure are at the crossroads of a whole complex of problems of the Russian oil-and-gas industry. This conclusion follows immediately if one attempts to understand and compare interests and benefits, possible risk factors and restrictions of the main stakeholders (the Federal authorities, Gazprom, oil companies, regions producing raw materials) in realization of measures on maintenance of priority access of DPG producers to the GTS. Solution of such an apparently narrow task as maintenance of the preferential right of DPG suppliers in using the GTS services pulls a whole train of questions behind itself. It begins with necessity of introduction of rules and standards during the development of fields and finishes with the questions of gas balances formation in view of peculiarities of APG production without solution of which decision it is impossible even to approach the considered task.

It is the comprehensive nature of the considered issue that is the most essential risk of implementation of the proposed measures to maintain non-discriminatory access of DPG producers to the GTS. This problem cannot be solved by acceptance of simple superficial

measures, it should be accurately unraveled as a tangle in which various, frequently diversely directed interests and positions of the main stakeholders are closely bound.

On the one hand, from the long-term point of view, nondiscriminatory access to the GTS is a key element of a regulating system capable to attract investments to projects of gas production and in that way to promote effective functioning of the industry. Hence, a solution to this issues must be among primary priorities of the state. On the other hand, potentially effective plans can take on a real shape only subject to the solution of the following problems.

Firstly, there is a problem of precise demarcation of powers among various departments responsible for regulation of the oil-and-gas sector, especially taking into account certain institutional competition between them. In addition, no integrated (consensus) understanding of the problem of effective access of gas producers to the transport infrastructure (with all its interrelations mentioned above) has been developed yet in the Russian corridors of power.

Secondly, proposals on maintenance of priority access of DPG producers to the GTS should make gas projects more attractive for independent suppliers but they should not conflict with commercial and strategic interests and priorities of Gazprom. And this, perhaps, is the most significant factor now if we take into account the role and weight of Gazprom, and also the strength of its administrative resources.

2.7. Substantiation of approaches to implementation of proposals on maintenance of priority access to GTS for DPG producers

A number of public authorities (Fig. 4) are to some extent involved in the solution of the issues of access to the GTS (including, priority access for DPG producers). In addition, to date all of them, with rare exception, have necessary powers for realization of the priority access pattern on the basis of gas balance.

In the general list of powers of public authorities, only powers on the issues of development of predictive and perspective balances of gas are not described in an explicit form. These issues should be included in the list of powers of the RF Industry and Energy Ministry

(in addition to the item on adoption of annual and quarter balances). As to the solution of the issues related to development of the GTS, they are a part of the state energy policy and the structural policy in the sphere of the fuel and energy complex (including reforming of natural monopolies, rational use and conservation of energy resources) implementation of which is directly ascribed to the competence of the RF Industry and Energy Ministry. The Russian Federation authorities have sufficient nominal powers for regulation of activity of natural monopolies in the sphere of subsoil use, too, which allows constructing an integrated system of regulatory legal acts and technical regulations on APG recovery (including the issues of priority access to the GTS).

The real problem, in our opinion, is the fact that the state lacks the required political will for reforming the situation in the gas sector and for real implementation of regulating functions. At present, these functions are very largely transferred to Gazprom which carries them out in a rather original way. For example, it "adjusts" production of independent organizations by restricting their access to the GTS. Certainly, there are also objective obstacles to deliver all the gas that can be produced to the GTS. We are speaking of the GTS capacity shortage, but this obstacle can be removed only by the development and expansion of the system.

Realization of the system of regulation of APG production and use on the basis of gas balances means strengthening of the regulating role of the state in the oil-and-gas sector. However, the idea is not to bring back the Soviet directive principles of management. It means that the state itself should execute those obligatory regulating functions that now are de facto transferred to Gazprom or are not executed at all. First of all, it concerns development of gas balance, regulation of production volumes and the issues of access to the transportation infrastructure. Expansion of the structure and complication of the regulating functions of the state should happen naturally, as now there are extensive gaps in the system of the state regulation of field development, production and APG recovery.

