

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РАН

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

**Управление процессом формирования
ценности потока углеводородов
(на примере перспектив использования
газовых ресурсов Восточной Сибири)**

Ответственный редактор
академик РАН Кулешов В.В.

Новосибирск – 2011

УДК 338.9
ББК 65.9 (2Р)-2
К 856

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В.
Управление процессом формирования ценности потока углеводородов (на примере перспектив использования газовых ресурсов Восточной Сибири). – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2011. – 270 с.

В монографии анализируются проблемы и особенности формирования условий для комплексного использования и глубокой переработки газовых ресурсов Восточной Сибири. Рассмотрены предпосылки и возможности добычи и транспортировки углеводородного сырья в Восточной Сибири. Проведен анализ спроса и предложения на рынках газохимической продукции. Предпринята попытка разработки концептуальных предложений по развитию газоперерабатывающих и газохимических мощностей в Восточной Сибири.

Разработаны рекомендации по совершенствованию системы государственного регулирования, направленные на рациональное освоение и использование ресурсов газа Восточной Сибири. Обосновывается необходимость формирования целостной системы регулирования, обеспечивающей, с одной стороны, высокую эффективность добычи и утилизации газовых ресурсов, а с другой стороны, высокую эффективность конечного применения газа в виде разнообразной химической продукции и топлива. 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.

Рецензенты:

д.э.н. Герт А.А., д.т.н. Носков А.С., д.э.н. Суслов Н.И.

ISBN 978-5-89-665-223-6

©ИЭОПП СО РАН, 2011 г.
©Крюков В.А., 2011 г.
©Севастьянова А.Е., 2011 г.
©Силкин В.Ю., 2011 г.
©Токарев А.Н., 2011 г.
©Шмат В.В., 2011 г.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АТР	– Азиатско-Тихоокеанский регион
ВГП	– «Восточная газовая программа» / Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона
ВНД	– Внутренняя норма доходности
ВСЖД	– Восточно-Сибирская железная дорога
ВЧНГКМ	– Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение
ГК	– Газовый конденсат
ГКМ	– Газоконденсатное месторождение
ГПЗ	– Газоперерабатывающий завод
ГРР	– Геолого-разведочные работы
ГТС	– Газотранспортная система
ГТЭС	– Газотурбинная электростанция
ГХК	– Газохимический комплекс
ГЧП	– Государственно-частное партнерство
ДВП	– Древесно-волоконистая плита
ДКС	– дожимная компрессорная станция
ДСП	– Древесно-стружечная плита
ЕСГ	– Единая система газоснабжения
ЖКХ	– Жилищно-коммунальное хозяйство
КрсЖД	– Красноярская железная дорога
КС	– Компрессорная станция
КФК	– Карбамидо-формальдегидный концентрат
ЛПЭНП	– Линейный полиэтилен низкой плотности
ЛУ	– Лицензионный участок
ЛЧ	– Линейная часть (трубопроводов)
МДФ	– Древесноволокнистая плита средней плотности (англ.: Medium Density Fiberboard, MDF)
МПР	– Министерство природных ресурсов и экологии РФ
МСБ	– Минерально-сырьевая база
МТБЭ	– Метил-трет-бутиловый эфир
МТО / ОСТ	– Methanol-To-Olefines / Olefins Conversion Technology
МЭА	– Международное энергетическое агентство
НГ	– Нефтяной газ
НГК	– Нестабильный газовый конденсат
НГКМ	– Нефтегазоконденсатное месторождение
НГС	– Нефтегазовый сектор
НДПИ	– Налог на добычу полезных ископаемых
НПЗ	– Нефтеперерабатывающий завод
НХК	– Нефтехимический комплекс / комбинат

ПВА	– Поливинилацетат
ПВХ	– Поливинилхлорид
ПНГ	– Попутный нефтяной газ
ПХГ	– Подземное хранилище газа
ПЭВП	– Полиэтилен высокой плотности
ПЭНП	– Полиэтилен низкой плотности
ПЭТФ	– Полиэтилентерефталат
РГО	– Российское газовое общество
РСПП	– Российский союз промышленников и предпринимателей
РСХ	– Российский Союз химиков
СВА	– Северо-Восточная Азия
СГ	– Свободный (природный) газ
СГК	– Стабильный газовый конденсат
СЖТ	– Синтетическое жидкое топливо
СОГ	– Сухой отбензиненный газ (продукт ГПЗ)
СРП	– Соглашение о разделе продукции
СУГ	– Сжиженный углеводородный газ (продукт ГПЗ)
СФО	– Сибирский федеральный округ
ТКМ	– Терско-Камовское месторождение
ТНП	– Товары народного потребления
ТПП РФ	– Торгово-промышленная палата Российской Федерации
ТЭБ	– Топливо-энергетический баланс
ТЭК	– Топливо-энергетический комплекс
УВС	– Углеводородное сырье
ФАС	– Федеральная антимонопольная служба
ФСТ	– Федеральная служба по тарифам
ФЦП	– Федеральная целевая программа
ХМАО	– Ханты-Мансийский автономный округ
ЦБСД	– Центральная база статистических данных (Росстата)
ЦППГ	– Центр глубокой переработки газа
ЦКП	– Целевая комплексная программа
ЧДД	– Чистый накопленный дисконтированный доход
ЧНД	– Чистый накопленный доход
ШФЛУ	– Широкая фракция легких углеводородов
ЭТП	– Электронная торговая площадка
ЮТЗ	– Юрубчено-Тохомская зона
ЮТМ	– Юрубчено-Тохомское месторождение
ЯНАО	– Ямало-Ненецкий автономный округ
ЕВИТДА	– Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (прибыль до налогов, процентов и амортизации)
GTL	– Gas-To-Liquid (конверсия газа в жидкое топливо)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Управление потоками углеводородного сырья имеет многогранную цель, включая комплексное использование добываемых ресурсов нефти и газа, возрастание добавленной стоимости по цепочке переработки, повышение конкурентоспособности получаемой продукции.

Проблема комплексного использования добываемых минерально-сырьевых ресурсов в целом и углеводородов, в частности, как таковая не является новой. Ее каждодневная новизна связана с изменением условий решения и с наполнением самого понятия «комплексное использование», которое постоянно изменяется во времени. Как правило, под комплексным использованием минерально-сырьевых ресурсов понимают наиболее полное извлечение из добытой из недр горной породы (равно как потока жидкости или газа) всех полезных с точки зрения дальнейшего применения компонентов. При этом степень (глубина) извлечения определяется совокупностью складывающихся в каждый конкретный момент времени технологических и экономических условий. Поэтому не имеет смысла рассматривать те альтернативы использования всех попутных компонентов, которые технологически неосуществимы и/или экономически неэффективны. Такой подход обычно превалирует на уровне отдельной компании или бизнес-ориентированной структуры.

С позиции общества и понятие комплексности, и понятие эффективности использования минерально-сырьевых ресурсов выглядят в значительной степени иначе. Основное отличие состоит в рассмотрении не только технологически возможных и коммерчески приемлемых, но также социально и экологически значимых вариантов извлечения и использования всех компонентов. Большое значение с позиций общества имеет такое освоение и использование минерально-сырьевых ресурсов, которое обеспечивало бы:

- неухудшение условий проживания и жизнедеятельности населения территорий, затронутых освоением и использованием минерально-сырьевых ресурсов;
- устойчивое социально-экономическое развитие территорий в длительной перспективе, а не только в рамках срока окупаемости основных инвестиций в проекты по добыче и утилизации сырьевых ресурсов;
- возможность использования источника минерально-сырьевых ресурсов в отдаленном будущем – по мере развития технологии добычи и извлечения попутных компонентов. Это особенно важно, если принять во внимание относительно низкий уровень извлечения геологических запасов, который характерен при освоении нефтегазовых ресурсов в настоящее время.

К числу принципиальных современных особенностей комплексного освоения и использования минерально-сырьевых ресурсов следует отнести:

- значительное влияние институциональных условий на освоение и степень извлечения всех (реально и потенциально) полезных компонентов;
- изменение представлений о составе, свойствах, особенностях и полезности различных видов полезных ископаемых и их компонентов во времени. В случае углеводородов, изменяются представления о ценности таких, ранее не использовавшихся источников сырья, как битуминозные пески, сланцевый газ – и в целом так называемых «нетрадиционных источников».

С экономической точки зрения процесс комплексного освоения и использования минерально-сырьевых ресурсов отличает, как правило, убывающая эффективность при переходе от основных («целевых») продуктов добычи и переработки к попутным («нецелевым») компонентам. В случае углеводородов – это попутный нефтяной газ и его компоненты, сланцевый газ, газогидраты, метановый газ угольных шахт.

Переход к рассмотрению потока углеводородов – по сравнению с изолированным рассмотрением отдельных компонентов – связан со следующими обстоятельствами:

- стремительным расширением технологических возможностей полезного использования компонентов, ранее считавшихся «нецелевыми»;
- возможностью формирования эффективных систем управления на уровне общества (государства) и на уровне компаний, обеспечивающих достижение приемлемой эффективности использования попутных компонентов;
- усилением глобализационных процессов, которые позволяют рассматривать и оценивать подходы к освоению и использованию всего потока полезных компонентов, исходя из более широкой совокупности экономических условий (прежде всего, ценовых условий и условий сбыта на других рынках).

С учетом сказанного выше, переход от принципов «комплексного использования» в обычном смысле к «управлению потоком углеводородов» означает помимо всего прочего еще и рассмотрение совокупности условий, связанных с изменением институциональных рамок реализации предлагаемых решений. Совокупность условий, определяющих институциональные рамки, может быть разделена на две группы:

- 1) организационно-экономические – на уровне отдельных хозяйственных единиц или их групп;
- 2) рамочные, или собственно институциональные – процедуры регулирования процессов освоения и использования минерально-сырьевых ресурсов (от прав доступа к недрам и до получения возможности выхода на эффективные рынки сбыта конечной продукции).

Рынки нефти и газа в современном мире меняются непрерывно. Даже в период снижения темпов экономического роста для динамики спроса на углеводороды характерны довольно устойчивые тенденции роста. Каждый фрагмент цепочки создания стоимости в нефтегазовом секторе – от геологоразведки и разработки месторождений до поставки готовых продуктов на рынок – находится в процессе непрерывных и глубоких изменений. Экономически эффективная и экологически безопасная добыча на удаленных и глубоководных месторождениях, а также гибкая и устойчивая система поставки

продуктов на рынок являются ключевыми моментами, как с точки зрения национальной экономики, так и с точки зрения охраны окружающей среды.

В основе управления потоками углеводородов лежит цепочка создания стоимости, связанная с нефтегазохимическими активами ведущих нефтяных компаний. Стоимость в нефтегазовом секторе создается в результате разнообразных связей в производственной цепочке, которая начинается с ресурсной базы и проходит через добычу, переработку, транспортировку и до реализации продукции на рынке. Если сами по себе ресурсы – это дар природы, то перевод их в запасы и дальнейшая добыча требуют уже «человеческих усилий» и инвестиций. Основное содержание управления потоком углеводородов предполагает рост ценности получаемой продукции и, тем самым, повышение экономической и социально-экономической эффективности освоения ресурсов углеводородного сырья.

При этом фундаментальный аспект понятия ценность связан с тем, как «ценность» сама по себе измеряется и определяется. Что мы подразумеваем, когда, к примеру, говорим о перемещении фирмы в более высокую ценностную нишу? Существует несколько метрик, которые используются для измерения ценности в глобальных цепочках, а именно: прибыль, добавленная стоимость и цена.

Прибыль и ее распределение часто относят к первичным индикаторам долей распределения дохода в глобальных стоимостных цепочках. Наиболее часто употребляемый измеритель – норма возврата на вложенный капитал, который связан с концепцией ренты, как премии предпринимателю или собственнику в случае уровня прибыли выше среднего принятого в промышленности. Однако измерение ценности на основе рентабельности имеет и определенные ограничения. Прибыль ничего не говорит нам об использовании рабочей силы или о производительности в экономике в целом. Добавленная стоимость и ее распределение вдоль цепочки – это другой индикатор, который также может использоваться для измерения ценности. Отметим, что добавленная стоимость может рассчитываться для различных звеньев цепочки. Цена или превышение цены, на которую претендуют различные участники цепочки, является, пожалуй, наиболее ненадежным индикатором ценности. Превышение цены может говорить о повышенной ценности того или иного этапа цепочки и, следовательно, причитающейся повышенной доли дохода участнику того или иного этапа цепочки создания стоимости, но не более того.

Что касается стоимостной цепочки углеводородов, то производство нефтехимических продуктов, содержащих повышенную добавленную стоимость, является ответом на требование роста ценности получаемой продукции. Принципиальным моментом является учет всей совокупности извлекаемых полезных компонентов, что особенно важно в условиях неустойчивой экономической конъюнктуры или неблагоприятной экономической ситуации.

Различные этапы создания ценности в нефтегазовом секторе могут находиться под контролем отдельных компаний (и в поле зрения различных регулирующих органов), что затрудняет процессы управления потоком в целом. Поэтому широко известным способом решения проблемы управления потоками углеводородов является вертикальная

интеграция, т.е. последовательное перемещение получаемых продуктов по стадиям технологического передела «от скважины до бензоколонки», объединяемых в рамках одной организационной структуры [Шмат, 1994].

Вертикальная интеграция, как правило, принимает две формы. Финансовая вертикальная интеграция – различные стадии цепочки создания стоимости находятся в собственности одной холдинговой компании, которая и контролирует все финансовые потоки. Производственная вертикальная интеграция возникает тогда, когда нефть и продукты переработки перемещаются между структурными подразделениями одной компании. Производственная вертикальная интеграция требует наличия финансовой интеграции, но обратное не является обязательным. Рынок может заменить производственную вертикальную интеграцию. Ключевой момент состоит в том, что, применяя производственную вертикальную интеграцию, компании стремятся использовать трансфертные цены для перераспределения прибыли между подразделениями, чтобы минимизировать свои налоговые обязательства. В последнем случае, как правило, дискриминируется положение так называемых сырьевых территорий, т.е. тех районов, где непосредственно добываются или производятся продукты (или полупродукты), реализуемые на других рынках. К числу таких территорий в России относятся все нефтегазодобывающие (и даже нефтеперерабатывающие) регионы, как осваиваемые уже длительное время, так и новые (Восточная Сибирь и Дальний Восток). Трансфертное ценообразование в России является «общим правилом». В той или иной степени его применяют все без исключения компании – частные и государственные, полностью и фрагментарно интегрированные. Нужно особо отметить, что со времени возникновения в России данного феномена мало что изменилось [Крюков, Шмат, 1995]. Опортунистическое применение вертикальными компаниями систем внутрикорпоративного планирования, основанных на широком применении трансфертных цен, нельзя признать правильным.

Расположение головной компании в цепочке создания стоимости зависит от того, на каком из рынков, входящих в состав цепочки, выше барьеры входа, а следовательно, шире возможности извлечения ренты. Модернизация участников цепочки может предполагать, во-первых, повышение конкурентоспособности производителя на его месте в цепочке, во-вторых, изменение места данного производителя в цепочке, в-третьих, изменение самой цепочки создания стоимости. Анализ создания стоимости включает также и экологические аспекты, например, утилизацию добываемых углеводородов с целью уменьшения выброса парниковых газов. Правильное, обоснованное управление доходами от добычи углеводородов (в частности) и минерально-сырьевых ресурсов (в целом) создает реальные предпосылки для формирования устойчивости в экономике. Наряду с эти открываются возможности для развития инфраструктуры, трансфера технологий и знаний. Для формирования эффективной цепочки управления стоимостью необходим интегрированный подход – от предоставления прав на пользование недрами до реализации проектов по освоению и разработке месторождений и сбора налогов. Основная направленность такого подхода связана с трансформацией ресурсного богатства в факторы устойчивого развития.

Важнейшей составляющей является эффективная и результативная политика в сфере использования минерально-сырьевых ресурсов. Такую политику отличают:

- прозрачные, конкурентные и недискриминационные процедуры предоставления прав на изучение, освоение и разработку недр;
- прозрачные правовые, регуляторные и контрактные условия;
- ясно определенная ответственность и роль институтов.

Немаловажную роль играет также распределение функций и полномочий между специализированными правительственными агентствами – с тем, чтобы избежать конфликта интересов. Необходимо наличие соответствующих институциональных рамок, технических возможностей и знания рыночной среды для того, чтобы оценить геологический потенциал территории, предоставляемой в рамках лицензии или контракта, и уменьшить страновые и проектные риски. Контрактные и фискальные параметры в большинстве случаев должны отражать рыночные условия, правительственную политику и страновые риски. Ясные и непротиворечивые регуляторные рамки в сочетании с условиями их применения способствуют достижению целей прозрачности и эффективности.