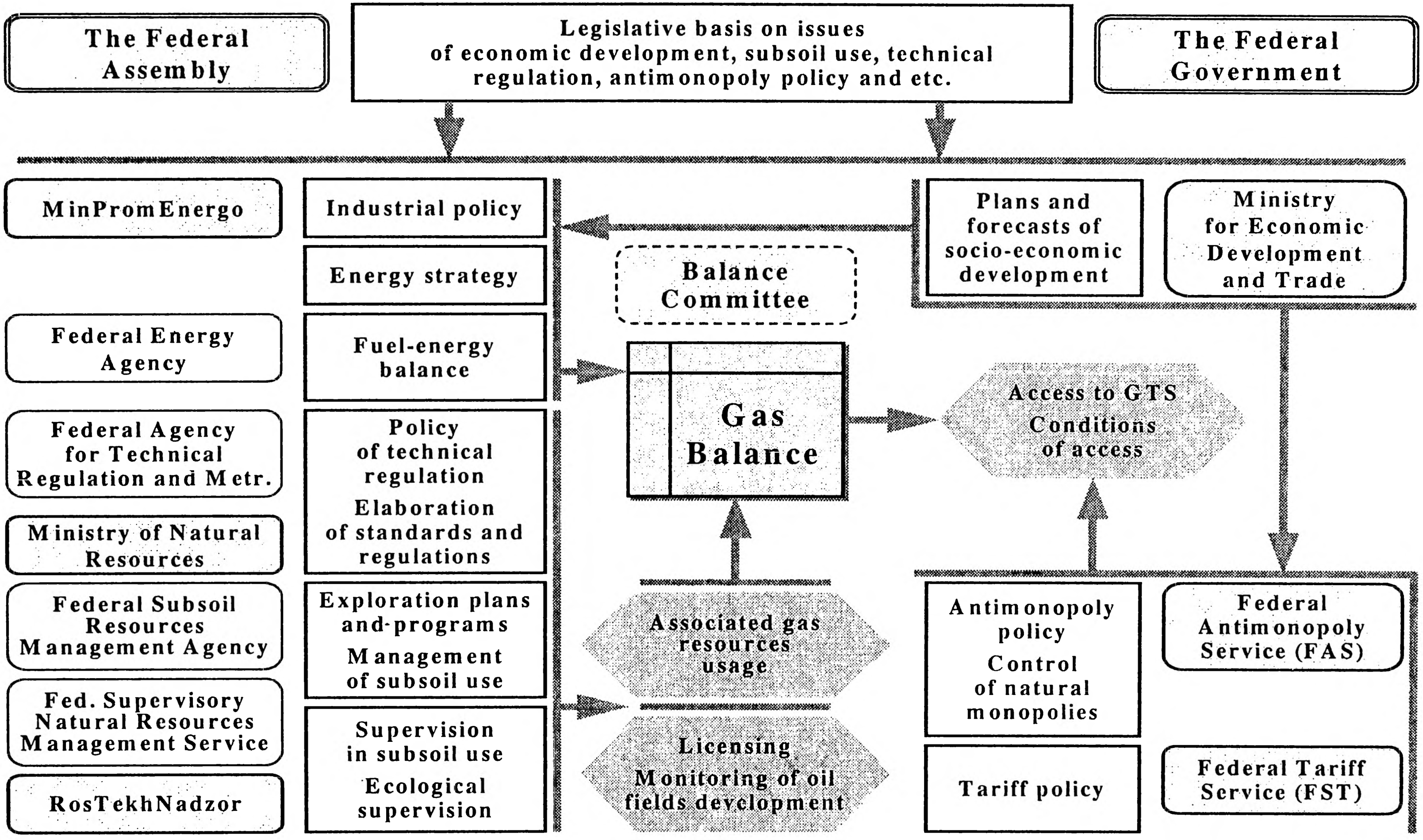


Fig. 4. General regulatory, legal, and administrative pattern of gas balance application and solution of issues of access to the GTS

Taking into account the complex nature of the problem in question, an open-end system (pattern) of implementation of the proposed approach is required to provide the priority access to the GTS for APG (DPG) producers. Creation of technical regulations for field development, APG recovery and resources accounting (including monitoring issues) should become the benchmark in the pattern of implementation and it should be finalized with contracts on gas delivery to the GTS and technical procedures of balancing within the apportioned quotas.

For this purpose, two important requirements should be fulfilled:

1) conformity is required within the system at the legal, administrative and operational levels;

2) it is required that the system should be non-contradictory; logical correspondence is required in the forward and reverse direction, i.e. the adjustment of initial decisions on the basis of what turns out at the "finish" (Fig. 5).

Implementation of our proposals means introduction of major changes in the policy of the state regulation of the processes of APG production and recovery. As the present nominal powers of the state authorities involved in the problem are ample enough, it should be stressed here that these changes must be real, not formal. The new principles of the state regulation, including the norms providing priority of access to the GTS for DPG producers, should be defined concretely and included into the regulatory legal acts on the issues of subsoil use, regulation of the oil-and-gas sector, gas supply, nature conservation and antimonopoly activities.

The above-mentioned regulatory legal acts are presented in the sequence of adoption (corrective actions) which is necessary for maintenance of integrity of the proposed system of decisions. In chronological conformity with adoption of various regulatory legal acts, the work of the executive government bodies involved in regulation of APG (DPG) production and use should be reorganized.

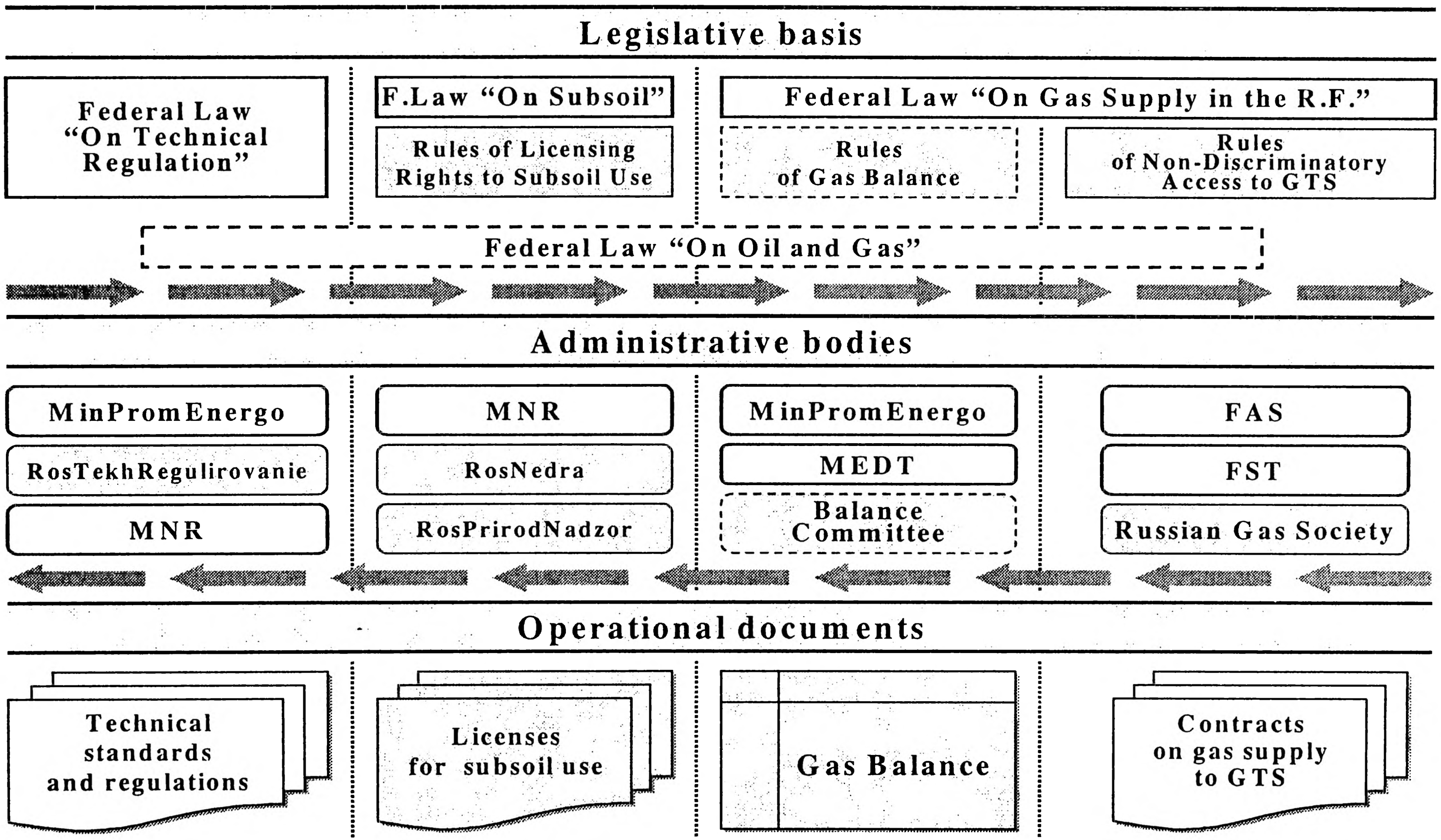


Fig. 5. General regulatory legal and administrative pattern of gas balance application and solution of the issues of access to the GTS

	Statutory act	Purpose
1.	Technical regulations (national standard), having the force of a Federal law, determining the process of oil-and-gas field development	Determination and selection of technologically possible and economically feasible directions of APG recovery
2.	Technical regulations (national standard), determining the procedure of monitoring of the process of hydrocarbon field development	Expert examination of design choices of field development taking into account peculiarities of APG production and recovery The rules of metering, measurement and control of APG resources use in the process of field development
3.	Federal Law "On Subsoil", Regulations on licensing	Detailed elaboration of terms of license agreements with regard to use and recovery of APG Contents of the license, addition of the procedure of substantiation of decision on APG recovery, as well as guarantees of APG producer's access to the GTS
4.	Federal Law "On Oil and Gas" (or RF Government's resolution)	Status, place and role of gas balance in regulation of the processes of APG use, procedure of development and approval of gas balance (Regulation of gas balance) Determination of functions and powers of the body directly responsible for gas balance development ("Balance committee") Provision of nondiscriminatory access of subsoil users to the infrastructure for APG recovery Legal safeguards of priority access of DPG producers to the GTS
5.	Procedure of nondiscriminatory access to the GTS	Procedures of realization of the principle of priority access for DPG producers to the GTS

Under the aegis of the RF Ministry of Industry and Energy, a special agency should be founded (independent of Gazprom and any other company of the oil-and-gas sector) directly responsible for development of gas balance – the Balance committee. The committee should include representatives of the state (Ministry of Industry and Energy, MEDT, MNR, Federal Antimonopoly Service and Federal Tariff Service) and the oil-and-gas business (companies, RGS), as well as independent experts and specialists in technology and economics.

After coordination in the listed above ministries and departments, the developed predictive, perspective and current gas balances should be approved by the RF government regulations with periodicity:

- predictive (long-term) – once every 5 years;
- perspective (intermediate term) – once every 2–3 years;
- current (short-term) – annually.

Operating gas balances worked out on the basis of parameters of annual balances should be approved by the RF Government decrees.

2.8. First steps or the "minimum programme"

Realization of the proposed measures requires not only serious effort and time, but can face non-admission of both Gazprom and other figurants. For this reason it is necessary to define some very first steps of realization of the proposals, which can be interpreted as the "minimum programme", i.e. a set of actions and the measures allowing advancement towards the solution of the problem of DPG (APG) producers access of the gas-transportation infrastructure.

In the sphere of the state regulation of gas industry

1. Transition from the "free capacities - based" access to equal access, at least in relation to newly commissioned fields of Gazprom and independent gas producers.
2. Restriction of the list of legal grounds for refusal (on the part of the GTS owner) in access to the GTS services.
3. Introduction of sanctions for procrastinating of processing of applications for getting of the GTS services.