Для всех операций во всех звеньях цепочки создания стоимости фискальные органы должны быть уверены в том, что внутрикорпоративные транзакции осуществляются по ценам, близким к рыночным для аналогичных товаров и услуг, и не являются инструментом для перераспределения налогооблагаемой базы от одного подразделения к другому. Нефтяные контракты и соглашения обычно содержат специальные условия по регулированию внутрикорпоративных транзакций. Они включают методы расчета трансфертных цен на нефть, природный газ и полупродукты, формы предоставления кредитов, особенности осуществления поставок товаров и услуг между структурными подразделениями. Доход, получаемый от нефтегазовых операций, должен распределяться и управляться прозрачным образом. В противном случае этот доход может с легкостью быть основой коррупционной практики, поощрения социального и экономического неравенства, создания условий для возникновения внутри- и даже межгосударственных конфликтов.

В последние годы резко возросло число работ, анализирующих глобальные экономические процессы с позиций «цепочки создания стоимости». Многие исследователи развивают идею о том, что международная торговля товарами и услугами не должна рассматриваться исключительно как продолжение рыночных транзакций. Значительная часть глобальной торговли осуществляется в рамках транснациональных компаний или систем управления, которые связывают фирмы воедино при помощи контрактных и товарных условий и потоков.

Влияние головной холдинговой компании определяется ее рыночным положением (измеряется, как правило, концентрацией доли рынка) и ее позиционированием в цепочке создания стоимости. Оба источника влияния происходят из множественного характера барьеров, возникающих в процессе формирования ценности добываемых и перерабатываемых углеводородов.

Структуры управления – в противоположность действию рыночной «стихии» – возникают как ответ на необходимость координации. Чем больше компаний принимает участие в создании продукции и включено в цепочку формирования стоимости, тем сильнее потребность в создании координирующих структур. Чем более подвержены риску поставки на каждом этапе в рамках единой цепочки формирования стоимости, тем выше потребность в координации процесса поставок. Управление предполагает возможность одной из фирм в цепочке влиять или определять деятельность других фирм в цепочке.

Следующие основные принципы призваны обеспечить целостность цепочки создания стоимости:

- гарантия прав собственности, жесткое следование принципам эффективного управления и прозрачности всех решений;
- внимание социальным и экологическим аспектам;
- использование доходов должно отвечать долгосрочным приоритетам и должно быть направлено на достижение финансовой устойчивости;
- ясное и понятное управление должно быть трансформировано в ясные и конкурентные законы, нормы и контракты;
- возможности должны идти в ногу с задачами и институциональными рамками;
- достижение баланса между стремлением правительства к получению максимума рентных доходов и привлечением рискованного капитала;
- эффективные механизмы отчетности.

Многие развивающиеся экономики переключают свои стратегии развития с «простой» экспортно-ориентированной индустриализации на получение эффектов от участия в глобальных сетях по созданию и увеличению стоимости. Траектория технологических изменений, интенсивность международной конкуренции и взаимопроникновение различных видов производственной деятельности показывает, что участие в глобальных цепочках по созданию стоимости и в производственных сетях является ключевым фактором экономического роста. Однако ориентация на такие внешние цепочки создания стоимости также сопряжена со значительным риском и со значительными инвестициями.

Устойчивое экономическое развитие возникает тогда, когда обеспечивается не просто поддержание экономической активности на определенном уровне в долгосрочной перспективе, но прежде всего тогда, когда обеспечивается рост ценности получаемой и реализуемой продукции. В случае нефти и газа это означает развитие не только первичных нефтегазохимических переделов, но также глубоких химических и конструкционно-технологических. Тем самым создаются условия для экономической активности и после истощения традиционных природных источников сырья.

В представленной монографии основной акцент делается на рекомендациях и предложениях, направленных на повышение экономической эффективности проектов по утилизации, транспорту и глубокой переработке газа в Восточной Сибири с учетом необходимых мер государственного регулирования и стимулирования. В основу этих

предложений положена идея управления потоком углеводородов, нацеленная на максимизацию ценности.

При анализе проблем развития газоперерабатывающих и газохимических мощностей (утилизации и использования попутных компонентов) в Восточной Сибири следует исходить из ключевой роли государства, поскольку:

- государство является проводником общенациональных экономических интересов, имеющих приоритет по сравнению с интересами отдельных секторов экономики и отдельных компаний;
- государство обладает 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 проблем рационального использования ресурсов.

Один из важнейших национальных интересов заключается в рациональном использовании ресурсов углеводородного сырья и, в том числе попутных компонентов (попутного нефтяного газа, широкой фракции легких углеводородов, конденсата, гелия). Указанный интерес включает различные аспекты, в том числе обеспечение надежного снабжения топливно-энергетическими ресурсами, решение социальных проблем, формирование доходов бюджетов. Помимо этого в сферу непосредственных интересов государства входят вопросы, связанные с охраной окружающей среды и, в частности, предотвращение сжигания попутного газа.

При этом очень важным моментом является согласование интересов государства и тех компаний (хозяйствующих субъектов), которые на практике занимаются добычей, транспортировкой и переработкой УВС, инвестируя в соответствующие проекты собственные и привлеченные денежные средства. Для компаний ключевыми являются вопросы получения адекватной финансовой отдачи от вложенных средств и минимизации инвестиционных рисков. И государство, задавая «правила игры», в обязательном порядке должно учитывать мотивацию деятельности компаний, поскольку в противном случае обе стороны могут не получить потенциальных выгод.

В современных условиях государственное регуляторное воздействие на процессы, происходящие в нефтегазовом секторе Восточной Сибири, должно иметь ярко выраженный стимулирующий характер. В частности, необходимость мер государственного регулирования и стимулирования в сферах добычи, транспортировки, переработки и использования ресурсов газа (как ПНГ, так и свободного газа) определяется рядом факторов и условий, которые усложняют утилизацию газовых ресурсов:

- необходимость создания транспортной инфраструктуры (включая газопроводы различной мощности);
- высокое содержание полезных компонентов в ПНГ и природном газе, что усиливает необходимость их квалифицированного использования в газохимии;
- наличие гелия (необходимость его выделения и хранения).

Усиливая свои требования к компаниям, повышая жесткость мер регулирования по отношению к сжиганию ПНГ, государство должно создать и соответствующие стимулы

для утилизации ресурсов газа, адресованные компаниям-недропользователям. Но это лишь часть общей задачи, стоящей перед государством.

Утилизируемый газ должен находить квалифицированное применение в экономике в качестве сырья для химических производств и эффективного (экологически чистого) энергетического топлива. Однако в сфере потребления газа в настоящее время сложилось не меньше проблем, чем в его добыче и в сфере непосредственной утилизации. Главные из них – это недостаточная емкость внутреннего рынка химической продукции (что связано с общим несовершенством технологической структуры экономики) и низкий платежеспособный спрос на газовое топливо в условиях перехода к равноконкурентным ценам с другими энергоносителями. Нужно также учесть и наличие серьезных проблем, связанных с возможным экспортом газохимической продукции, которые вызваны сильной конкуренцией на мировом рынке. Следовательно, стимулируя непосредственную утилизацию ресурсов газа, государство одновременно должно создавать определенные стимулы и в сфере его конечного потребления.

Таким образом, необходимо формирование целостной системы регулирования, обеспечивающей, с одной стороны, высокую эффективность добычи и утилизации газовых ресурсов, а с другой стороны, высокую эффективность конечного применения газа в виде разнообразной химической продукции и топлива. Отмеченный тезис можно считать своего рода общим лейтмотивом данной работы, который определяет ее содержание и предлагаемые рекомендации.

Следует особо отметить, что в таких районах, как Восточная Сибирь, реализация проектов по комплексному освоению нефтегазовых (включая гелий) ресурсов характеризуется повышенной капиталоемкостью и практическим отсутствием рынка сбыта производимой продукции. Именно поэтому, как мы считаем, необходим переход к управлению потоком добываемых полезных ископаемых, а не просто поиск технологически допустимых и экономически целесообразных решений. При этом главной задачей становится формирование условий для реализации желаемых решений – на уровне нефтегазового сектора и на уровне государства (Федерации и субъектов в ее составе).

1. Проблемы рационального использования ресурсов газа и попутных компонентов

1.1. Анализ проблем, связанных с рациональным использованием добываемых попутных компонентов и комплексной разработкой месторождений в районах нового освоения

В настоящее время проблемы рационального использования добываемых попутных компонентов при разработке нефтегазовых месторождений являются одними из наиболее актуальных в рамках НГС. Данные проблемы еще более актуализируются при освоении ресурсов УВС в новых нефтегазовых провинциях, прежде всего в Восточной Сибири.

О важности и масштабности проблем рационального использования попутных компонентов свидетельствуют имеющиеся оценки применительно к утилизации ПНГ. Согласно оценкам приведенным в пояснительной записке к проекту Федерального закона «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа» упущенная выгода от каждого не вовлеченного в сферу переработки 1 млрд м³ попутного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн долл. При этом потери бюджета составляют порядка 35 млн долл. [Пояснительная записка..., 2000]. По оценкам компании «Метапроцесс», в России рациональное использование сжигаемого ПНГ позволило 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 РФ суммарный эффект от переработки попутного нефтяного газа в Российской Федерации мог бы составить 362 млрд. рублей в год, однако в настоящее время экономические потери от сжигания попутного нефтяного газа в России составляют ежегодно 139,2 млрд руб. [Прекратим сжигание..., 2007]. При этом велики потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях газохимической промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны.

Проблему утилизации попутных компонентов необходимо рассматривать в более широком контексте, чем прямые потери бюджета. Государство ориентирует на необходимость 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 бюджетов. 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 нефтегазохимической продукции – от 5 до 10. Кроме того, рост активности в перерабатывающих отраслях оказывает значительный мультипликативный эффект на другие сектора экономики.

В России ПНГ наряду с газовым конденсатом является одним из основных видов сырья для нефтехимии, которая сегодня играет заметную роль в экономике России.

Причинами этого являются, с одной стороны, общемировые тенденции, а с другой стороны, наличие ряда дополнительных преимуществ, характерных для отечественной отрасли. Стратегией развития химической и нефтехимической промышленности России до 2015 года предусмотрен значительный (30%-й) рост объема производства по сравнению с 2005 г. Для обеспечения этого роста сырьевыми ресурсами необходимо адекватное увеличение объемов утилизации и переработки ПНГ и газового конденсата. В противном случае на сырьевые нужды нефтехимической промышленности будут во все возрастающих объемах отвлекаться жидкие углеводороды от переработки нефти, что может затруднить надежное обеспечение российских потребителей моторным топливом.

Таким образом, утилизация ПНГ и рациональное использование газового конденсата находятся в сфере общих приоритетов развития отечественной экономики.

1.1.1. Проблемы извлечения, транспортировки и переработки попутного газа

Проблемы утилизации ПНГ (причины сжигания)

В настоящее время Россия занимает одно из первых мест в мире по объемам сжигания ПНГ. По существующей статистике, в настоящий момент в России распределение добываемого попутного нефтяного газа выглядит следующим образом:

- около 80% ресурсов ПНГ утилизируется (40% после подготовки направляется на дальнейшую переработку, а 40% направляется на сжигание в качестве котельно-печного топлива для выработки электроэнергии);
- около 20% попутного нефтяного газа сжигается на промыслах и в местах добычи без предварительной подготовки и без предварительного выделения жидких фракций.

Следует отметить, что точность официальных данных и неофициальных оценок по ресурсам, объемам утилизации и потерь ПНГ, вызывает большие сомнения в силу несовершенства методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов газа. Объемные показатели по ПНГ (за исключением объемов газа, принятого на переработку на ГПЗ, и объемов сухого отбензиненного газа – СОГ, произведенного и поданного в газотранспортную систему – ГТС) в основном являются расчетными, они не получены путем измерения. При этом регулирующим показателем является показатель использования газа на собственный нужды нефтедобычи, «управляя» которым можно варьировать итоговый уровень использования ПНГ.

Рассмотрим основные причины сжигания ПНГ в России в уже осваиваемых провинциях. С большой степенью вероятности эти же причины будут иметь важное (если не решающее) значение и при добыче УВС в новой провинции – Восточной Сибири. Особенности и дополнительные сложности освоения новой провинции могут заметно усилить влияние большинства из представленных ниже причин.

В числе основных причин сложившейся ситуации с использованием попутного нефтяного газа следует отнести причины трех типов: технические, экономические и организационно-институциональные.

К техническим причинам, в свою очередь, следует отнести:

- отсутствие на некоторых месторождениях необходимой производственной и технологической инфраструктуры; отсутствие определенности с формированием ГТС в Восточной Сибири для поставок природного газа и СОГ;
- несовершенство методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов ПНГ (поэтому практически для всех данных об объемах добычи, утилизации и потерь ПНГ характерна большая неточность);
- неманевренность систем сбора и утилизации ПНГ, схем поставки продукции в «старых» провинциях. Формирование гибких и маневренных систем транспортировки для ПНГ и продуктов его переработки в Восточной Сибири потребует дополнительных затрат.

Среди причин невысокого уровня использования ПНГ следует отметить наличие ряда объективных условий, которые увеличивают его себестоимость по сравнению с природным газом. К числу таких условий следует отнести:

- значительно меньшие дебиты нефтяных скважин по газу по сравнению с дебитами газовых скважин;
- гораздо меньшее давление ПНГ (по сравнению с природным газом);
- наличие значительных объемов жидких углеводородов, что требует повышенных затрат на сбор, переработку и компримирование ПНГ для подачи потребителям и/или в систему магистральных газопроводов;
- 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 Западной Сибири. В свою очередь, издержки на его добычу существенно ниже издержек на добычу, сбор и утилизацию ПНГ. Поэтому, несмотря на возможность продажи сухого отбензиненного газа по рыночным ценам, потребители ориентируются на цены сеноманского газа.
- Неадекватное налогообложение газовой отрасли в сопоставлении с условиями добычи ПНГ и природного газа в новых провинциях (прежде всего, в Восточной Сибири). В целом система налогообложения в газовой промышленности не учитывает качественные различия характеристик добываемых углеводородов и не принимает во внимание различные горно-геологические условия их добычи.
- Повышенная капиталоемкость процессов сбора и утилизации ПНГ (по сравнению с природным газом).

- Отсутствие экономической заинтересованности (в конкретных сложившихся условиях) хозяйствующих субъектов в ведении бизнеса, связанного со сбором, утилизацией и использованием ПНГ.

К **организационно-институциональным** причинам следует отнести.

- Неэффективность существующей в России системы государственного мониторинга и контроля за выполнением условий лицензионных соглашений, в рамках которых формулируются требования к недропользователям по достижению определенных уровней утилизации ПНГ на различных стадиях освоения и разработки месторождений УВС.
- Наличие определенных элементов и фактов институциональной конкуренции между различными государственными структурами, связанными с осуществлением мониторинга за состоянием различных сторон освоения и разработки месторождений углеводородного сырья. В настоящее время только на федеральном уровне около 10-ти ведомств контролируют различные стороны деятельности недропользователей.

Существующее положение в нефтегазовом секторе России говорит о том, что утилизация ПНГ может стать одной из наиболее острых проблем в сфере рационального использования попутных компонентов и при освоении ресурсов углеводородного сырья (УВС) в Восточной Сибири. Необходимо учитывать особую значимость данных проблем в начале освоения нефтегазовых провинций и месторождений, поскольку самые низкие показатели утилизации ПНГ имеют место в начале освоения нефтегазовых объектов. В этот период еще не создана адекватная инфраструктура (которая предусмотрена проектом освоения) для подготовки и транспортировки ПНГ. Поэтому при освоении ресурсов УВС Восточной Сибири уже в настоящее время необходимо сделать соответствующие акценты, создать предпосылки и стимулы для рационального использования попутных компонентов.

Необходимость учета экономических факторов и условий

Относительно невысокая конкурентоспособность ПНГ 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, существенно ниже по сравнению с утилизацией ПНГ. 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 ПНГ.

В условиях конкурентного рынка газа проблема сжигания и распыления ПНГ прежде всего рассматривается в экологическом контексте. С этим связано и государственное регулирование всех аспектов, связанных с утилизацией газа. 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.

Проблема утилизации ПНГ 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). Например, при освоении месторождений в британском секторе Северного моря уровень утилизации ПНГ в 95% был достигнут только в 1996 г., а в начале 1980-х годов потери газа составляли до 20–40% от его добычи (ресурсов).

В США, Канаде, Великобритании, Норвегии существуют определенные логически обоснованные процедуры принятия решений об утилизации газа или разрешении на его сжигание («дерево альтернатив»). Требования утилизации опираются на определенные правовые и регулирующие нормы, обеспечивающие свободный (open access) или недискриминационный (non-discriminatory access) доступ к объектам инфраструктуры в секторах upstream и downstream, включая газотранспортные системы.

Общий принцип при реализации метода «дерева альтернатив» состоит в том, что рассматриваются различные варианты утилизации ПНГ, выбирается наиболее экономичный (учитывающий экономические факторы и условия). Только если ни один из вариантов утилизации не отвечает экономическим критериям, разрешается часть ПНГ распылять или сжигать [Upstream Petroleum Industry..., 1999].

Общей целью управления утилизацией ПНГ является исключение, сокращение или повышение эффективности сжигания ПНГ. Российский и зарубежный опыт показывает, что утилизация ПНГ включает несколько основных **направлений**:

- 1) сбор и переработку газа на газоперерабатывающих заводах 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 для удовлетворения местных потребностей в энергоресурсах, включая выработку электроэнергии;
- 3) закачку газа в продуктивные нефтяные пласты (газовые шапки, водоносные горизонты) с целью поддержания пластового давления, повышения нефтеотдачи, сохранения ресурсов газа и предотвращения сжигания или распыления газа.

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 объектов инфраструктуры. Речь идет о тех случаях, когда утилизация газа иным способом либо физически невозможна, либо экономически нецелесообразна. Сочетание всех названных способов позволяет в целом утилизировать до 95–98% добываемого газа.

Следует отметить, что 2-й и 3-й варианты утилизации ПНГ, преимущество которых состоит в относительной экономичности (нет необходимости сооружать полный цикл объектов по сбору, транспортировке, переработке газа, а также подключению к газотранспортной системе 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 ПНГ. 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 (экономического и экологического) реально будет получен только один – экологический, связанный с сокращением вредных выбросов в атмосферу.

В России 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, основной проблемой становятся издержки. Они оказываются неприемлемо высокими, если учесть особенности новых объектов, вводимых в разработку, а также условия ценообразования и налогообложения.

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

До утверждения объемов сжигания и удаления ПНГ, 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: «возрастающий» и «интегрированный» подходы. В соответствии с первым подходом оператору разрешено сжигать (распылять) ПНГ только в том случае, если он может доказать, что доходы (прибыль) от использования ПНГ 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 ПНГ с позиций производителей ПНГ.

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

В ряде регионов мира добыча на новых участках недр (лицензионных участках) первоначально управляется ограничениями на максимальную добычу (*maximum rate limitation*) [Upstream Petroleum Industry..., 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.

После того, как принята данная стратегия (оптимальной разработки и добычи на месторождении), разработка ведется в соответствии с «общепринятой/хорошей» 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).

1.1.2. Подходы к решению проблем утилизации попутных компонентов (конденсата и гелия)

Извлечение попутных компонентов при добыче природного газа

Общей тенденцией развития газового сектора в России является то, что в ближайшей перспективе компаниям предстоит перейти к разработке сложных газоконденсатных месторождений и залежей с многокомпонентным составом. Производители будут вынуждены заниматься разведкой и добычей газа с **больших** глубин (в настоящее время основная добыча сеноманского газа ведется на глубинах 0,9–1,2 тыс. м). Природный газ Восточной Сибири существенно отличается от сеноманского, с которым в течение многих лет работает российский газовый сектор. Его особенностями является следующее:

- он содержит в больших количествах широкую фракцию легких углеводородов, конденсат, и поэтому является ценным сырьем для газохимической промышленности;
- он содержит значительные ресурсы гелия (его содержание в газе достигает 0,2–0,6%).

Для обеспечения рационального освоения ресурсов УВС Восточной Сибири необходимо учитывать данные особенности ресурсной базы.

Извлекаемая из газоконденсатных месторождений продукция отличается от чистого природного газа наличием примесей (в том числе жидких фракций углеводородов), что делает технологический процесс добычи этого газа более сложным. Если для подготовки сеноманского газа достаточно его осушки и очистки от механических примесей, то многокомпонентный газ Восточной Сибири требует строительства целого комплекса установок, включая установки сепарации, деэтанзации, фракционирования и стабилизации конденсата.

Газоносные пласты с многокомпонентным составом имеют более низкие коллекторские свойства по сравнению с сеноманскими залежами (меньшую пористость и проницаемость), эксплуатировать эти залежи сложнее. Они чаще требуют работ по дополнительному воздействию на призабойную зону скважин. Чтобы добывать газ из газоконденсатной смеси, нужно одновременно решить проблему добываемого газового

конденсата – ценного нефтехимического сырья. Необходимы мощности по его подготовке и переработке. Это обстоятельство может «ограничить» добычу природного газа в Восточной Сибири. При этом создание капиталоемких, длительно окупаемых перерабатывающих производств со строительным циклом в 3–4 и более лет не стимулируется действующей налоговой системой.

Разработка залежей с многокомпонентным составом газа и рациональное использование сырья требуют дополнительных мощностей по переработке добытой продукции. Необходимость осуществления значительных инвестиций в переработку добываемой продукции может рассматриваться и как аргумент в пользу снижения налоговой нагрузки на газовый сектор (прежде всего, при добыче газа с многокомпонентным составом). Необходимо применение льготных режимов при строительстве объектов переработки, выделения попутных компонентов, включая освобождение от налога на добавленную стоимость и таможенных платежей при импорте оборудования, применение механизмов ускоренной амортизации.

Проблемы выделения и хранения гелия

В настоящее время в России функционирует единственное гелиевое производство – Оренбургский гелиевый завод. На Оренбургском заводе выпускается около 6 млн м³ гелия в год. Из этого объема основная часть экспортируется в Европу. Внутренне потребление гелия в России превышает 1 млн м³ в год, спрос увеличивается на 4–6% в год.

Добыча гелиеносных газов на Оренбургском и других близлежащих месторождениях снижается. В настоящее время гелий извлекается из природного газа и ПНГ с его низким содержанием. Из-за снижения объемов переработки гелийсодержащего газа Оренбургского газоконденсатного месторождения отечественное производство гелия может существенно сократиться [Удуг, 2005].

В связи с этим особое значение имеют месторождения Восточной Сибири с высоким уровнем концентрации гелия (от 0,2% до 0,6%). По своему стратегическому ресурсу они сопоставимы только с рядом месторождений США.

Для извлечения из газа ценных попутных компонентов необходимо строительство газоперерабатывающих заводов, создание подземных хранилищ гелия. Выделение из природного газа только гелия, без извлечения этана, пропана, бутана и других компонентов, существенно удорожает любой гелиевый проект. В связи с этим целесообразно организовать попутное извлечение гелия в составе ГПЗ.

Учитывая стратегический характер запасов гелия необходимо более активное участие государства в вопросах освоения ресурсов УВС с высоким содержанием гелия. Поэтому представляются вполне обоснованными предложения (например, представителей «НПО «Гелиймаш») о создании специального комитета, который проводил бы мониторинг и давал рекомендации по гелиевой политике, обеспечивал бы необходимый государственный контроль, развитие передовых гелиевых технологий. В России необходимо создать национальную долгосрочную программу развития гелиевой промышленности, которая обеспечивала бы активное участие государства в разработке и совершенствовании

технологий добычи, переработки, хранения и транспортировки гелия. Одним из принципов политики может стать обязательное выделение этого сырья из газов, в которых его концентрация превышает определенный уровень.

1.2. Анализ проблем, связанных с обеспечением комплексного извлечения и переработки полезных компонентов, содержащихся в природном и нефтяном газе месторождений Востока России

1.2.1. Потери и угрозы для государства и нефтегазовых компаний в связи с нерациональным использованием попутных компонентов

Рассматривая современную ситуацию с утилизацией ПНГ в России, акценты приходится делать на упущенных выгодах государства и экологических рисках.

По имеющимся оценкам, в Тюменской области за годы эксплуатации нефтяных месторождений сожжено около 225 млрд м³ ПНГ, 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. Таким образом, сжигание ПНГ в Восточной Сибири может негативно отразиться на здоровье жителей и рассматриваемой территории.

Специалисты ООО «ВНИИГАЗ» прямые потери от сжигания 15 млрд м³ (минимальная оценка объемов сжигания ПНГ в России) ПНГ в факелах оценивают через неполученную выручку от реализации продукции по ряду возможных вариантов утилизации:

- производство товарного газа в объеме 12 млрд м³, 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 ПНГ потенциальная выручка от реализации продукции, полученной при переработке 15 млрд м³ ПНГ, может составить от 1,3 до 5,7 млрд долл. Таким образом, переработка 1 млрд м³ ПНГ может дать выручку в размере от 90 до 380 млн долл. [Шурупов, 2008].

По подсчетам Министерства природных ресурсов РФ, из-за недостаточной степени переработки ПНГ бюджет ежегодно теряет около 13 млрд долл. При этом имеются в виду не прямые потери, исчисленные исходя из стоимости самого ПНГ, а потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях нефтехимической

промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны.

Проблему утилизации ПНГ 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. Кроме того, рост активности в перерабатывающих отраслях оказывает значительный мультипликативный эффект на другие отрасли экономики.

Рост цен реализации продукции по уровням переработки ПНГ представлен в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Цены реализации продукции по уровням переработки ПНГ

Уровень	Продукция	Ед. измерения	Цена
I	ПНГ	Руб./тыс. м ³	700–1000
II	СОГ	Руб./тыс. м ³	1300–1800
	ШФЛУ	Руб./т	5000–6000
III	Газовый конденсат, СПБТ	Руб./т	7000–9000
IV	Дизтопливо, бензин	Руб./т	16000–18000
V	Ароматические углеводороды	Руб./т	20000–25000

Таким образом, утилизация ПНГ лежит в русле общих приоритетов развития отечественной экономики. В России, как и в любой другой нефтедобывающей стране, проблема сжигания ПНГ 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 ПНГ является основным источником загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи. За год в результате сжигания ПНГ 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 ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтедобычи, поскольку поступающие в окружающую среду продукты сгорания ПНГ 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 ПНГ 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 также заключается в том, что объемы сжигания ПНГ (и,

соответственно, объемы вредных выбросов в атмосферу) не поддаются точной оценке, поскольку только половина из числа существующих факельных установок оснащены измерительными приборами.

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.

Таким образом, весь комплекс работ и мероприятий по утилизации ПНГ 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 стимулирование и создание всего комплекса условий, необходимых для максимально полной утилизации ПНГ.

1.2.2. Анализ позиций основных заинтересованных сторон по проблемам утилизации попутных компонентов

Утилизация ПНГ в Восточной Сибири является сложной комплексной проблемой, для решения которой необходимы согласованные действия всех причастных к ней сторон: государства, нефтяных компаний, «Газпрома» и, вероятно крупнейшей российской газохимической компании «СИБУР». 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.

Интересы и позиция государства

Один из важнейших национальных интересов заключается в рациональном использовании ресурсов углеводородного сырья. 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 протокол, по условиям которого Россия обязана стабилизировать и снизить количество выбрасываемых в атмосферу парниковых газов. Именно по этой причине правительство призывает выработать комплекс мер по увеличению степени утилизации ПНГ.

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 проблемах утилизации попутных компонентов (включая ПНГ, конденсат, гелий), конкретных целенаправленных действий со стороны государства наблюдается не так много. Федеральные власти ограничиваются отдельными полумерами, такими как отмена НДС 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 ПНГ. 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 ПНГ. Заметим, что лейтмотивом этих предложений звучит ужесточение штрафных санкций за сжигание ПНГ и введение НДС для попутного газа [ПНГ..., 2007].

При этом и на федеральном, и на региональном уровне отсутствует понимание того, что для решения проблем утилизации, а точнее – эффективного использования ресурсов ПНГ со стороны государства необходим комплексный подход. Вплоть до настоящего времени федеральное правительство пытается решить проблему утилизации ПНГ самыми простыми способами, т.е. путем повышения штрафных санкций за выбросы вредных веществ в атмосферу (прежде всего парниковых газов, выбросы которых котируются по Киотскому протоколу). Не отрицая необходимости применения жестких финансовых санкций за нерациональное использование ПНГ, следует подчеркнуть, что проблему утилизации ПНГ невозможно решить, опираясь только на методы принуждения. Особенно это касается утилизации ПНГ в районах нового освоения.

Позиция нефтяных компаний

Нефтяные компании объективно не имеют прямой заинтересованности в утилизации ПНГ и других попутных компонентов, если данная деятельность не является рентабельной. Такая заинтересованность возникает только при условии, что их утилизация приносит прибыль или иные выгоды.

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

В современных условиях нефтедобычи сооружение систем сбора ПНГ требует значительных капитальных затрат. Как следствие, при существовавших ценах на ПНГ продажа газа на ГПЗ с небольшого месторождения рентабельна, если перерабатывающий завод находится на расстоянии не более 60–80 км.¹ Учет всех элементов затрат на сбор и транспортировку выводил себестоимость ПНГ на уровень, значительно превышающий реальные цены ПНГ. Именно поэтому использование попутного газа с большинства новых месторождений по экономическим критериям (при регулируемых ценах) было неэффективно.

Помимо этого существуют проблемы технического характера, прежде всего связанные с утилизацией газов конечных ступеней сепарации с высоким содержанием

¹ Источник: Группа компаний «Энергосинтоп» (<http://www.energосyntop.com/texts/26>).

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 конечных 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 ПНГ.

Учитывая высокую капиталоемкость утилизации ПНГ, 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 ПНГ. Но с практической точки зрения реализация такого подхода к решению проблемы утилизации ПНГ представляется маловероятной.

Одна из проблем заключается в возможностях доступа на рынок. Например, в Западной Сибири, рынок ПНГ в значительной степени является рынком монопольного покупателя в лице «СИБУРа». Вполне вероятно, что развитие газопереработки в Восточной Сибири пойдет также по сценарию, в котором заметное положение на рынке будет занимать компания «СИБУР». И вовсе не факт, что «СИБУР» согласится покупать газ по ценам, устраивающим нефтяников.

Развивая собственные ГПЗ или находя взаимоприемлемые условия работы с «СИБУром», у нефтяников нерешенной остается проблема с доступом СОГ в ГТС. Вкладывая деньги в строительство ГПЗ, нефтяные компании должны иметь гарантии, что их продукция (СОГ) будет транспортирована и найдет потребителей.

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

- обеспечение беспрепятственного доступа продукции (в частности – СОГ) на рынок;
- применение мер государственного стимулирования инвестиционных проектов по утилизации ПНГ.

Приоритеты и интересы «Газпрома»

В случае если объекты ГТС в Восточной Сибири будут создаваться «Газпромом», а затем являться его монопольной собственностью, безусловно, он станет одной из ключевых фигур в решении проблем утилизации ПНГ и использования природного газа. «Газпром» должен быть заинтересован в максимально полной утилизации ПНГ – хотя бы по той причине, что это позволит направить на экспорт больше собственного газа (например, все сценарии ВГП предусматривают экспорт газа). Но реальное поведение компании не всегда свидетельствует о его заинтересованности в утилизации ПНГ.

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. Он является координатором ВГП. 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).

На сегодняшний день государственные регулирующие функции в газовой отрасли в значительной мере сосредоточены в «Газпроме». Это, например, относится к годовым балансам газа в России (их разрабатывает «Газпром» и только потом они утверждаются в Минэнерго), процедуре утверждения запасов, документов на разработку месторождений, вопросов подключения к ГТС новых месторождений, транспорта газа, реконструкции и развития ГТС. Являясь собственником ЕГС, «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 ПНГ [Независимые производители..., 2005].

Государство имеет неограниченные полномочия лишь при установлении цен на газ, продаваемый на внутреннем рынке. Однако ФСТ РФ утверждает регулируемые цены, формирование которых происходит с участием финансово-экономического департамента «Газпрома».

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.

Указанная двойственность многое объясняет и в позиции «Газпрома» по вопросу утилизации ресурсов ПНГ и, прежде всего, в вопросах доступа производителей попутного и природного газа 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, не давая нефтегазодобывающим компаниям возможности закрепиться на рынках сбыта газа.**

Позиция компании «СИБУР»

«СИБУР» – крупнейшая российская газохимическая компания. Высока вероятность того, что компания «СИБУР» будет играть заметную роль и при формировании ЦГПГ в Восточной Сибири. Об этом, например, свидетельствует начавшийся в настоящее время процесс вовлечения компании в проектные работы в Восточной Сибири, подписание меморандумов с нефтяными компаниями о намерениях в области переработки ПНГ.

«СИБУР» должен быть напрямую заинтересован в утилизации ресурсов ПНГ. Но «СИБУР» не может проводить политику, не соответствующую интересам «Газпрома», являясь его аффилированной структурой. По этой же причине нет особых препятствий для подачи СОГ, выработанного на ГПЗ «СИБУРа», в ГТС «Газпрома».

Что касается «СИБУРа» и его отношения к утилизации ПНГ, 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 ПНГ 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 ПНГ. Утилизация этих ресурсов как раз и представляет серьезную проблему, прежде всего финансовую, так как требует крупных инвестиций в создание специализированной инфраструктуры. При этом речь идет не о «подтягивании» ресурсов ПНГ из новых районов к действующим ГПЗ «СИБУРа» на расстояния порою 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.

Будут ли у «СИБУРа» финансовые возможности для развития переработки ПНГ в Восточной Сибири (в условиях необходимости инвестиций в Западной Сибири, в том числе в Тобольский НХК)? Этот вопрос остается пока без ответа. Скорее «СИБУР» будет выступать в качестве «технического» партнера крупных нефтегазовых компаний.

Целесообразность объединения усилий компаний в переработке ПНГ

Представляется целесообразным объединение усилий нефтяных компаний и «СИБУРа» по созданию и развитию мощностей газопереработки в Восточной Сибири. В этом направлении ряд нефтяных компаний уже сделали определенные практические шаги.