4. Transfer of functions of issuing of specifications on hookup of new fields to the GTS from Gazprom to the state authorities.

5. Statutory recognition of responsibility of the USGS owner for duly hookup of new fields to the USGS (which is not available now).

6. Determination of a precise legal status of balances of gas production and consumption in the Russian Federation, the procedure of their forming and use.

7. Transfer of the functions of balances development and the GTS use issues regulation to the state bodies (the RF Industry and Energy Ministry).

8. Development of the procedure of preparation and the order of use of options for sale of gas by gas producers to the GTS owner.

In terms of disclosing the information

1. Regular disclosing of the data on the structure of the GTS capacity utilization, confirmed with real contracts.

2. Conducting of a public audit of the real throughput capacity of the GTS by self-regulating organizations of the gas market.

3. Transfer of functions on consideration of the disputes related to access to the GTS to self-regulating organizations of the gas market.

In the issues of development and expansion of the USGS capacities

1. Under the direct control of the state, development of a set of top-priority measures on expansion of the USGS capacities: throughput capacity of the GTS and, first of all, the USF capacities.

2. Development of the principles of joint construction of the USGS facilities, providing undoubted rights to the use of improvements in the system made at the expense of independent gas producers, in exchange for investments of independent companies in the USGS development.

3. Ratification of the priority of access to the GTS in the form of long-term contracts on the GTS services use ("protected investment obligations").

3. URGENT NEED FOR COMPREHENSIVE GOVERNMENT PROGRAMS OF APG UTILIZATION AND PROCESSING

Today, tackling the APG utilization issue is greatly complicated with the fact that any acceptable solution to this problem requires carrying out of a number of new investment projects:

- building new gas-processing plants;
- constructing new on-field systems of APG collection and processing;
- expansion of existing natural gas underground storage facilities and building new ones (taking into account the seasonality of gas consumption);
- building oil cargo piers;
- constructing WFLH transportation systems;
- building gas-utilizing chemical plants.

It is the need in investments that determines most peculiarities of the approaches to tackle the problem. The approaches must include incentives for possible investors in APG utilization and processing; although coercive measures like tough fines for flaring or other sanctions are also needed. **The main idea of the approach to the APG utilization problem is that carrying out of the APG utilization projects must be economically attractive for the firms involved in APG utilization, transportation, and processing.** Only when this investment requirement is met, one may talk about coercive administrative measures towards those companies who neglect the open investment opportunities.

Currently, oil companies are involved in a number of projects and programs directed to better utilization of APG. There still exists a problem of these programs' co-ordination in time and space, with the aim to promote most qualified use of APG resources and gas processing products.

Today, a major way to tackle the APG utilization problem is related to the comprehensive approach of the APG use directed to the development of the raw-material component of the gas-chemical industry. Today, the shortage of processing capacities is so pronounced that even the nearby location of oilfields to gas-processing plants does

not guarantee the full processing of APG. The comprehensive approach implies the construction of infrastructure objects, in addition to processing facilities.

The advantages of the gas chemistry approach are the following:

- sizeable volumes of APG put into use;
- qualified use of APG resources;
- production of output with high value added;
- relatively low technological risk.

Measures to develop APG processing must be comprehensive. It is appropriate to design and fulfill **comprehensive programs of utilization, processing, and use of APG resources**. These programs should include several projects:

- building APG pipelines tied to certain processing plants with the aim to lower costs of oil companies and to form a more efficient system of APG collection by the means of better co-ordination of subsoil users' actions. Construction of a gas-collecting infrastructure connecting an oilfield and the pipeline remains the responsibility of the oil company that develops the oilfield;
- constructing gas-processing plants;
- building infrastructures for the transportation of the gas-processing plants output including pipelines for dry processed gas and oil cargo piers;
- constructing gas chemical plants.

Calculations based on specially developed methodology demonstrate that from the viewpoint of potential investors:

- construction of a gas-processing plant can be a rather efficient project, with a high profit-to-investment ratio and appropriate payback period;
- the project attractiveness goes down sufficiently if one has to include an infrastructure object (such as an APG pipeline) in the project calculation;
- the project economic indicators become completely unacceptable if one has to include all required infrastructure objects in the project calculation.

In addition to the infrastructure investment requirements, the scale of a project also sufficiently affects the economic attractiveness

of the program considered. One determinative factor is the extension of the pipeline system including the APG pipeline, and the DPG pipeline connecting the gas-processing plant with the Gazprom trunk line.

The important thing about the discussed comprehensive programs of utilization, processing, and use of APG resources is that they, taken as a whole, are socially efficient. Hence, one should find **ways to make them more attractive and economically efficient from the viewpoint of potential investors**.

These circumstances necessitate active government involvement in the process of APG utilization problem solution:

- creation of conditions favorable for investments in APG utilization projects including tax incentives, loan guarantees, partial coverage of loan interest payments;
- providing a priority access for DPG to the Gazprom pipelines, and for the electricity produced by the utilization of APG and DPG, to the energy transportation infrastructure;
- partial financing of infrastructure projects via the Russian Federation Investment Fund, Federal Special Purpose Programs, etc.