«Газпром нефть» и «СИБУР» в 2009 г. заключили соглашение о намерениях в области подготовки и переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.¹ В соответствии с данным соглашением «СИБУР» выполнит исследование по созданию газоперерабатывающих мощностей на территории Иркутской области, Красноярского края и других регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. По результатам анализа будет выбрано оптимальное географическое расположение ГПЗ с учетом месторождений «Газпром нефти» и других недропользователей, определены объемы и компонентный состав газа, схемы транспортировки конечной продукции.

«Газпром нефть», в свою очередь, предоставит для целей исследования прогнозные данные по объемам добычи в перечисленных регионах попутного нефтяного и природного газа, его компонентному составу для возможной подачи на газопереработку. Также компания предложит варианты площадок для строительства ГПЗ. После выполнения исследования стороны примут решение о целесообразности реализации, возможной форме партнерства и схеме финансирования проектов.

Также в 2009 г. «СИБУР» заключил с ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» аналогичный меморандум о намерениях в области переработки ПНГ в Иркутской области. Документ предусматривает возможность объединения усилий компаний для создания газоперерабатывающих производств в регионе на сырьевой базе месторождений, разработку которых ведет нефтяная компания. По результатам технико-экономических соображений, разработкой которых занимается «СИБУР», стороны примут решение о целесообразности совместного участия в строительстве новых производств в Иркутской области.

Развитие газопереработки в восточных регионах страны во многом зависит от участия государства в создании соответствующей инфраструктуры и наличия долгосрочных коммерческих соглашений о поставках ПНГ между оператором проекта и недропользователями до начала строительства перерабатывающих мощностей.

1.3. Анализ нормативно-правовой базы по вопросам утилизации ПНГ и обоснование мер по ее совершенствованию

1.3.1. Существующая нормативно-правовая база по вопросам утилизации ПНГ

Для стимулирования и принуждения к утилизации ПНГ важнейшее значение имеют следующие элементы нормативно-правовой базы:

- отражение требований по утилизации ПНГ в лицензионных соглашениях и проектных документах;
- налогообложение добычи УВС (включая ПНГ);

¹ «Газпром нефть» (<http://www.gazprom-neft.ru/press-center/press-releases/?id=1338>).

- установление штрафных санкций за сжигание ПНГ.

Механизмы государственного регулирования в рамках лицензионных процедур во многом связаны с механизмами принуждения (в отличие от механизмов стимулирования), направленными на повышение уровня утилизации ПНГ. 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.

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 ним 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 ПНГ, поэтому многие действующие сегодня лицензионные соглашения не содержат соответствующих программ. Технологические проектные документы по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений редко содержат разделы и программы по использованию ПНГ, а технические задания на проектирование разработки не согласовываются с органами государственного геологического контроля. Как правило, в настоящее время уровень использования ПНГ, заложенный в лицензионном соглашении, не нормируется никакими документами и часто устанавливается на планке 95%, исходя из традиционно сложной экологической ситуации в районах добычи нефти.

В сфере налогообложения важно, что сегодня налог на добычу для попутного газа взимается по ставке 0 рублей (ст. 342 Налогового кодекса РФ). В то же время в настоящее время рассматривается ряд предложений по введению налога на добычу для попутного газа (вплоть до установления ставки налога на уровне природного газа).

Для освоения месторождений Восточной Сибири и утилизации ПНГ важнейшее значение имеет Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

В целях предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами вредных (загрязняющих) веществ и сокращения эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного газа, Правительством РФ был установлен целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% от объема добытого ПНГ (*целевой показатель*).

Было установлено, что с 1 января 2012 г. плата за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках, рассчитывается:

- для объема, соответствующего значению целевого показателя, – в соответствии с Порядком определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, утвержденного Постановлением Правительства РФ № 632 от 28 августа 1992 г.;
- для объема, превышающего значение целевого показателя и определяемого как разница между объемом сожженного ПНГ и объемом ПНГ, соответствующего значению целевого показателя, – плата за выбросы рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение. В этом случае при расчете к нормативам платы применяется дополнительный коэффициент, стимулирующий хозяйствующих субъектов к сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках, равный 4,5. С 1 января 2012 г. при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках ПНГ, значение указанного дополнительного коэффициента принимается равным 6.

Были изменены нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ. Для метана нормативы платы были увеличены и в настоящее время составляют 50 и 250 руб./т загрязняющего вещества (соответственно, в пределах установленных допустимых нормативов выбросов и в пределах установленных лимитов выбросов).

Таким образом, с 2012 г. существенно возрастают штрафные санкции за сжигание ПНГ, а также за отсутствие средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем использования и сжигания на факельных установках ПНГ. Такой подход не учитывает особенности освоения новых месторождений УВС. Представляется целесообразным использовать менее жесткие санкции за сжигание ПНГ на новых месторождениях в новых провинциях в начале их разработки. Порядок, когда действуют данные особые условия для новых месторождений, должен быть ограничен по времени (например, 3–5 лет).

1.3.2. Существующие предложения по совершенствованию нормативно-правовой базы утилизации ПНГ

С начала 2000-х годов было разработано несколько важных предложений (проектов федеральных законов), касающихся проблем утилизации ПНГ:

- законопроект «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа»;
- предложения по увеличению штрафных санкций за сжигание ПНГ;
- предложения по налогообложению ПНГ (налогом на добычу).

Особенности законопроекта «О регулировании использовании нефтяного (попутного) газа»

В 1990-х – начале 2000-х годов преобладала точка зрения, что для эффективного регулирования вопросов утилизации ПНГ необходим специальный закон. В результате в начале 2000-х годов Государственной Думой РФ был принят к рассмотрению проект федерального закона «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа». Проектом рассматриваемого закона предлагалось установить следующие **принципы государственной политики** в сфере сбора, промысловой подготовки, транспортировки и переработки ПНГ:

- определение уровней использования ПНГ и создание механизмов их соблюдения;
- внедрение экономических подходов к решению задач, создающих условия для обеспечения экологической и промышленной безопасности в процессе использования ПНГ;
- создание экономических условий и правовых основ для развития комплекса сооружений для подготовки и транспортировки газа, адекватных уровням использования ПНГ, определенных лицензионными соглашениями;
- отнесение работ по утилизации ПНГ к природоохранительной деятельности (что должно давать право на применение специального режима налогообложения);
- создание механизмов ценообразования в области использования ПНГ, учитывающих интересы организаций на стадиях нефтегазодобычи, газопереработки и использования газохимического сырья.

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

- уровень утилизации ПНГ не ниже 95%;
- экономические и административные санкции за отступление от проектных решений, повлекшие экологическое загрязнение природной среды и сверхнормативные потери ПНГ;
- экологические нормативы вредных выбросов при разработке месторождений углеводородов;

- оценки уровня загрязнения окружающей среды, сроки и конкретная программа экологического оздоровления лицензионного участка от техногенного воздействия;
- право использовать ПНГ для собственных технологических нужд в процессе добычи и промысловой подготовки нефти.

При нарушении или не обеспечении уровней использования ПНГ, установленных в лицензионных соглашениях, предлагалось принимать меры по приостановлению или прекращению действия лицензий на право пользования недрами.

Ответственность за превышение экологических нормативов вредных выбросов в ходе разработки месторождений должна определяться федеральным законодательством, а также законодательством субъектов РФ об охране окружающей природной среды, санитарными нормами и стандартами.

- За сжигание ПНГ 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 ПНГ в факелах.

Рассматриваемый законопроект не способствует формированию баланса сил на рынке ПНГ. Он в большей степени отвечает интересам переработчиков ПНГ (в случае если добычу и переработку ПНГ осуществляют разные компании). Нефтедобывающие компании не получают экономических стимулов для наиболее рационального использования ПНГ. Данный документ работает исключительно в сфере административно-правовых отношений и не предусматривает временные рамки действия проектных решений. При этом законопроект не рассматривает возможности создания предпосылок для рентабельной добычи, транспортировки ПНГ.

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

Законопроект не учитывает интересы нефтегазодобывающих компаний. В частности в нем не учитываются повышенные затраты на добычу. Например, скважины, добывающие продукцию с высоким содержанием ПНГ, обходятся на 20–25% дороже.¹

¹ По данным, приведенным в аналитическом обзоре «Штрафы за сжигание ПНГ» (http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=2414).

Уровни использования ПНГ 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 и добычи). Иначе регулирование утилизации ПНГ может существенным образом повлиять на уровень добычи нефти (в сторону его снижения).

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. Все ведущие нефтегазодобывающие страны мира, как правило, имеют аналогичные законы, которые позволяют регулировать специфические отношения, возникающие в процессе поисков, разведки и разработки месторождений углеводородного сырья и дальнейшего использования получаемой продукции.

Поэтому вызывает сомнения необходимость в современных условиях специального закона по ПНГ. Более рациональным представляется сначала разработка и принятие закона «О нефти и газе». До принятия такого закона регулирование утилизации ПНГ целесообразнее осуществлять, например, с использованием поправок и дополнений в действующее законодательство.

Предложения по налогообложению ПНГ

В настоящее время нефтяные компании, сжигающие попутный газ, несут ответственность только в рамках неисполнения лицензионных соглашений. МПР РФ неоднократно выступало с инициативой введения экономических санкций за сжигание ПНГ. По мнению представителей МПР, нынешний размер штрафов не стимулирует нефтяников к активной реализации проектов по утилизации ПНГ. 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 ПНГ на переработку все равно ниже выплачиваемых штрафов.

В 2007–2008 гг. МПР выступало с предложением пересмотреть налоговую политику по отношению к ПНГ. В настоящее время налогообложение попутного газа производится по ставке 0 рублей (ст. 342 Налогового кодекса РФ). МПР предлагало введение налога на добычу для попутного газа. Рассматривалось два варианта формирования НДС на попутный газ. Первый вариант предусматривает установление НДС на уровне ставки налога на природный газ – 147 руб./тыс. м³. Второй вариант предусматривал установление ставки налога с учетом содержания жидких углеводородов как суммы НДС газовой части ПНГ по ставке природного газа и НДС жидкой части ПНГ в размере 16,5% от ее стоимости. При содержании жидких углеводородов 10–12 кг в тыс. м³ ПНГ расчетный размер НДС может составить 280–320 руб./тыс. м³. При этом оба варианта предусматривали, что добытый ПНГ, закачиваемый в нефтяную залежь, НДС не облагается.

Другой законопроект был представлен Думой ХМАО–Югры. В нем предлагалось 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 попутного нефтяного газа. В случае если фактические объемы утилизации попутного газа составляют менее 95%, налоговая база при добыче попутного газа определяется как количество добытого и неутилизованного попутного газа в натуральном выражении по участку недр.

В современных условиях предложения по введению налога на добычу для ПНГ (особенно для новых провинций и прежде всего Восточной Сибири) не представляются обоснованными. Это связано с тем, что в настоящее время:

- в Восточной Сибири не создана ГТС для поставок СОГ (продукции переработки ПНГ);
- слабо учитываются экономические факторы при определении требований по утилизации в рамках процедур лицензирования;
- не обеспечен достоверный учет добываемого ПНГ;
- 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 ПНГ. 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 ПНГ может оказаться вполне рациональным с позиций государства, в том числе с точки зрения нефтегазодобывающих регионов, несущих основную часть экологических издержек в связи со сжиганием ПНГ. В этом случае НДС может быть установлен на часть неутилизованного ПНГ – разницу между «лицензионными» объемами утилизации (с учетом экономических факторов и условий) и фактическими объемами утилизованного ПНГ.

Следует отметить, что налогообложение ПНГ (точнее его компонент) имеет место на практике в ряде нефтедобывающих стран. 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 с недостаточным развитием систем государственного мониторинга и контроля процессов освоения недр, систем учета добываемой продукции.

Предложения по поправкам в действующее законодательство по вопросам утилизации и использования ПНГ

Для устранения пробелов в правовом регулировании отношений в сфере утилизации и использования ПНГ необходимо комплексное изменение законодательства РФ. При этом решение данной задачи не требует подготовки отдельного федерального закона, предметом которого являлись бы отношения в сфере эффективного использования ПНГ. Достаточно внесения отдельных поправок в уже действующие нормативные правовые акты.

В этой связи в 2008 г. был разработан (при активном участии Российского газового общества) проект закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам утилизации нефтяного (попутного) газа», затрагивающий в том числе следующие нормативные правовые акты:

- Закон РФ от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах»;
- Закон РФ от 21 мая 1993 года № 5003-1 «О таможенном тарифе»;
- Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 4 мая 1999 года № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;
- Налоговый кодекс Российской Федерации;
- Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях;
- Федеральный закон от 10 января 2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 18 июля 2006 года № 117-ФЗ «Об экспорте газа».

Данный законопроект предусматривает как меры стимулирования, так принуждения к утилизации ПНГ.

В закон «О газоснабжении в Российской Федерации» предлагается внести изменения, обеспечивающие единство используемой терминологии, предусматривая определения терминов «нефтяной (попутный) газ», «утилизация нефтяного (попутного) газа» и «отбензиненный сухой газ». Предлагаемый термин «утилизация нефтяного (попутного) газа» предназначен для обозначения видов рационального использования нефтяного (попутного) газа, не связанных с его сжиганием при добыче или выбросом в атмосферный воздух.

В законе «Об охране атмосферного воздуха» предусматривается обязанность измерять объем добываемого ПНГ посредством применения измерительных устройств и средств. В данном законе также указывается на возможность использования информации, полученной в ходе мониторинга атмосферного воздуха (в том числе космического мониторинга) с помощью специальных технических средств, при привлечении к административной ответственности граждан, юридических и должностных лиц, виновных в нарушении законодательства РФ в области охраны атмосферного воздуха.

Создание благоприятных, экономически выгодных условий для утилизации ПНГ, является одной из задач предлагаемого законопроекта.

С этой целью в законе «О газоснабжении в Российской Федерации» прямо предусматривается возможность поставок СОГ в ходе заключения соответствующих договоров на товарной бирже. Такая норма, основанная на принципе недискриминации лиц, намеревающихся принять участие в биржевых торгах, позволит активно использовать механизм товарной биржи в целях определения рыночной цены данного вида газа и, как следствие, цены ПНГ, что является важным фактором подготовки к реализации инвестиционных проектов, направленных на обеспечение утилизации ПНГ.

В целях увеличения объема поставок СОГ предусматривается и предоставление преимущественного права доступа к ГТС для организаций, выполняющих свои обязательства по договорам поставки такого газа, заключенным на товарной бирже.

Изменения, вносимые в указанный федеральный закон, предусматривают также полномочие Правительства РФ определять критерии и порядок предоставления из федерального бюджета субсидий в порядке компенсации расходов, понесенных в целях утилизации ПНГ. Таким образом, законопроектом предусматривается возможность реализации мер государственной поддержки в форме предоставления из федерального бюджета субсидий компаниям, осуществляющим деятельность по утилизации ПНГ.

В закон «О таможенном тарифе» вносятся изменения, освобождающие от таможенных пошлин ввозимое технологическое оборудование, позволяющее осуществлять утилизацию ПНГ.

Изменения, вносимые в часть вторую Налогового кодекса РФ, предусматривают возможность применения специального коэффициента при расчете амортизации для налога на прибыль в отношении оборудования, используемого для утилизации ПНГ, а также предусматривают предоставление льготы по налогу на имущество в отношении такого оборудования.

Для решения проблем утилизации ПНГ предлагаемый законопроект предусматривает не только стимулирующие меры, но и меры ограничительного, запретительного характера.

В первую очередь речь идет о поправках к закону «Об охране атмосферного воздуха» в части установления определенного процента объема ПНГ, который должен утилизироваться в обязательном порядке. Кроме того, в этом законе закрепляется особый порядок расчета платы за загрязнение окружающей природной среды выбросами ПНГ или продуктов его сгорания. Ее размер не может быть ниже двух третей стоимости объема природного газа, равного объему ПНГ, выброс которого или продуктов сгорания которого был произведен в атмосферный воздух.

В Налоговый кодекс РФ вносятся изменения, которые предусматривают поэтапное введение ненулевой ставки по налогу на добычу для ПНГ в случаях, когда налогоплательщик не обеспечивает установленный уровень его утилизации.

Проект закона дополняет статью 8.21 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях, устанавливающую ответственность за нарушения правил охраны атмосферного воздуха, новым составом административного правонарушения. В соответствии с предлагаемым законопроектом выброс вредных веществ в атмосферный воздух без специального разрешения либо нарушение условий специального разрешения на выброс вредных веществ в атмосферный воздух, сопряженные с нарушением установленной законодательством об охране атмосферного воздуха обязанности осуществить утилизацию ПНГ влечет административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток.

В целом данный законопроект более сбалансировано (чем законопроект 2000 г.) учитывает интересы сторон вовлеченных в процессы добычи и использования ПНГ. Существенным недостатком данного закона является то, что он не учитывает особенности освоения новых провинций. Применительно к Восточной Сибири это означает, например,

что нельзя требовать от нефтяных компаний утилизации 95% и более ПНГ, когда еще не создана ГТС, способная принять СОГ, получаемый после переработки ПНГ.

1.3.3. Рекомендации по совершенствованию нормативно-правовой базы утилизации ПНГ: меры стимулирования и принуждения

Низкий уровень утилизации ресурсов ПНГ является одной из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России. Сжигание ПНГ оборачивается не только крупными потерями для экономики страны, исчисляемыми миллиардами долларов ежегодно, но и представляет собой серьезную экологическую угрозу для районов нефтедобычи. Органы власти РФ – в центре и в регионах – предпринимают определенные шаги для исправления сложившейся ситуации, связанные в основном с ужесточением штрафных санкций за сжигание ПНГ и выбросы парниковых газов в атмосферу.

Однако обеспечение максимально полной утилизации ресурсов ПНГ 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 ПНГ, а также формирование всей совокупности нормативно-правовых рамок, определяющих действие механизмов стимулирования, контроля и принуждения

Меры стимулирования и принуждения

Существует целый комплекс проблем, связанных с утилизацией ПНГ и вызванных действием большого числа природных, экономических, финансовых, организационных условий и факторов. Для рационализации использования ресурсов ПНГ и минимизации потерь этого вида сырья недостаточно «расшить» какое-либо одно из узких мест. Для решения проблем утилизации, эффективного использования ресурсов ПНГ со стороны государства необходим **комплексный подход**, включающий:

- четкое определение критериев эффективности использования ПНГ и места ресурсов ПНГ (а также продуктов его переработки) в системе газоснабжения (прежде всего регионов Восточной Сибири);
- разработку процедур (алгоритмов) принятия решений по выбору вариантов утилизации ПНГ (или разрешения на его сжигание) в зависимости от конкретных экономических и иных условий (реализация подобных процедур имеет место, например, в канадских провинциях);
- применение механизмов лицензирования на право пользования недрами для реализации выбранных вариантов утилизации ПНГ и мониторинга данного

процесса (на основе всех необходимых технических решений по измерению объемов добычи, утилизации и потерь газа);

- применение мер экономического стимулирования и принуждения;
- сбалансированную ценовую политику;
- создание недискриминационных условий для поставок ПНГ и продуктов его переработки на рынок.

Реализация системы регулирования добычи и использования ПНГ 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 фактически переданы «Газпрому» либо не исполняются вообще. Прежде всего, это касается разработки баланса газа, регулирования объемов производства и вопросов доступа к транспортной инфраструктуре. Необходимо расширение состава и усложнение регулирующих функций государства, поскольку в настоящее время в системе государственного регулирования разработки месторождений, добычи и утилизации ПНГ существуют обширные «белые пятна».

Выше уже отмечалось, что в настоящее время в России реализуются попытки решить проблему утилизации ПНГ самыми простыми из доступных способами, т.е. путем повышения штрафных санкций за выбросы вредных веществ в атмосферу. Действительно, применение жестких финансовых санкций за нерациональное использование ПНГ необходимо, ведь вплоть до самого недавнего времени платежи за загрязнение окружающей среды от выбросов попутного газа не представляли собой серьезное наказание для нефтяных компаний. Однако проблему утилизации ПНГ невозможно решить, опираясь только на методы принуждения.

Утилизация ПНГ в основном останется непосредственной задачей нефтяных компаний. Чтобы эта задача оказалась разрешимой необходимы определенные условия. В свою очередь, формирование комплекса условий, при которых утилизация ПНГ становится выгодной нефтяным компаниям, в решающей степени зависит от государства, от его политики по регулированию нефтегазового сектора и газоснабжения.

Потенциально эффективные планы и проекты нефтяных компаний по утилизации ПНГ и развитию газопереработки могут обрести реальные черты только при сочетании определенных условий, включая:

- обеспечение беспрепятственного доступа продукции (в частности – СОГ) на рынок;
- применение мер стимулирования инвестиционных проектов по утилизации ПНГ.

При регулировании рационального использования попутных компонентов необходимы два взаимодополняющих подхода:

- 1) **стимулирование** – создание условий, при которых утилизация ПНГ 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 (поскольку цены на газ регулируются государством) и постепенным формированием конкурентного газового рынка. Второй подход связан с созданием системы экономических и административных санкций за неудовлетворительное использование ресурсов ПНГ (включая штрафы, отзыв лицензий на право пользования недрами).

Конечной целью рассматриваемой политики стимулирования и принуждения должно стать такое состояние, при котором у нефтяных компаний сальдо выгод и издержек при утилизации ПНГ 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 государственного регулирования состоит в том, чтобы увеличить выгоды и снизить издержки нефтяных компаний при утилизации газа и, наоборот, снизить выгоды и увеличить издержки НГС в случае сжигания ПНГ или иных его неоправданных потерь.

Для эффективной реализации механизмов стимулирования и принуждения необходимы определенные условия. Государственная политика по регулированию утилизации ПНГ должна опираться на принцип доступности всей инфраструктуры, необходимой для утилизации ПНГ, включая магистральные газотранспортные системы. В противном случае и стимулирование, и принуждение к утилизации ПНГ теряют смысл. Особенно фактор доступа к инфраструктуре и к рынкам сбыта продукции важен в условиях применения методов принуждения к утилизации ПНГ (рис. 1.1).

Краткие выводы

Проведенное исследование по проблемам утилизации, переработки и использования ресурсов нефтяного попутного газа позволяет сделать следующие выводы.

- Проблемы утилизации и использования ПНГ имеют многоаспектный характер и не могут быть удовлетворительно решены вне рамок формирования общей системы регулирования газовой промышленности.
- Представляется необходимым и целесообразным комплексное использование стимулирующих, регулирующих и инвестиционных возможностей государства для создания и реализации условий для рационального и наиболее квалифицированного использования ресурсов ПНГ, являющихся государственной собственностью.
- Обеспечение приоритетного доступа СОГ к ГТС возможно при условии реализации недискриминационного характера доступа к системе ГТС и при условии формирования системы регулирования газовой отрасли на основе индикативных балансов производства и распределения газа.
- Для успешного решения проблем утилизации и переработки ПНГ 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.



Рис. 1.1. Основные функции политики государства по регулированию утилизации ПНГ

Учитывая сложный характер предлагаемой системы мер, следует отметить **самые первые шаги**, к числу которых относятся:

- передача функции по разработке балансов газа и регулированию вопросов использования ГТС государственным органам (Минэнерго 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 ГТС, рассмотрению заявок на получение услуг, техническим условиям подключения новых месторождений);
- повышение степени информационной открытости в вопросах использования ГТС (регулярное раскрытие данных о структуре загрузки мощностей ГТС; публичный аудит реальной пропускной способности ГТС; передача функций по рассмотрению споров, связанных с доступом к ГТС, саморегулируемым организациям газового рынка);

- разработка (под непосредственным контролем государства) набора первоочередных мер по формированию мощностей ГТС в Восточной Сибири, в том числе с долевым участием пользователей и соответствующим обеспечением приоритетов доступа к ГТС.

Отмеченные шаги можно рассматривать как своего рода «**программу-минимум**», позволяющую создать предпосылки для эффективного решения проблем утилизации ПНГ в новых провинциях.

Результаты выполнения «программы-минимум» создают основу для дальнейшего комплексного реформирования нормативно-правовой базы по вопросам утилизации ПНГ, охватывающего ряд главных (основных) направлений.

Главные направления движения

Главные направления движения в процессе реформирования нормативно-правовой базы должны включать следующие меры и мероприятия:

- формирование (например, под эгидой Минэнерго и МПР) комплексной программы освоения ресурсов Восточной Сибири со специальным разделом, касающимся утилизации и направлений использования ПНГ, включая вопросы обеспечения доступа к ГТС производителей СОГ, создания инфраструктуры 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. Данные документы должны учитывать динамический характер освоения месторождений УВС, что в данном случае означает менее жесткие требования к утилизации ПНГ в начале освоения месторождений;
- формирование системы регулирования выбора и реализации направлений развития добычи и переработки ПНГ, транспорта газа с использованием системы индикативных балансов;
- разработка и реализация системы мер по государственному стимулированию переработки ПНГ;
- определение порядка и условий участия государства в финансировании проектов по развитию инфраструктуры транспортировки и переработки ПНГ, реализации продукции ГПЗ.

В части **нормативно-правового обеспечения** представляется необходимым:

- разработка и принятие технических регламентов, регулирующих технико-экономические аспекты процесса добычи и утилизации ПНГ;
- внесение поправок в закон «О недрах», определяющих порядок отражения условий по утилизации ПНГ в лицензионных соглашениях на право пользования недрами;

- разработка и принятие закона «О нефти и газе», определяющего в том числе статус, место и роль баланса газа в регулировании процессов использования ПНГ, порядок разработки и утверждения баланса газа, а также дающего законодательные гарантии недискриминационного доступа к ГТС для всех производителей газа (включая вопросы приоритетности для тех или иных источников газа);
- разработка и принятие Порядка недискриминационного доступа к ГТС, в котором должны быть определены процедуры реализации принципа приоритетного доступа для производителей СОГ к ГТС; также необходимы разработка и принятие норм и правил, обеспечивающих приоритетный доступ электроэнергии, получаемой из СОГ и ПНГ, к энергетической инфраструктуре;
- учитывая повышенные издержки, связанные с добычей и получением СОГ, представляется целесообразным введение льготных тарифов на транспортировку СОГ по ГТС;
- разработка и реализация системы мер, направленных на стимулирование переработки ПНГ, производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

2. Возможности добычи и транспортировки УВС в Восточной Сибири, необходимость учета факторов риска

2.1. Возможности добычи и использования ресурсов газа в соответствии с Восточной газовой программой

Восточные регионы России, занимая значительную часть территории Российской Федерации (10,34 млн км²), характеризуются крайне низкой плотностью населения (1,6 чел./км² при общей численности населения региона в 16,4 млн человек, что составляет около 11% от общей численности населения России). Малая заселенность и продолжающийся отток населения отрицательно влияют на развитие экономики региона. Вместе с тем Восточная Сибирь и Дальний Восток располагают значительными запасами полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, которые могут стать основой для серьезных экономических преобразований. До настоящего времени развитие ТЭК восточных регионов основывалось на угольной промышленности и гидроэнергетике. Нарушение сложившихся межрегиональных экономических связей в 1990-е годы и рост уровня транспортных тарифов привели к хроническим энергетическим кризисам, несмотря на наличие собственных богатых запасов энергоносителей. Газовая промышленность в регионе пока не получила значительного развития, несмотря на то, что газовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока составляет 30% от начального газового потенциала России.

Масштабность задач по развитию газовой промышленности на Востоке страны потребовала разработки Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи и транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР («Восточная газовая программа»). Разработанная ОАО «Газпром» и утвержденная Приказом Минпромэнерго РФ от 3 сентября 2007 г. № 340 Восточная газовая программа на сегодняшний день является ключевым документом, задающим вектор развития газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке [Программа..., 2007].

2.1.1. Возможные сценарии развития добычи природного и нефтяного газа (в Восточной Сибири) в рамках Восточной газовой программы

Логика построения многосценарного проекта ВГП базировалась на нескольких основных факторах: прогнозный рост потребностей в газе в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, возможный спрос на российский газ в странах АТР, наличие или отсутствие

необходимости подключения восточносибирского газа к ЕСГ, а также масштабы развития в регионе газопереработки и газохимии.

Согласно ВГП на сегодняшний день сложились благоприятные предпосылки для начала формирования в восточных регионах страны новых центров газовой промышленности общероссийского значения и расширения Единой системы газоснабжения на Восток. Такие предпосылки обусловлены значительным приростом запасов газа в восточных регионах страны – Иркутской и Сахалинской областях, Республике Саха (Якутия), Красноярском крае. Начальные суммарные ресурсы газа суши Восточной Сибири и Дальнего Востока – 52,4 трлн м³, или 30% начальных ресурсов суши России (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Ресурсы и запасы газа в России и в ее восточных регионах на 1 января 2005 г., трлн м³

Территория	Начальные суммарные ресурсы	Накопленная добыча	Разведанные запасы	Потенциальные ресурсы	Степень разведанности начальных ресурсов, %
Россия – всего	248,6	14,7	68,1	165,8	25,1
- суша	174,8	14,7	42,3	101,5	32,7
- шельф	73,8	0,0	25,8	64,3	7,3
Восточная Сибирь	36,8	0,0	5,9	31,0	6,6
- Иркутская область	11,0	0,0	4,0	7,0	15,1
- Красноярский край	25,8	0,0	1,9	24,0	3,0
Дальний Восток	14,6	0,1	2,5	12,0	9,9
- Якутия	12,8	0,0	2,4	10,4	10,3
- другие регионы	1,8	0,1	0,1	1,6	5,7
Шельф – всего	15,0	0,0	1,2	13,8	5,9
- Охотское море	6,2	0,0	1,2	5,0	14,0
- другие акватории	8,7	0,0	0,0	8,7	0,1
Итого суша и шельф на востоке России	66,3	0,1	9,6	56,7	8,3

Источник: ВГП.

Запасы свободного газа суши Восточной Сибири и Дальнего Востока составляют по категории С₁ – 3,9 трлн м³ и по категории С₂ – 4,7 трлн м³. Максимальная часть запасов газа категории С₁ приходится на территории Иркутской области – 1,6 трлн м³ и Республики Саха (Якутия) – 1,3 трлн м³. Значительные запасы выявлены в пределах Эвенкийского автономного округа – 282,1 млрд м³, Красноярского края – 90,9 млрд м³ и Сахалинской области: суша – 46,5 млрд м³, шельф – 875,6 млрд м³. В этих же субъектах Федерации имеются значительные запасы газа категории С₂: в Иркутской области – 2,46 трлн м³, в Республике Саха (Якутия) – 1,1 трлн м³, в Эвенкийском автономном округе – 782,2 млрд м³, в Красноярском крае – 224,2 млрд м³ и на шельфе о. Сахалин – 321,2 млрд м³.

Низкая степень разведанности газового потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока (7,8% для суши и 5,9% для шельфа), благоприятные геологические предпосылки открытия крупных месторождений газа и нефти указывают на высокие перспективы подготовки запасов и добычи газа в этом регионе.

В пределах Восточной Сибири к настоящему времени открыты два уникальных по запасам газа месторождения: Ковыктинское газоконденсатное с суммарными запасами категорий C_1+C_2 – 1,98 трлн m^3 в Иркутской области и Чаяндинское нефтегазоконденсатное – 1,24 трлн m^3 в Республике Саха (Якутия).

Крупными являются Юрубчено-Тохомское с запасами свободного газа категорий C_1+C_2 – 709,8 млрд m^3 , Куюмбинское – 178,5 млрд m^3 и Собинское НГКМ – 158,3 млрд m^3 в Эвенкийском АО; Дулисьминское – 77,2 млрд m^3 и Верхнечонское НГКМ с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 201,6 млн т и газа – 95,5 млрд m^3 в Иркутской области; Верхневиллючанское – 209,3 млрд m^3 и Среднеботуобинское НГКМ – 169,5 млрд m^3 , Среднетюннгское – 165,4 млрд m^3 и Средневиллойское ГКМ – 128,6 млрд m^3 , Тас-Юряхское – 114,0 млрд m^3 и Талаканское НГКМ с извлекаемыми запасами нефти категорий C_1+C_2 – 122,9 млн т и газа – 54,1 млрд m^3 в Республике Саха (Якутия).

Оценка добывных возможностей региона по газу показывает, что месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока способны в перспективе обеспечить годовую добычу газа в объеме свыше 200 млрд m^3 .

В качестве базовых рассматриваются следующие газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения Восточной Сибири:

- Чаяндинское НГКМ (Якутия);
- Ковыктинское ГКМ (Иркутская область);
- Собинско-Пайгинское и Юрубчено-Тохомское НГКМ (Красноярский край).

В рамках **Якутского центра газодобычи** предполагается ввод в эксплуатацию Чаяндинского НГКМ, рассматриваемого в качестве базового для газификации южных районов Республики Саха (Якутия), Амурской области, а также возможных экспортных поставок газа в страны Северо-Восточной Азии. Максимальный уровень годовой добычи газа по этому месторождению составляет 31 млрд m^3 .

Прогнозный прирост запасов по результатам проведения геолого-разведочных работ позволит обеспечить добычу с перспективных объектов в объеме не менее 20 млрд m^3 /год к 2030 г. и удержать добычу по Республике Саха (Якутия) в объеме 53 млрд m^3 /год после 2030 г. на длительный период с учетом добычи 3,2 млрд m^3 /год из действующих месторождений.

Стратегия освоения ресурсов **Иркутского центра газодобычи** предполагает создание двух региональных центров газодобычи: южный и северный. Южный центр газодобычи (включающий г. Иркутск) предусматривает первоочередное освоение ресурсов газа и конденсата Южно-Ковыктинской площади и последующего вовлечения в разработку Ковыктинского ГКМ.

Для южного центра газодобычи в начальный период Ковыктинское ГКМ не рассматривается в качестве основного поставщика газа вследствие следующих факторов:

- отсутствие комплексного, скоординированного решения вопроса выделения и использования ценных компонентов (в том числе гелия), содержащихся в газе;
- ограниченная потребность Иркутской области в газе;

- возможность удовлетворения первоочередной потребности в газе в этом регионе за счет разработки малых и средних месторождений.