Generally speaking, the solution to the problems connected with utilization, processing, and use of APG is seen in the direction of strengthening the role of the government as a regulator and an investor. Government regulatory role should be strengthened in two directions: the provision for DPG of a priority access to the Gazprom trunk line, and creation of incentives for companies to the most qualified use of the APG resources, preferably, in petrochemical industry. Stimuli must include the following:

- tax incentives for complex investment programs in the areas of APG collection and transportation, gas-processing plants building, construction of transport capacities for gas-processing products including WFLH pipelines, DPG pipelines, and oil cargo piers;
- partial coverage of interest payments for loans raised for such projects;
- support of small- and medium-scale service companies specialized in the field of APG utilization;
- provision of most-favored treatment for new projects by government bodies in charge of licensing and reconciliation procedures.

PRINCIPAL CONCLUSIONS

Maintenance of priority access for DPG producers to the GTS should be considered as a part of a wider **problem of APG recovery**. By various estimates, 12 to 15 bln m^3 of the casing-head gas is burnt in flares annually, which raises economic and environmental concerns. The problem is of a comprehensive character; it contains a number of aspects of technological, economic and institutional-organizational nature.

The most important task in this matter is to develop technical regulations of field development, production and recovery of APG, estimation and measurement of gas resources at all stages of field development, state expert appraisal and monitoring of this process. On the basis of these regulations, the regime and volumes of APG recovery should be determined for every field (or a license area) according to its characteristics, and then fixed in the license granting the hydrocarbon production rights. In the license, the conditions required for performance of the stipulated program of APG recovery including the issues of access to the gas transportation infrastructure should be necessarily reflected.

The prescribed technological regimes of APG recovery should form the material basis for the representation of APG resources in the balances of gas production and consumption. The system of the balances should have a nested structure including long-term, intermediate term and short-term figures. One of the main tasks of development of **predictive balances** of gas is determination of directions and scales of development of the gas transportation infrastructure including gas pipeline systems and USF's with the purpose to eliminate existing capacity shortages and prevent such shortages in the future. A special importance of this task is caused by the fact that it is deficiency of capacities of the gas-transportation infrastructures that creates now the basis for all kinds of restrictions for gas producers on using the GTS services. This is not just a local problem of a particular supplier of gas, but a systematic problem considerably reducing the efficiency of functioning of the whole gas supply industry. Unlike predictive ones, the **intermediate term balances** should provide guiding lines for individual plans of gas supply facilities' development, for the projects of de-

velopment and reconstruction of the GTS, and for the organization of competitions and auctions for the rights to subsoil use.

The main task **of the short-term gas balances** is balancing of demand and supply taking into account existing restrictions on gas production and the GTS capacities. Selection of priorities for inclusion of particular sources of gas in the balance, and hence, providing the access to the GTS, are the most important issues to consider during the development of short-term balances. The priorities should take into account technical and economic peculiarities of various sources of gas and, in particular, the opportunities for regulation of production volumes. Other things being equal, non-adjustable and poorly adjustable sources should have a higher priority in comparison with other sources of gas. In our opinion, the **gas sources** should be **ranked** for the purpose of priority assignment as follows:

1) gas delivered under long-term contracts (more than 1 year) to foreign and domestic consumers irrespectively of the source;
2) dry processed gas from oil fields;
3) other sources of gas.

In view of the above formulated priorities and existing restrictions on gas transportation, **quotas of gas deliveries** from each source with breakdown by production companies (gas producers) should be determined. Thereby the basis is created for formation of a set of contracts on using the GTS services between production companies and the GTS owner.

The quota regime for the access to the GTS forms **a normative part of the process of balancing** that plays the leading role in the conditions of the capacity shortage. The existence of this shortage predetermines the necessity of the quota regime as a unique way of tackling the problem of access to the GTS when the gas market is undeveloped and services for its transportation are monopolized. **Tariff methods of regulation (balancing)** play an auxiliary role; they should be considered as a tool stimulating the GTS users to meet the allocated gas transportation quotas exactly.

Under current conditions, **economic (price) methods of balancing** (auction, joint investment, optional access) are also only of a subordinated value. They can be considered as an addition to the primary normative approach as they do not fully guarantee the observance of

the principle of non-discriminatory access to the GTS, saying less of the priority access regime. Later, when the gas market develops, the capacity shortages are eliminated, and the whole system of mutual relations within the gas supply industry is reformed, the importance of tariff and price methods of balancing will grow. Also, foreign experience of regulation of the gas supply industry and the access to the GTS based on the market principles will then become more relevant for Russia.

Regarding the **legislative framework** of the issues discussed, the following seems essential:

- development and adoption of **technical regulations** controlling technological and economic aspects of the process of APG production and recovery;
- introduction of amendments into the **Subsoil Law** determining the procedures of putting the conditions for APG recovery in license agreements on the rights to subsoil use;
- development and adoption of the **Law on oil and gas** determining the status, place and role of the gas balance in regulation of the processes of APG use, the procedure of development and approval of the gas balance, as well as giving legislative guarantees for non-discriminatory access to the GTS for all gas producers (including the issues of priority for particular sources of gas);
- development and adoption of the **Procedure of non-discriminatory access to the GTS** determining the procedures of realization of the principle of priority access for DPG producers to the GTS.