Поэтому для ускорения процесса газоснабжения юга области лицензионные участки Южно-Ковыктинской площади рассматриваются как первоочередные объекты освоения. В дальнейшем освоение Ковыктинского месторождения, наряду с Красноярским центром газодобычи, позволит обеспечить удовлетворение существующей потребности в газе потребителей индустриального пояса Иркутской области и Красноярского края, расположенных вдоль трассы Транссибирской железной дороги и при необходимости организовать переток газа в Единую систему газоснабжения.

Северный центр газодобычи предусматривает освоения малых месторождений углеводородов: Братского ГКМ, Марковского НГКМ, Аянского ГМ. Прогнозный прирост запасов по результатам проведения геолого-разведочных работ позволит обеспечить добычу с перспективных объектов в объеме не менее 9 млрд м³/год к 2030 г. и удержать добычу по Иркутской области в объеме до 46,3 млрд м³/год после 2030 г. на длительный период.

Красноярский центр газодобычи. За пределами 2010 г. возможно освоение газовых залежей нефтегазоконденсатных месторождений Красноярского края, включая Эвенкийский АО (Юрубчено-Тохомское и Собинско-Пайгинское НГКМ). Более поздние сроки освоения газовых залежей указанных месторождений обусловлены их геологическими особенностями, требующими первоначального освоения нефтяных залежей с целью максимального извлечения жидких углеводородов. Максимальный уровень годовой добычи газа по рассматриваемым месторождениям – 17,7 млрд м³, в том числе по Юрубчено-Тохомскому – 10,3 млрд м³, Собинско-Пайгинскому – 7,7 млрд м³.

По мере проведения геолого-разведочных работ на территории юга Красноярского края в период после 2015 г. в разработку могут быть введены дополнительные ресурсы газа, что позволит довести добычу с перспективных объектов в объеме до 25 млрд м³/год к 2030 г.

С учетом вариабельности внешних условий развития газовой отрасли на востоке страны в ВГП было сформировано 15 вариантов освоения газовых ресурсов региона в рамках 3-х типов сценариев. Рассматриваемые варианты отличаются объемами добычи, а также маршрутами транспортировки и подачи газа:

- внутренним потребителям;
- на экспорт;
- на газохимические комплексы;
- в действующую ЕСГ России (табл. 2.2).

Таким образом, представлено три сценария – «Запад» (пункт передачи в районе г. Забайкальск), «Центр» (Благовещенск) и «Восток» (Дальнереченск) – с детальной разработкой вариантов в их рамках. Каждый из трех сценариев имеет два подсценария – целевой и интенсивный, которые базируются на соответствующих прогнозах внутреннего спроса на газ. Интенсивный подсценарий отличается от целевого возможностью более широкого развития газохимического производства.

В свою очередь целевой и интенсивный подсценарии рассматриваются в вариантах с подсоединением или без подсоединения к ЕСГ. В первом случае имеется в виду возможность поставок газа из Иркутского и Красноярского центров газодобычи начиная с 2015 года в западном направлении в объеме 35 млрд м³. Кроме того, целевые подсценарии включают группу вариантов «50»: соответственно «Запад–50», «Центр–50» и «Восток–50». Они основываются на прогнозе повышенного спроса на российский газ в странах АТР по сравнению с консервативным прогнозом и соответствующем увеличении экспорта сетевого российского газа с 25 млрд м³ до 50 млрд м³ в год к 2020 году.

Таблица 2.2 – Сценарии и варианты развития газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока в рамках Программы

Сценарий	Вариант внутреннего спроса	Поставки в ЕСГ	Вариант экспорта	Обозначение варианта
«Запад»	Целевой	Нет	Консервативный	«Запад» с ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Запад» с ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Да		«Запад» без ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Запад» без ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Нет		Увеличенный
«Центр»	Целевой	Нет	Консервативный	«Центр» с ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Центр» с ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Да		«Центр» без ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Центр» без ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Нет		Увеличенный
«Восток»	Целевой	Нет	Консервативный	«Восток» с ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Восток» с ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Да		«Восток» без ЕСГ (целевой)
	Интенсивный			«Восток» без ЕСГ (интенсивный)
	Целевой	Нет		Увеличенный

Источник: ВГП.

Варианты группы «50» рассматриваются без учета возможности подключения к ЕСГ, так как для одновременных поставок и 50 млрд м³ сетевого газа на экспорт, и 35 млрд м³ в ЕСГ ресурсов Якутии, Иркутской области и Красноярского края (по мнению разработчиков

ВГП) недостаточно. Теоретически такая возможность допускается только в сценарии «Восток–50». Направления поставок газа от добывающих центров показаны в табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Направления поставок газа от добывающих центров по вариантам ВГП

Центр добычи	Направление поставок	Вариант
Красноярский	Юг Красноярского края (Канск – Красноярск)	Все варианты без ЕСГ
	Юг Красноярского края (Канск – Красноярск); далее – на запад с подключением к ЕСГ	Все варианты с ЕСГ
Иркутский	Саянск – Иркутск	Все варианты
	Кунерма	Варианты сценария «Запад»
	Саянск – Канск – Красноярск; далее – на запад с подключением к ЕСГ	Все варианты с ЕСГ
Якутский	Местным потребителям в районах добычи	Все варианты
	Кунерма – Чита – Забайкальск	«Запад» с ЕСГ «Запад – 50»
	Алдан – Благовещенск	Варианты сценария «Центр»
	Алдан – Благовещенск – Хабаровск – Дальнереченск	«Восток – 50»
Сахалинский	Хабаровск – Владивосток	Все варианты сценариев «Запад» и «Центр»
	Хабаровск – Дальнереченск – Владивосток	Все варианты сценария «Восток»

Источник: ВГП.

Данные по объемам добычи газа на 2030 г. приведены в табл. 2.4. Согласно целевым ориентирам ВГП, объемы добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к 2030 г. должны вырасти в 9–15 раз по сравнению с современным уровнем. Естественно, что наиболее высокие намечаемые уровни добычи присущи сценариям с интенсивным вариантом внутреннего спроса, увеличенными объемами экспорта и поставками газа в действующую ЕСГ России. В данном случае более высокие вероятные уровни потребления газа определяют и более значительные масштабы добычи. В целом за рассматриваемый период на долю восточных регионов будет приходиться от 38 до 42% прироста добычи газа в России, а к 2030 г. их удельных вес в общероссийской добыче достигнет 10–12% (сегодня около 2%).

Добыча газа на Востоке России в максимальном объеме может быть востребована при реализации варианта «Запад» с ЕСГ: 135 млрд м³ при целевом прогнозе спроса и 150 млрд м³ при интенсивном.

Максимальная разработка Иркутского центра газодобычи предусматривается только в вариантах с подключением газа к ЕСГ. По целевому прогнозу спроса добыча в этом случае должна составить 40,3 млрд м³ в 2030 году, в том числе с Ковыкты – 37,3 млрд м³. При интенсивном спросе в дополнение к четырем известным газовым месторождениям области потребуется разработка перспективных объектов и увеличение добычи до 44,3 млрд м³. Экспорт газа из Иркутского центра предполагается только в сценарии «Запад». В варианте без поставок в ЕСГ он составит 25 млрд м³, в варианте с ЕСГ – 9 млрд м³.

В сценариях «Центр» и «Восток» без поставок в ЕСГ освоение месторождений Иркутской области сведено к минимуму, необходимому для местного газоснабжения, – 5,7 млрд м³ при целевом спросе и 9,7 млрд м³ при интенсивном.

Таблица 2.4 – Объемы добычи газа по вариантам сформированных сценариев, прогноз на 2030 г., млрд м³

Добыча газа	Варианты				
	Целевой с ЕСГ	Интенсивный с ЕСГ	Целевой без ЕСГ	Интенсивный без ЕСГ	Вариант «50»
Сценарий «Запад»					
ДОБЫЧА ГАЗА, всего	134,8	150,5	91,3	106,9	120
Восточная Сибирь	68,1	76	45,2	52,9	49,7
Иркутский центр газодобычи	40,3	44,3	35,7	39,7	40,3
Красноярский центр газодобычи	23,8	27,7	5,4	9,2	5,4
Норильскгазпром	4	4	4	4	4
Дальний Восток	66,7	74,4	46,1	53,9	70,3
Якутский центр газодобычи	23,7	31,5	3,2	10,9	27,3
Сахалинский центр газодобычи	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3
месторождения Камчатской обл.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Сценарий «Центр»					
ДОБЫЧА ГАЗА, всего	132,8	148,5	91,3	106,9	121
Восточная Сибирь	56,7	64,6	15,2	23	15,2
Иркутский центр газодобычи	40,3	44,3	5,7	9,7	5,7
Красноярский центр газодобычи	12,4	16,3	5,4	9,2	5,4
Норильскгазпром	4	4	4	4	4
Дальний Восток	76,2	83,9	76,2	83,9	105,9
Якутский центр газодобычи	22,1	29,9	22,1	29,9	49,6
Сахалинский центр газодобычи	53,3	53,3	53,3	53,3	55,5
месторождения Камчатской обл.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Сценарий «Восток»					
ДОБЫЧА ГАЗА, всего	130,6	146,3	89,1	104,6	120,8
Восточная Сибирь	56,7	64,6	15,2	23	15,2
Иркутский центр газодобычи	40,3	44,3	5,7	9,7	5,7
Красноярский центр газодобычи	12,4	16,3	5,4	9,2	5,4
Норильскгазпром	4	4	4	4	4
Дальний Восток	73,9	81,7	73,9	81,7	105,7
Якутский центр газодобычи	3,2	10,9	3,2	10,9	34,9
Сахалинский центр газодобычи	70	70	70	70	70
месторождения Камчатской обл.	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Из Красноярского центра экспорт не предполагается ни в одном из вариантов, а максимальная разработка газовых ресурсов края предусмотрена только в сценарии «Запад» в варианте с подключением к ЕСГ. В этом случае суммарная добыча газа, включая действующий Норильский узел с добычей 4 млрд м³, к 2030 году составит 27,8 млрд м³ при целевом спросе и 31,7 млрд м³ при интенсивном. При этом в 2020 году главным источником газа будет Юрубчено-Тохомское месторождение. Но к 2030 году добыча на нем снизится с 9

млрд м³ до 4 млрд м³, и в последующее десятилетие основные объемы предполагается получать с перспективных объектов.

Во всех вариантах без поставок газа в ЕСГ на юге Красноярского края предполагается добывать только попутный газ (0,8 млрд м³) и газ Юрубчено-Тохомского месторождения (4,6 млрд м³ в 2030 году). Из Якутского центра газодобычи экспорт газа предполагается практически во всех вариантах. В экспортных вариантах вводится Чаяндинское месторождение, в трех «безэкспортных» вариантах разработка новых газовых месторождений республики вплоть до 2030 года не предусматривается. Максимальная разработка газового потенциала Якутии возможна при реализации варианта «Центр–50», который предполагает, помимо Чаяндинского (31 млрд м³ в 2020–2030 гг.), ввод Верхне-Вилючанского (8 млрд м³) и Средне-Ботуобинского месторождений (7,4 млрд м³).

Альтернатива выбора модели развития газовой промышленности Восточной Сибири по большому счету состоит в том, разрабатывать ли газовые ресурсы региона, ориентируясь на поставки в ЕСГ или на максимизацию экспорта в страны АТР. В количественном отношении этот выбор выражается в 35 млрд м³ на запад в ЕСГ или 50 млрд м³ экспорта по газопроводам в Китай и Корею. Предпочтение отдано максимизации экспорта, то есть одному из вариантов «50». Что касается конкретного варианта, то по расчетам авторов ВГП наилучшими показателями экономической эффективности характеризуется сценарий «Восток».

Исходя из этого из трех вариантов «50» **рекомендуется реализовать вариант «Восток–50» без поставок в ЕСГ**. Суммарная добыча газа в регионе в рекомендуемом варианте к 2030 году составит 120,8 млрд м³, в том числе 70 млрд м³ на Сахалине и 35 млрд м³ в Якутии. Суммарный экспорт по варианту «Восток–50», включая 27,6 млрд м³ (СПГ) с Сахалина, достигнет 77,6 млрд м³ к 2020 году.

Необходимо отметить, что газ Иркутского и Красноярского центров газодобычи в рекомендуемом варианте оказывается не востребованным ни для ЕСГ, ни для экспорта, а добыча будет осуществляться только в объемах, необходимых для местных потребителей и технологических нужд газопроводов. В Иркутском узле вплоть до 2030 года будет добываться не более 5,7 млрд м³ (2,7 млрд м³ – Ковыктинское, 2,2 млрд м³ – Южно-Ковыктинское месторождение, 0,8 млрд м³ – Братское и Марковское месторождения). В Красноярском крае новая добыча, без учета Норильского узла, к 2030 году достигнет лишь 5,4 млрд м³, которые в основном обеспечит ввод Юрубчено-Тохомского месторождения.

Вместе с тем в ВГП отмечается, что при необходимости вариант «Восток–50» может также рассматриваться в комбинации с поставками природного газа в ЕСГ. В этом случае газ с месторождений Иркутского и Красноярского центров газодобычи, помимо внутри региональной газификации, может направляться в ЕСГ через строительство газопровода из Восточной Сибири в район Проскоково. В случае реализации такого комбинированного варианта суммарный объем добычи природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к 2030 году составит 162,4 млрд м³.

2.1.2. Возможности потребления газа месторождений Восточной Сибири в сопредельных регионах России

Формирование газопроводной системы в Восточной Сибири и ее подключение к ЕСГ в районе Проскоково (Кемеровская область) позволит диверсифицировать направления поставок газа за счет выхода на рынок юга Западной Сибири. На сегодняшний день уровень газификации сибирских регионов существенно отстает от среднероссийского. Так в Кемеровской области уровень газификации природным газом составляет лишь 2%, в Новосибирской области – 2,2%, Томской области – 6,5%. Суммарный объем потребления газа в этих регионах составляет порядка 8,5 млрд м³ газа в год. Основными потребителями газа являются предприятия химической промышленности (ООО «Сибметакхим», Кемеровский «Азот»), энергетики, металлургии, цементные заводы («Топкинский цемент», «Искитимцемент»). В перспективе в системе энергообеспечения юга Западной Сибири ожидается опережающий рост использования газа за счет:

- вытеснения мазута и частично угля из тепло- и электроэнергетики и перевода системы энергообеспечения крупных сибирских городов на газ (что позволит существенно улучшить экологическую ситуацию);
- использования газа в промышленности (возможно увеличение мощности химических предприятий, развития отрасли строительных материалов);
- газификации коммунально-бытового сектора.

Вместе с тем необходимо отметить, что действующая система поставок газа в регионы юга Западной Сибири недостаточно сбалансирована даже с текущими потребностями. Слабым звеном в системе газоснабжения региона является магистральный газопровод «Нижевартовский НГПЗ – Парабель – Кузбасс», пропускная способность которого ограничена (8,2 млрд м³) и не позволяет обеспечить бесперебойное снабжение потребителей газом в условиях пиковых нагрузок в зимний период. В результате многие объекты теплоэнергетики региона в зимние месяцы вынуждены переходить на использование резервных видов топлива. Таким образом, подключение восточносибирского газа к ЕСГ позволит не только обеспечить маневренность поставок из Восточной Сибири, но и сбалансировать потребление газа в регионах Западной Сибири.

2.1.3. Сценарии развития трубопроводной инфраструктуры в рамках Восточной газовой программы

В рамках ВГП для сценариев развития трубопроводной инфраструктуры определены **четыре этапа освоения газовых ресурсов** региона: 2007–2009, 2010–2012, 2013–2015, 2016–2030 гг.

На **первом этапе** в рамках ВГП предусматривается начало строительства газопровода от месторождений Красноярского края до Нижней Поймы или Красноярска. На этом же этапе (сценарий «Центр») предусмотрено начало строительства магистральных газопроводов от месторождений Якутского центра газодобычи в направлении Благовещенска.

В этот период должна начаться промышленная добыча на месторождениях Иркутской области. Вводятся в эксплуатацию газопроводы от Иркутского центра газодобычи до центров потребления газа в северо-восточных и южных районах Иркутской области. Для выделения гелия предусматривается строительство первой очереди ГПЗ в Иркутской области.

Варианты с перетоком газа в ЕСГ предусматривают начало строительства магистрального газопровода от месторождений Иркутского центра газодобычи до Проскоково и от месторождений Красноярского края до Нижней Поймы. Варианты без перетока газа в ЕСГ предусматривают начало строительства газопровода от месторождений Красноярского края до Красноярска.

На **втором этапе** предусматривается начало промышленной добычи газа в Якутском центре и строительство ГПЗ для выделения гелия. Также предусматривается строительство экспортного газопровода от Якутского центра газодобычи в направлении Кунермы (сценарий Запад) и Благовещенска (сценарий Центр).

Во всех сценариях (без перетока в ЕСГ) предполагается на втором этапе удовлетворять спрос потребителей Красноярского края попутным газом из месторождений Красноярского центра добычи, а в вариантах с перетоком газа в ЕСГ также с Собинско-Пайгинского НГКМ. Продолжаются вводы газотранспортных мощностей, начало строительства которых предусмотрено на 1-м этапе, для увеличения поставок газа российским потребителям.