Taking into account the complex nature of the proposed system of measures and high probability of resistance from the Gazprom side and (possibly) from administrative bodies, it is necessary to outline several **very first steps** to be made:

- transfer of the function on development of gas balances (even in the form they are being developed now) and regulation of the issues of the GTS use to the state bodies (the RF Industry and Energy Ministry);
- transition from the GTS access based on "free capacities" to the equal access, at least in relation to newly commissioned fields for all gas producers;

- introduction of some antimonopoly restrictions at the operational level (limiting the number of possible reasons to refuse the access to the GTS, mandatory consideration of applications for services, specifications on new fields hookup, etc.);
- development of the technique of preparation and the procedures of use of the options mechanism of gas sales by producers to the GTS owner;
- increase of the degree of informational openness on the issues of the GTS use (regular disclosure of the data on the structure of the GTS capacity utilization, public audit of the real throughput capacity of the GTS, transfer of function of disputes resolution related to access to the GTS to self-regulating organizations of the gas industry);
- development (under direct control of the state) of a set of top-priority measures on expansion of the USGS capacities, including share holding by the users and appropriate maintenance of priorities of access to the GTS (in the form of "protected investment obligations").

The proposed steps can be considered as the **"minimum programme"** that allows for some advancement towards the solution of the problem of DPG (APG) producers' access to the gas-transportation infrastructure.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 5

Глава 1. Современное положение с утилизацией нефтяного (попутного) газа в России и подходы к решению проблемы 13

1.1. Утилизация нефтяного газа: проблемы и возможности решения 13

1.1.1. Общий взгляд на проблему 13

1.1.2. Положение с утилизацией нефтяного газа в России 17

1.1.3. Проблемы измерения ресурсов нефтяного газа 22

1.1.4. Причины сжигания нефтяного газа в России 25

1.1.5. Ограничения пропускной способности газотранспортной системы 32

1.1.6. Потери и угрозы для государства в связи со сжиганием нефтяного газа 34

1.2. Анализ позиций основных заинтересованных сторон по вопросам утилизации нефтяного газа 38

1.2.1. Интересы и позиция государства 38

1.2.2. Позиция нефтяных компаний 41

1.2.3. Приоритеты и интересы «Газпрома» 43

1.2.4. Позиция компании «СИБУР» 47

1.3. Подходы к решению проблем утилизации нефтяного газа 49

1.3.1. Стимулирование и принуждение к утилизации нефтяного газа 49

1.3.2. Стимулирование и ограничение товарной добычи нефтяного газа 51

1.3.3. Выбор вариантов утилизации нефтяного газа 53

1.3.4. Мониторинг утилизации нефтяного газа в ходе разработки месторождений 57

1.4. Подходы к обеспечению недискриминационного доступа сухого отбензиненного газа в систему магистральных газопроводов 60

1.4.1. Принцип приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе 60

1.4.2. Принцип гарантированной реализации сухого отбензиненного газа 64
1.4.3. Доступ пропорционально объемам производимого газа 65
1.4.4. Инвестиционный доступ 67
1.4.5. Доступ на тендерной основе 68
1.4.6. Энергетическая стратегия: роль независимых производителей газа 70
Выводы к главе 1 72
Глава 2. Проблемы государственного регулирования процессов утилизации и использования нефтяного (попутного) газа 75
2.1. Зарубежный опыт регулирования утилизации нефтяного газа и доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе 75
2.1.1. Великобритания 75
2.1.2. Нидерланды 80
2.1.3. Норвегия 82
2.1.4. Канада (провинция Альберта)..... 85
2.1.5. Казахстан 88
2.1.6. Особенности решения проблемы утилизации газа зарубежными странами 97
2.2. Роль проектов и программ утилизации нефтяного попутного газа 99
2.2.1. Программы утилизации нефтяного газа в процессе лицензирования прав на пользование недрами..... 99
2.2.2. Система мониторинга за выполнением лицензионных соглашений в части утилизации нефтяного газа 104
2.3. Позиции государственных органов власти по вопросам утилизации попутного газа 106
2.3.1. Характеристика позиций государственных органов власти и экспертных сообществ по проблемам, связанным с утилизацией попутного газа 106
2.3.2. Обобщающий анализ позиций по вопросу доступа к газотранспортной системе 112
2.4. Законодательные предложения по вопросам регулирования утилизации нефтяного газа 117
2.4.1. Особенности законопроекта «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа» 117

2.4.2. Проект нового закона РФ «О недрах» и утилизация нефтяного газа 119
2.4.3. Предложения по налогообложению нефтяного газа 121
2.4.4. Введение повышенных штрафных санкций за сжигание нефтяного газа 124
2.5. Рекомендации по формированию нормативно-правовой среды, связанной с доступом к газотранспортной системе. Регулирование добычи и утилизации нефтяного газа 126
Выводы к главе 2 132

Глава 3. Обеспечение недискриминационного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе на основе балансов производства и потребления газа 135
3.1. Сухой отбензиненный газ как разновидность топливного газа..... 136
3.1.1. Соответствие сухого отбензиненного газа от переработки нефтяного газа действующим стандартам 136
3.1.2. Реформа технического регулирования и стандартизация сухого отбензиненного газа 138
3.1.3. Приоритетный доступ к газотранспортной системе сухого отбензиненного газа 139
3.2. Баланс газа как инструмент регулирования утилизации нефтяного газа 141
3.2.1. Принципы формирования баланса газа с учетом особенностей НПГ (СОГ)..... 141
3.2.2. Роль сухого отбензиненного газа в формировании баланса газа 145
3.3. Рекомендации и предложения по порядку формирования и исполнения балансов газа 146
3.3.1. Основные принципы формирования балансов газа 146
3.3.2. Организационные аспекты процедур формирования балансов газа 150
3.3.3. Рекомендации по изменениям процессов прохождения и утверждения проектов утилизации нефтяного газа 152
3.4. Организация балансировки газа в газотранспортной системе в условиях изменения системы формирования и исполнения газовых балансов 155
3.4.1. Нормативные, ценовые и тарифные параметры балансировки 155