На **третьем этапе** (с 2013 г.) освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока предусматривается ввод Юрубчено-Тохомского месторождения во всех целевых сценариях. Для вариантов с перетоком газа в ЕСГ по сценарию «Запад» предусматривается ввод в эксплуатацию перспективных месторождений Красноярского края. По сценарию «Восток-50» предусматривается строительство магистрального газопровода от Якутского центра газодобычи до Хабаровска.

На **четвертом этапе** с 2016 г. все варианты интенсивного спроса на газ предусматривают строительство и ввод в эксплуатацию газохимических комплексов в Красноярском крае, Якутии и Иркутской области и строительство газопроводов до газохимических комплексов.

Вариант «Запад-50» предусматривает освоение Чаяндинского НГКМ и строительство газопровода до Кунермы для совместной подачи газа из Якутского и Иркутского центров газодобычи на экспорт в Китай и Республику Корея.

Следует отметить, что газ Иркутского и Красноярского центров газодобычи в рамках ВГП оказывается не востребованным ни для ЕСГ, ни для экспорта, а добыча будет осуществляться только в объемах, необходимых для местных потребителей и технологических нужд газопроводов. В Иркутском узле вплоть до 2030 года будет добываться не более 5,7 млрд м³ (2,7 млрд м³ – Ковыктинское, 2,2 млрд м³ – Южно-Ковыктинское месторождение, 0,8 млрд м³ – Братское и Марковское месторождения). В Красноярском крае новая добыча, без учета Норильского узла, к 2030 году достигнет лишь 5,4 млрд м³, которые в основном обеспечит ввод Юрубчено-Тохомского месторождения.

В ВГП провозглашается необходимость переработки газа и выделения из него этана, пропан-бутановой фракции, гелия. Однако начать добычу газа ВГП предусматривает в 2008 г., а развивать газохимию только в период 2015–2020 гг. В этих условиях необходимо:

- с опережением по отношению к добыче газа развивать газопереработку, газохимию и гелиевую промышленность;
- четко определить, что на экспорт газ будет поставляться только после выделения из него этана, пропан-бутановой фракции, гелия. Иначе переработка будет организована в странах-импортерах, а Россия потеряет перспективные рынки продукции нефте- и газохимии.

Поскольку подавляющее большинство месторождений углеводородов Восточной Сибири нефтегазоконденсатные, формирование на Востоке страны новых крупных центров добычи газа целесообразно проводить в рамках единой для нефти и газа государственной программы. Необходимость комплексного освоения нефтяных и газовых ресурсов обусловлена:

- территориальным распределением и качеством (включая комплексный характер большинства месторождений, особый состав газов) сырьевой базы;
- высокой капиталоемкостью, социальной и геополитической значимостью проектов;
- размещением центров переработки и потребления, включая внешние рынки;
- необходимостью создания единой транспортной инфраструктуры.

Для достижения высокой экономической эффективности освоения газовых ресурсов, для обеспечения устойчивой работы нефтегазового комплекса на Востоке России необходимо формирование гибкой системы поставок газа, газового конденсата, гелия и других ценных компонентов природного газа на внутренний и внешний рынки.

При реализации стратегии развития нефтегазового комплекса на Востоке России и обосновании переговорной позиции России по экспорту углеводородов в АТР необходимо учитывать следующее:

- недопустим экспорт природного газа без полного извлечения из него на российской территории углеводородов C_2-C_5 и гелия;
- цены поставок сетевого природного газа в страны АТР должны учитывать стоимость альтернативных поставок СПГ;
- при обосновании маршрутов транспорта газа необходим приоритет социально-экономическому развитию российских ресурсных и транзитных территорий.

Таким образом, необходима единая, системно организованная программа формирования нефтегазового комплекса на Востоке страны на основе взаимодействия государства, регионов и бизнеса.

2.1.4. Необходимость координации проектов при реализации Восточной газовой программы

Для эффективного функционирования НГС Восточной Сибири необходима сбалансированность во времени планов отдельных недропользователей по добыче природного газа и ПНГ, с одной стороны, и развития ГТС.

При создании ГТС в Восточной Сибири необходима координирующая роль государства. Можно ли строить ГПЗ, не построив магистральный трубопровод и даже не зная его ключевых параметров (направления поставок, точки входа, пропускная способность, принципы доступа)? Как строить газопровод, не имея гарантий его заполнения? Можно ли гарантировать добычу, не имея стабильного спроса? Вплоть до настоящего времени многие ключевые вопросы не имеют четкого ответа. В ВГП представлено 15 вариантов развития событий, один из которых рекомендован для применения. Но до сих пор государство не определилось с выбором ключевого сценария развития газовой промышленности на Востоке страны. Причем данный сценарий должен быть достаточно адаптивным и маневренным, а также адекватно отвечать на возможные риски и угрозы.

Опыт же первых лет реализации ВГП (фактически она не реализуется) говорит о том, что необходима бóльшая определенность в планах и позиции государства. Необходимо:

- скорректировать ВГП, наметив более реалистичные значения контрольных показателей (в том числе с учетом сегодняшней реалий развития событий, последствий экономического кризиса, поскольку она была утверждена в 2007 г.);
- детализировать отдельные этапы в разрезе конкретных крупнейших проектов, определяющих потребности в формировании ГТС;
- организовать государственный мониторинг текущих результатов реализации ВГП;
- использовать действенные механизмы стимулирования развития газовой промышленности на Востоке страны.

К ключевым принципам эффективной координации развития газовой промышленности на Востоке страны следует отнести:

- открытость и согласованность стратегических планов государства и отдельных недропользователей;
- регулярный мониторинг результатов выполнения ВГП;
- корректировка контрольных параметров (по мере выполнения или невыполнения отдельных проектов) [Яцишин, 2009].

К настоящему времени для «Газпрома» как для координатора газовой политики на Востоке страны ВГП в основном свелась к двум вполне конкретным проектам – строительству трубопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» и проекту газоснабжения Камчатского края. По этим двум направлениям государство поставило конкретные задачи, и они должны быть выполнены в жесткие сроки.

При координации планов отдельных компаний, поиска сбалансированных решений учитывающих интересы отдельных недропользователей необходимо учитывать, что значительная часть проектов в Восточной Сибири (точнее добычных центров) – с точки

зрения добычи УВС это относительно автономные и самостоятельные проекты (например, юг Красноярского края и Сахалин). В то же время настоятельно необходима координация в рамках отдельных центров добычи на основе формирования согласованной ГТС.

2.2. Анализ ключевых рисков и возможностей их минимизации

Неопределенности в формировании и развитии ГТС в Восточной Сибири связаны с целым рядом факторов и условий (как внешних, так и внутренних с точки зрения потенциальных недропользователей), включая:

- риски, связанные с оценкой ресурсного потенциала природного и попутного газа;
- риски, связанные с оценкой спроса и цен на газ и продукты его переработки в России и на потенциальных зарубежных рынках;
- техническая неопределенность формирования и развития ГТС (мощности, направления поставок, сроки строительства) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Например, в рамках ВГП рассматривается 15 вариантов, один из которых рекомендован, но и он не еще принят Правительством РФ в качестве основного, требующего реализации;
- организационная неопределенность формирования и развития ГТС. На каких принципах будет создаваться ГТС? Будут ли и в каком качестве в ее создании участвовать недропользователи? На каких условиях будет осуществляться доступ к ГТС?

2.2.1. Идентификация основных инвестиционных рисков с позиций недропользователей

Риски в связи с оценкой ресурсного потенциала

Газовые и нефтяные месторождения (а точнее НГКМ) Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского газа в Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными характеристиками, глубоко залегающими продуктивными горизонтами, относительно невысокими продуктивными свойствами, сложным составом ресурсов. Особенностью практически всех месторождений Восточной Сибири является наличие аномальных пластовых давлений и низких пластовых температур.

На территории разрабатывается только Юрубченская залежь Юрубчено-Тохомского месторождения, а также Верхнечонское и Даниловское месторождения. Особенностью многих месторождений является многозалежность, пластово-блочное строение. При этом наблюдается неравномерная изученность пластовых флюидов по блокам и пластам месторождений.

Большинство нефтегазовых месторождений Восточной Сибири находятся в слабо развитых районах с низким уровнем заселенности и фактически отсутствием необходимой инфраструктуры. Перспективные нефтегазовые районы удалены от промышленных центров,

не имеют развитых коммуникаций (дорог, связи, транспорта) и находится в суровых климатических условиях. Данные особенности территории создают дополнительные риски и организационные сложности для освоения ресурсов УВС по сравнению, например, с районами Западной Сибири или европейской частью России. На новых осваиваемых территориях недропользователи вынуждены создавать инфраструктуру и нести значительные дополнительные расходы, вызванные удорожанием факторов производства.

Геологический риск связан с тем, что реальные запасы окажутся ниже ожидаемого уровня или характеристики залежей будут хуже тех, что использовались при оценке ресурсов и запасов. Геологические риски недропользователей при освоении ресурсов недр в Восточной Сибири, связаны в том числе со следующим:

- сложное строение и распространение коллекторов;
- слабая изученность бурением и сейсморазведкой;
- аномально низкие пластовые давления;
- низкие пластовые температуры;
- низкопоровые и слабопроницаемые коллекторы;
- многокомпонентный состав добываемого УВС (месторождения смешанного типа);
- высокое содержание гелия в попутном и свободном газе.

Задача получения достоверных и надежных геологических результатов значительно усложняется из-за малой изученности бурением, неравномерности сети сейсмических профилей и наличия разнородности полученных в разные годы материалов.

Условия разработки месторождений УВС осложняются тем, что практически все залежи углеводородов имеют многокомпонентный состав: газ, конденсат, нефть, попутный газ, азот, гелий.

Геологические и технологические риски тесно связаны между собой, поскольку наличие первых часто приводит к возникновению вторых. Ошибки, допущенные при разведке недр и оценке запасов, несут реальную угрозу неверного выбора технологической схемы разработки недр, схем и масштабов ГТС, а также перерабатывающих производств [Миляев, 2007].

Существенным элементом неопределенности являются прогнозные затраты на реализацию проектов по добыче углеводородов. В отличие от хорошо изученных районов Западной Сибири, в районах нового освоения Восточной Сибири сложно определить рекомендуемые нормативы затрат, поскольку практически еще нет типовых проектов, на которые можно было бы ориентироваться. В отсутствие накопленного опыта работы в новом районе, недропользователи вынуждены прогнозировать свои затраты в условиях высокой степени неопределенности.

Отмеченные факторы и обстоятельства определяют неоднозначность оценок, характеризующих состояние и перспективы развития ресурсной базы УВС в Восточной Сибири. Данные риски могут быть существенно уменьшены в результате проведения новых ГРП.

Проблемы привлечения инвестиций

Проекты освоения нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири (с учетом создания всей требуемой инфраструктуры, необходимости транспортировки сырья и продуктов его переработки на большие расстояния) не являются высокорентабельными. Применительно к ресурсам нефти государство проводит стимулирующую политику: добыча нефти освобождена от налога на добычу и даже экспортной пошлины. Данные обстоятельства также свидетельствуют о невысокой эффективности освоения ресурсов УВС в Восточной Сибири. Подобные меры (прежде всего налоговое стимулирование) необходимы и для газовой промышленности.

Актуальность подобных мер возрастает в связи со следующим:

- необходимость приоритетного газоснабжения российских потребителей;
- сложность определения формулы цены (при переговорах, например с Китаем и Кореей) при поставках газа на экспорт;
- сложность экспорта газа (необходимость использования единого экспортера);
- риски, связанные с доступом к ГТС (в случае создания ГТС «Газпром» или консорциумом компаний).

Отмеченные выше обстоятельства усложняют привлечение инвестиций для реализации газовых проектов (газовой компоненты проектов, в отличие от нефтяной составляющей). Сокращение соответствующих рисков будет способствовать привлечению инвестиций в газовые проекты.

Риски достижения приемлемой эффективности проектов при существующей системе государственного регулирования

Основные риски, связанные с государственным регулированием освоения ресурсов УВС в Восточной Сибири, в том числе включают:

- повышение налоговой нагрузки (например, не достаточно четко определены льготы по экспортной пошлине для нефти, их временные рамки);
- отсутствие четких гарантий получения лицензии на разработку после открытия месторождения за счет собственных средств;
- проведение неоптимальной политики в результате отсутствия комплексного плана подготовки и использования минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Восточной Сибири.

Любая нефтегазовая компания (особенно иностранная) будет оценивать общую стабильность инвестиционного климата в России, принимая во внимание, в том числе опыт реализации подобных проектов, правовую защищенность инвестора в случае возникновения разногласий с федеральными органами власти. Существенно улучшить инвестиционный климат можно только посредством долгосрочной стабильной политики государственного регулирования, направленной на укрепления доверия инвесторов и создания благоприятных условий для вложения капитала.

Важным рычагом государственного регулирования служит **налоговая политика**. От налоговой системы напрямую зависит рентабельность инвестиционных проектов. Поэтому, находясь в условиях нестабильности системы налогообложения, недропользователи будут откладывать инвестиции, ожидая появления новой информации, которая снизит их риски. Налоговая политика может работать и в другом направлении: привлечение инвестиций за счет ослабления налоговой нагрузки. Применительно к Восточной Сибири льготные ставки налога на добычу по нефти для новых месторождений частично компенсируют риски компаний, повышая инвестиционную привлекательность проектов, реализуемых в Восточной Сибири.

Существующий риск **неполучения лицензии** на разработку после открытия месторождения за счет собственных средств был значительно снижен, после того как стали выдаваться сквозные лицензии, объединяющие в себе лицензии на поиск, оценку и добычу нефтегазовых ресурсов. В остальных случаях порядок предоставления права пользования недрами и исполнения условий лицензионных соглашений при установлении факта открытия месторождений пользователем недр, проводившим геологическое изучение недр за счет собственных средств, определяется положениями закона РФ «О недрах». Недостатки нормативной базы и отсутствие четких гарантий получения лицензии на разработку на бесконкурентной основе (в случае открытия месторождения) создают дополнительные риски.

Каждая компания-недропользователь заинтересована четко видеть общую перспективу развития в регионе: отсутствие понимания ситуации в целом неизбежно приводит, в конечном счете, к издержкам несогласованных действий. Для Восточной Сибири остро встает вопрос о необходимости разработки **комплексной программы подготовки и использования МСБ углеводородного сырья**. Утверждение такого документа на федеральном уровне позволит проводить рациональную долгосрочную политику в отношении освоения недр и общего развития территории и государству, и бизнесу.

Применительно к добыче нефти в настоящее время государством проводится активная политика по созданию условий, обеспечивающих рентабельную добычу и поставку продукции на рынки. Применяется комплекс мер налогового стимулирования, ведется строительство магистрального трубопровода (ВСТО).

Применительно к добыче газовых ресурсов такие условия еще не созданы. Чтобы достигнуть приемлемой эффективности для проектов по добыче и переработке газа, государство должно принять целый ряд мер стимулирующего характера, которые направлены на сокращение рисков инвесторов:

- обеспечение стабильности инвестиционного климата в целом в России;
- меры по сокращению совокупных издержек недропользователей (налоговая политика, координирующая роль государства при создании инфраструктуры);
- меры государства по стимулированию роста добавленной стоимости УВС, развитию газопереработки и газохимии;
- меры государства по стимулированию создания мощностей по транспортировке УВС;
- лицензионная политика;

- формирование рациональной организационной структуры нефтегазового сектора;
- гарантии обеспечения доступа к создаваемой производственной инфраструктуре.

Риски, связанные с формированием газотранспортной системы

В случае если не весь добытый газ будет переработан в продукцию газохимии, у компаний-недропользователей возникает необходимость транспортировки газа. С точки зрения транспортировки газа до потенциальных потребителей ситуация для недропользователей может развиваться по нескольким сценариям:

- 1) собственные ГТС отдельных нефтегазовых компаний – формирование собственной транспортной системы (фактически магистрального газопровода) с возможностью на договорной основе подключения прочих недропользователей;
- 2) ГТС «Газпрома» – передача «Газпрому» (в том числе как координатору ВГП) «лидерства» в создании ГТС – определении стратегии (темпов, сроков, объемов поставок) формирования и осуществления транспортной политики;
- 3) ГТС консорциума компаний – формирование консорциума (недропользователей, государства и других заинтересованных сторон) по формированию ГТС Восточной Сибири. В рамках данного сценария возможны 2 варианта: формирование только локальной ГТС (системы межпромысловых газопроводов) или всей ГТС Восточной Сибири с выходом на конечных потребителей в России и за рубежом.

Каждый из данных сценариев содержит значительные инвестиционные риски с позиций нефтегазовых компаний (табл. 2.10).

Следует отметить, что в случае развития любой нефтяной компанией (например «Роснефтью» или ТНК-ВР) собственной ГТС (в том числе с возможностями экспорта газа) возникают риски связанные с государственным регулированием. Согласно Федеральному закону от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ «Об экспорте газа», исключительное право на экспорт газа предоставляется организации-собственнику единой системы газоснабжения или ее дочернему обществу, в уставном капитале которого доля участия организации-собственника ЕСГ составляет 100%. Таким образом, фактически экспорт газа может осуществлять только «Газпром».