3.4.2. Оценка возможностей продажи сухого отбензиненного газа «Газпрому» на опционной основе 158
3.4.3. Проблемы доступа к газотранспортной системе, связанные с действием фактора сезонности 161
3.5. Подходы к реализации предложений по обеспечению приоритетного доступа сухого отбензиненного газа к газотранспортной системе 169
3.5.1. Выгоды, издержки и риски основных заинтересованных сторон 169
3.5.2. Административная среда в решении вопросов доступа к газотранспортной системе 175
3.5.3. Общая схема реализации предложений по обеспечению приоритетного доступа к газотранспортной системе 183
Выводы к главе 3 186

Глава 4. Привлечение инвестиций в комплексные программы утилизации и переработки нефтяного газа 188
4.1. Необходимость привлечения инвестиций в переработку нефтяного газа 189
4.1.1. «Узкие места» в производственной цепочке при переработке нефтяного газа 189
4.1.2. Факторы, сдерживающие инвестиции в переработку нефтяного газа 196
4.2. Экономические условия для реализации проектов по утилизации и переработке ресурсов попутного газа 198
4.2.1. Цены на нефтяной газ 198
4.2.2. Ценообразование на сжиженный газ 200
4.2.3. Транспортировка и реализация сухого газа 204
4.2.4. Транспортировка жидких продуктов переработки нефтяного газа 207
4.3. Выбор направлений утилизации и переработки нефтяного газа 209
4.3.1. Необходимость инвестиций в переработку нефтяного газа 209
4.3.2. Выработка электроэнергии из нефтяного газа на месторождениях 212
4.3.3. Возможности переработки нефтяного газа в жидкие продукты 214
4.3.4. Сильные и слабые стороны направлений утилизации нефтяного газа 221

4.4. Подходы к финансированию и реализации проектов по снижению сжигания нефтяного газа. Необходимость участия государства 226
4.4.1. Потенциальные источники привлечения инвестиций для реализации проектов по утилизации и переработке НПГ 226
4.4.2. Поддержка малого и среднего бизнеса в области утилизации нефтяного газа 229
4.4.3. Возможности использования механизмов Киотского протокола 236
4.4.4. Создание совместных предприятий нефтяных компаний и газопереработчиков 241
4.4.5. Возможности участия государства в финансировании проектов, связанных с утилизацией нефтяного газа 244
4.4.6. Сферы применимости схем реализации и финансирования проектов по утилизации нефтяного газа 254
4.5. Оценка условий для привлечения инвестиций в Программы утилизации и переработки нефтяного газа: результаты экспериментальных расчетов 256
4.5.1. Комплексные программы утилизации нефтяного газа: газохимическое направление 256
4.5.2. Общая оценка эффективности Программы 259
4.5.3. Участие государства в Программе в качестве регулятора 262
4.5.4. Участие государства в финансировании Программы 265
4.5.5. Комплекс мер по стимулированию инвестиций в Программы утилизации и переработки нефтяного газа 269
Выводы к главе 4 272

Заключение 275

Литература 286

Приложение. Principal conclusions and recommendations, practical steps and measures of implementation 292

CONTENTS

Introduction 5

Chapter 1. Current situation with associated petroleum gas utilization in Russia: an approach to a problem 13

1.1. APG utilization: problems and possibility of decision 13

1.1.1. General view on the problem 13

1.1.2. Situation with APG utilization in Russia 17

1.1.3. Problems of measurement of APG resources 22

1.1.4. Causes of APG flaring in Russia 25

1.1.5. Limitation of the GTS transmission capacity 32

1.1.6. Losses and threats of APG flaring for the state 34

1.2. Position of the main stakeholders 38

1.2.1. Interests and position of the government 38

1.2.2. Position of oil companies 41

1.2.3. Priorities and position of Gazprom 43

1.2.4. Position of SIBUR 47

1.3. Approaches to a problem of APG utilization 49

1.3.1. Stimulation and compulsion to APG utilization 49

1.3.2. Stimulation and control APG production 51

1.3.3. Choice of APG utilization pattern 53

1.3.4. Monitoring of conditions of APG recovery in process of field development 57

1.4. Approaches to a problem of maintenance of nondiscriminatory access DPG producers to the gas trunk pipelines 60

1.4.1. The principle of a priority access to GTS for DPG producers 60

1.4.2. The principle of guaranteed DPG selling 64

1.4.3. Proportional access 65

1.4.4. Investment access 67

1.4.5. Auction access 68

1.4.6. Energy strategy: role of independent gas producers 70

Key conclusions 72

Chapter 2. Problems of government regulation of APG utilization 75
2.1. Foreign experience in regulation of APG utilization 75
2.1.1. United Kingdom 75
2.1.2. The Netherlands 80
2.1.3. Norway 82
2.1.4. Canada (Alberta) 85
2.1.5. Kazakhstan 88
2.1.6. Features of foreign experience 97
2.2. Role of associated gas utilization projects and programs 99
2.2.1. Programs of APG recovery as a part of the license agreement on the right of use of subsoil 99
2.2.2. System of control and monitoring of fulfillment of conditions of APG recovery in license agreements 104
2.3. APG utilization: position of the authority 106
2.3.1. Description of the authority and expert community positions 106
2.3.2. Summary review 112
2.4. Legislative initiative in the issues of APG utilization 117
2.4.1. Features of the draft federal law "On Regulation of Associated Petroleum Gas Utilization" 117
2.4.2. The draft new law "On subsurface resources" and APG utilization 119
2.4.3. Taxation of APG 121
2.4.4. Imposition tough penalty sanctions for APG flaring ... 124
2.5. Recommendations for organization of regulatory legal procedures of realization access to the GTS. APG recovery regulation 126
Key conclusions..... 132

Chapter 3. Maintenance of nondiscriminatory access to the GTS for DPG producers on the basis of gas production and consumption balances 135
3.1. DPG as a variety of fuel gas 136
3.1.1. Conformity of DPG from petroleum gas processing to working standards 136
3.1.2. Technical regulation reform and standardization of DPG 138
3.1.3. Can the principle of priority access to GTS apply to all types of DPG? 139

3.2. Gas balance as the tool of APG recovery regulation 141
3.2.1. Role of DPG in the gas balance formation 141
3.2.2. Principles of forming the gas balance taking into account APG (DPG) peculiarities 145
3.3. Recommendations and proposals for the order of formation and execution of gas balances 146
3.3.1. The main principles of forming the gas balance 146
3.3.2. Procedural aspects of the gas balance formation 150
3.3.3. Recommendations for changes in procedures of approvement associated gas utilization projects 152
3.4. Recommendations for organization of transmitted gas balancing under conditions of change of gas balances forming and execution 155
3.4.1. Normative, price and tariff parameters of balancing ... 155
3.4.2. Assessment of ability to use options for sale DPG to Gazprom 158
3.4.3. Problems of access to the GTS related to the influence of the seasonal irregularity factor 161
3.5. Substantiation of approaches to implementation of proposals on maintenance of priority access to GTS for DPG producers 169
3.5.1. Benefits, restrictions and risk factors of the main stakeholders in realization of measures on maintenance of priority access of DPG producers to the GTS 169
3.5.2. Administrative environment in the range of issues of access to the GTS 175
3.5.3. General pattern of implementation of the proposed approach 183
Key conclusions 186

Chapter 4. Problems of attraction of investments to the comprehensive programs of APG recovery and processing 188
4.1. Necessity of attraction of investments to APG processing 189
4.1.1. «Bottlenecks» in production chain of APG processing 189
4.1.2. Deterrents of investments to APG processing 196
4.2. Economic conditions for implementation of APG utilization and processing projects 198
4.2.1. APG prices 198
4.2.2. Pricing of liquefied petroleum gas 200

4.2.3. Transportation and marketing of dry gas 204
4.2.4. Transportation of liquid hydrocarbons from APG processing 207
4.3. Selection the directions of APG utilization and processing 209
4.3.1. Necessity of investments to APG processing 209
4.3.2. Energy generation from APG on the field 212
4.3.3. Opportunities of production of liquid fuel by APG processing 214
4.3.4. Strengths and weaknesses of different directions of APG utilization 221
4.4. Approaches to financing and implementation of gas flaring reduction projects. Necessity of government participation 226
4.4.1. Possible sources of finance for APG recovery and processing projects 226
4.4.2. Support for a small-scale and medium-sized business in APG utilization 229
4.4.3. Capability of exploitation the conditions of Kyoto Protocol 236
4.4.4. Foundation of joint enterprises between oil companies and gas processing plants 241
4.4.5. Possibility of State participation in funding of the APG utilization projects 244
4.4.6. Schemes of implementation and financing of APG utilization projects 254
4.5. Estimation the terms of attraction of investments to the programs of APG utilization and processing 256
4.5.1. Comprehensive programs of APG processing: chemical direction 256
4.5.2. General efficiency rating of the program 259
4.5.3. State participation in programs as a regulator 262
4.5.4. Estimation alternatives of programs financing 265
4.5.5. Package of attraction of investments to the programs of APG utilization and processing 269
Key conclusions 272
Principal conclusions and recommendations 275
References 286
Attachment. Principal conclusions and recommendations, practical steps and measures of implementation 292

Тематический план изданий СО РАН, 2009

Научное издание

КАК ПОТУШИТЬ ФАКЕЛЫ НА РОССИЙСКИХ НЕФТЕПРОМЫСЛАХ: ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА)

Художник обложки *В.В. Шмат*

Техническое редактирование
и компьютерная вёрстка *Р.А. Земцова, А.П. Угрюмов*

ИД № 03575 от 19.12.2000 г. Подписано в печать 12 ноября 2008 г.

Формат бумаги 60× $84^{1}/_{16}$. Гарнитура «Таймс». Объем 21,25 п.л.

Уч.-изд. л. 21,25. Тираж 300 экз. Заказ № 117.

Издательство ИЭОПП СО РАН.
Участок оперативной полиграфии Института экономики
и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН.
630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 17.