Каждый из перечисленных сценариев имеет свои «плюсы» и «минусы» для нефтегазовых компаний, которые не поддаются сколько-нибудь точной количественной оценке, а могут быть лишь проинтерпретированы на качественном уровне.

Главным положительным моментом 1-го сценария является потенциальная возможность формирования региональной политики (или существенного воздействия на такую политику) не только по развитию ГТС, но и по освоению газовых ресурсов вообще. Последнее обстоятельство довольно очевидно, поскольку трассировка газопроводов влияет на «ценность» прилегающих территорий для поиска и разведки ресурсов УВС и реализации добычных проектов. Политическая значимость сценария также выглядит довольно прозрачной по принципу: «Кто первым пришел, тот и определяет правила игры».

Таблица 2.10 – Риски участников при различных сценариях формирования ГТС

Тип риска	Собственные ГТС нефтяных компаний	ГТС «Газпрома»	ГТС консорциума компаний
Соответствие сроков ввода мощностей ГТС потребностям нефтегазовых компаний (вводу отдельных месторождений)	Данные риски минимальны, зависят от деятельности самой компании	Риски высоки, поскольку, вероятно, «Газпром» будет исходить из своих приоритетов (освоения ресурсов и переработки УВС)	Данные риски (сроки ввода ГТС) имеются, но они могут быть эффективно учтены при создании и функционировании консорциума
Объем инвестиций	Большой объем требуемых инвестиций, соответственно, риски очень высоки	Данные риски инвестиций минимальны	Данные риски могут быть распределены среди участников консорциума
Выбор мощности ГТС и ее отдельных участков и элементов (включая пропускную способность)	Определяется в основном рисками подтверждения ресурсной базы	Риск не соответствия мощностей стратегическим задачам отдельных недропользователей	Диверсификация данного риска (у разных добывающих компаний отклонения в оценке ресурсной базы могут нивелироваться)
Направления поставок / рынки сбыта (конкретные заводы, пункты экспорта)	Риски минимальны	Риски высоки	Возможности поиска согласованных решений (начиная с этапа создания консорциума)
Государственное регулирование	Наличие противоречий с законом «О газоснабжении в РФ»; ВГП; законом «Об экспорте газа»	Риски минимальны	Возможно эффективное распределение рисков и потенциальных выгод
Тарифы на транспортировку (необоснованное завышение)	Риски минимальны, могут быть сбалансированы в сферах добычи и транспортировки УВС	Возможно завышение (для быстрой окупаемости)	Возможен сбалансированный учет интересов компаний-участников в сферах и добычи, и транспортировки
Доступ к ГТС	Риски минимальны	Практика свидетельствует о высоком риске	Риски эффективно распределены

Самый серьезный недостаток «флагманского» сценария заключается в том, что выбравшей этот сценарий компании придется взять на себя едва ли не основную часть затрат по развитию ГТС и особенно на первоначальном этапе данного процесса (что наименее выгодно с позиций финансовой эффективности). При этом оценку инвестиций для каждого варианта следует рассматривать, скорее, как минимальную, нежели максимальную, поскольку пропускная способность предполагаемых газопроводов будет определена, по сути дела, в расчете лишь на собственные ресурсы газа без каких-либо серьезных резервов. При высоком уровне загрузки (своими ресурсами) трудно рассчитывать на возможность подключения к системе других компаний-недропользователей, т.е. возможности коммерческого использования предполагаемой ГТС весьма ограничены без создания резервных мощностей.

Чтобы сформировать резервы мощностей хотя бы на уровне 25–30%, необходимо увеличить диаметры трубопроводов, но это приведет к удорожанию строительства и эксплуатации ГТС (в частности из-за недозагрузки) при существовании определенных рисков, что не удастся «продать» резервы пропускной способности. Соответственно, могут ухудшиться и без того не слишком благоприятные показатели финансовой эффективности проекта по формированию ГТС.

Очевидным «плюсом» 2-го сценария является возможность (по крайней мере, теоретическая) значительной экономии для нефтяных компаний капитальных затрат на развитие ГТС и, соответственно, всей системы утилизации газа. Однако практический опыт многих производителей газа показывает, что зависимость от «Газпрома» порождает дополнительные нежелательные риски. Можно столкнуться и с ограничениями на доступ к «трубе», и с необоснованно завышенными тарифами на перекачку, и с принуждением продавать газ по заниженным ценам – под самыми различными предложениями. Все эти аспекты не способствуют реализации планов нефтегазовых компаний по «монетизации» ресурсов газа и порождают дополнительные немалые риски, особенно в отношении развития перерабатывающих производств и возможного экспорта газа.

Третий («интеграционный») сценарий – в сугубо теоретическом плане – представляется наиболее привлекательным, так как потенциально позволяет разумным образом распределить издержки и риски между компаниями-недропользователями при минимизации совокупных издержек на создание и эксплуатацию ГТС за счет увеличения мощностей (фактора экономии на масштабах производства). Главный «минус» заключается в сложностях практического решения вопросов по согласованию планов и намерений, долевого участия в финансировании и в использовании мощностей ГТС. При этом должны согласовываться также и графики добычи (утилизации) газа и ввода месторождений в эксплуатацию.

При всей кажущейся несложности данной проблемы, нет уверенности, что ее удастся решить должным образом хотя бы из-за отсутствия практического опыта. Во всяком случае, вплоть до настоящего времени в российском нефтегазовом секторе не было реализовано еще ни одного крупного проекта с участием сразу нескольких компаний (в лучшем случае, имели место двухсторонние соглашения и совместные предприятия). И хотя в отношении проектов создания восточносибирской ГТС речь идет об участии всего лишь 5–6-ти компаний (по отдельным проектам, а всего 10–12-ти компаний), тем не менее, вопрос о возможности достижения работоспособных соглашений остается открытым. Сложности данному вопросу добавляет и то обстоятельство, что потенциальные «игроки» выступают в разных «весовых категориях». Среди «фигурантов» – «Газпром», склонный к диктаторским отношениям с партнерами, крупные самостоятельные нефтяные компании («Роснефть», ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ»), зависимые («Газпром нефть», «Славнефть») и относительно небольшие компании («Иркутская нефтяная компания», «Межрегиональная топливная компания»). Естественно, что наибольшие риски в реализации возможных альянсов связаны с участием малых компаний, которые сталкиваются с наиболее серьезными финансовыми ограничениями и в отношении добычных, и в отношении инфраструктурных (тем более) проектов.

К рискам инвесторов относятся риски, связанные с транспортировкой извлеченного сырья и обусловленные тем, что успешность осуществления газовых проектов напрямую зависит от создания собственных газотранспортных мощностей или возможности беспрепятственного и относительно недорогого (по приемлемым тарифам) доступа к магистральному трубопроводу (который будет строить, например «Газпром» или консорциум компаний с участием государства).

Необходим единый подход к формированию систем транспорта газа в Восточной Сибири. Для этого требуется участие и объединение усилий всех недропользователей в данном районе. При этом важное значение имеет динамика ввода соответствующих транспортных мощностей (чтобы недропользователи могли достоверно планировать ввод мощностей в добыче нефти, а, следовательно, и добычи ПНГ, а также природного газа).

В случае создания мощностей по транспортировке газа «Газпромом», останется неизвестным тариф на перекачку газа из Восточной Сибири до соответствующих потребителей. Несмотря на то, что тарифы утверждаются Федеральной службой по тарифам, имеется угроза завышения платы за пользование трубопроводной системой. С точки зрения инвесторов, такой риск может быть обусловлен стремлением «Газпрома» в кратчайшие сроки окупить крупные инвестиции в строительство магистрального газопровода.

Транспортировка газа от места добычи до трубопроводной системы (ГТС) содержит неопределенность относительно затрат, особенно для удаленных участков. В решении данного вопроса важную роль может играть согласованная политика недропользователей с целью минимизации затрат посредством согласованной перекачки сырья по трубопроводам-подключениям на договорной основе.

О высокой степени неопределенности развития ГТС в Восточной Сибири (и сбытом продукции ГПЗ и ГХК) косвенно свидетельствует и ВГП. В рамках ВГП рассмотрено множество вариантов, которые во многом связаны с приоритетами «Газпрома». Поэтому в определенном смысле данную программу в части транспорта и сбыта продукции нельзя считать программой, учитывающей интересы и потребности всех заинтересованных сторон (недропользователей, государства и потенциальных потребителей).

Рынки сбыта (неясность с вопросом о направлениях поставок газа)

Газ восточносибирских месторождений может потребляться как предприятиями Восточной Сибири (прежде всего Красноярский край, Иркутская область), так и в странах АТР. От соотношения поставок на внутренний и внешний рынки зависит ресурсная обеспеченность экспортных трубопроводов. Внутренний спрос на газ в рассматриваемых регионах формируется в зависимости от суммарных потребностей в газе предприятий Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Для снижения рисков должен быть разработан и внедрен четкий механизм реализации углеводородного сырья в странах АТР. Одним из инструментов такого механизма может быть консорциум, представляющий интересы газодобывающих компаний, государства и, возможно, импортеров восточносибирской нефти. Поскольку объединить столь широкий круг заинтересованных сторон весьма проблематично, то на настоящий момент нефтегазовыми компаниями предпринимаются попытки организации альтернативных форм

взаимодействия, которые направлены на защиту непосредственно их интересов [Конторович, Коржубаев, Эдер, 2007].

Сбыт продукции на азиатском рынке создает дополнительную ценовую неопределенность для недропользователей. Поскольку основными потребителями являются Китай, Япония и Южная Корея, то можно ожидать определенных согласованных действий со стороны этих импортеров, направленных на занижение стоимости восточносибирского газа и продуктов его переработки. При проектировании ВСТО важным мотивом реализации второй очереди строительства, дающего возможность транспортировать нефть напрямую до Тихоокеанского побережья, стало стремление ограничить монопольное положение Китая (как потребителя). Тем не менее, учитывая растущее энергопотребление азиатских импортеров, следует ожидать, что российским компаниям удастся реализовать вполне выгодные условия экспорта газа и продуктов его переработки.

Следует отметить, что многие риски недропользователей и инвесторов прямо или косвенно возникают в результате отсутствия единой государственной стратегии, направленной на комплексное освоение ресурсов УВС Восточной Сибири и представляющей как интересы государства, субъектов Федерации, так и отдельных нефтегазовых компаний, а, возможно, и импортеров газа и продуктов его переработки. Для Восточной Сибири остро встает вопрос о необходимости разработки (модификации ВГП с учетом интересов широкого круга участников процессов освоения недр) комплексного плана подготовки и освоения ресурсов углеводородного сырья. Реализация такого документа позволит проводить рациональную долгосрочную политику в отношении освоения недр и общего развития территории как государству, так и бизнесу.

2.2.2. Ценовые риски для поставщиков газа

Цены на газ на внутреннем рынке

Российский рынок газа разделен на регулируемый и нерегулируемый сектора. Доминирующее положение занимает регулируемый сегмент рынка. В этом сегменте основным поставщиком является ОАО «Газпром». Государство осуществляет регулирование оптовых цен на газ; тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным трубопроводам, и транспортировке газа по газораспределительным сетям; платы за снабженческо-сбытовые услуги, а также розничных цен на газ. Параметры изменения регулируемых оптовых цен на газ определяются Правительством РФ как один из показателей прогноза социально-экономического развития России на трехлетний период (рис. 2.3).

Необходимо отметить, что, несмотря на существенный рост цен на газ на регулируемом рынке в последние годы, цена на внутреннем рынке остаются существенно ниже европейских.

Одной из главных задач по совершенствованию ценообразования является расширение сферы применения рыночных цен на газ, в частности, начиная с 2006 г. Правительством РФ предпринимаются меры по развитию биржевой торговли газом.

Несмотря на то, что объемы реализации газа через электронную торговую площадку по свободным рыночным ценам по схеме «7,5+7,5» все еще невелики, тем не менее, проводимые торги дают важные ценовые ориентиры для развития нерегулируемого сегмента рынка газа (табл. 2.11).



Рис. 2.3. Динамика цен на газ на внутреннем и внешнем рынках в 2003–2008 гг.

Таблица 2.11 – Основные показатели биржевой торговли газом в России в 2007–2008 гг.

Показатель	2007	2008
Реализация газа на ЭТП всего, млрд м ³	7,04	6,09
- ОАО «Газпром»	4,26	3,11
- независимые поставщики газа	2,78	2,98
Средняя цена реализации газа, руб. за тыс. м ³ (без НДС)	1195,9	1480,5
Соотношение с регулируруемыми оптовыми ценами на газ	1,37	1,38

По результатам 2008 г. через ЭТП всего реализовано 6,09 млрд м³, из них продажи ОАО «Газпром» составили 3,11 млрд м³ (51 %), на долю независимых продавцов (производителей газа и трейдеров) пришлось 2,99 млрд м³ (49 %). Основной объем газа (86 %) приобретен организациями электроэнергетики. Ценовые индикаторы продаж на ЭТП в 2008 г. превысили уровень регулируемых оптовых цен в среднем на 38 %. Средневзвешенная цена продажи газа через ЭТП составила 1 480,5 руб./тыс. м³ (без НДС).

Государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке

С точки зрения реализации долгосрочных проектов по добыче газа в Восточной Сибири, принципиально важными являются планы Правительства РФ по установлению цен на газ на основе принципа обеспечения равной эффективности поставок газа на внутренний рынок и на экспорт.

Регулирование оптовых цен на газ будет осуществляться с 2011 года (если свои коррективы не внесет кризис):

- исходя из поэтапного достижения уровня равной доходности поставок газа на внутренний и внешний рынки;
- с учетом стоимости альтернативных видов топлива.

Так Постановлением Правительства РФ от 28 мая 2007 г. № 333 установлено, что:

- до 1 января 2011 г. для информирования участников рынка газа оптовая цена на добываемый ОАО «Газпром» газ, в отношении которого осуществляется государственное регулирование цен, определяется ФСТ РФ по установленной формуле, обеспечивающей равную доходность поставок газа на внешний и внутренний рынки (формула цены газа);
- с 1 января 2011 г. поставка добываемого ОАО «Газпром» газа по договорам (в том числе долгосрочным) всем потребителям (кроме населения) осуществляется по оптовым ценам, определяемым по формуле цены газа.

Цена газа по данной формуле рассчитывается с учетом следующих параметров:

- цена реализации газа на экспорт;
- эффективная ставка экспортной таможенной пошлины на газ;
- сумма таможенных сборов;
- объем реализации газа в Дальнее Зарубежье;
- удельная (приведенная к объему реализации газа) величина расходов, связанных с поставками газа в Дальнее Зарубежье (транспортировка, хранение, реализация газа на территории зарубежных стран);
- разница между средней стоимостью транспортировки газа от мест добычи до границы РФ и средней стоимостью транспортировки газа от мест добычи до потребителей РФ.

Уровень оптовых цен на газ для 2009 г. (для регионов – крупнейших потребителей газа и регионов, расположенных относительно недалеко от Восточной Сибири), рассчитанный исходя из принципа равной доходности поставок на внешний и внутренний рынки, представлен в табл. 2.12.

При этом средняя цена реализации газа в Дальнее Зарубежье составляла: за январь-сентябрь 2008 года – 9 374 руб./тыс. м³ без НДС; за апрель-декабрь 2008 года – 11 031; за июль 2008 г. – февраль 2009 г. – 12 197; за октябрь 2008 г. – июнь 2009 г. – 11 485 руб./тыс. м³.

Таблица 2.12 – Оптовые цены на газ 2009 год, рассчитанные исходя из принципа обеспечения равной доходности поставок, руб./тыс. м³

Области и округа	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
Кемеровская	5 863	6 999	7 796	7 153
Ленинградская	5 749	6 946	7 834	7 274
Московская	5 942	7 188	8 114	7 542
Новосибирская	5 443	6 522	7 295	6 716
Омская	5 364	6 398	7 122	6 530
Томская	5 253	6 312	7 077	6 536
Тюменская	4 545	5 433	6 063	5 573
Ямало-Ненецкий АО	3 246	3 927	4 435	4 127

Примечание. Рассчитано в соответствии с приказом ФСТ России № 156-э от 5 июля 2007 г.

Оценки прогноза мировых цен на газ

Основным механизмом ценообразования на мировых газовых рынках является определение контрактной цены газа на базе стоимости его замещения альтернативными видами топлива. В настоящее время более 2/3 мировой торговли газом совершается на основе долгосрочных контрактов между поставщиками и покупателями, в которых контрактная цена газа привязана к стоимости его замещения у конечного потребителя и рассчитывается по специальной формуле, являющейся неотъемлемой частью любого долгосрочного договора. Как правило, в качестве переменных в базисной формуле выступают два основных альтернативных газу энергоносителя – газойль/дизтопливо, отражающий конкуренцию с газом в коммунально-бытовом секторе, обычно с «весом» 60% и мазут, отражающий конкуренцию с газом в сфере промышленной тепло- и электроэнергетики, обычно с «весом» 40% в формуле цены. Подобный механизм ценообразования обуславливает тесную корреляцию цен на природный газ с ценами на нефть (рис. 2.4).

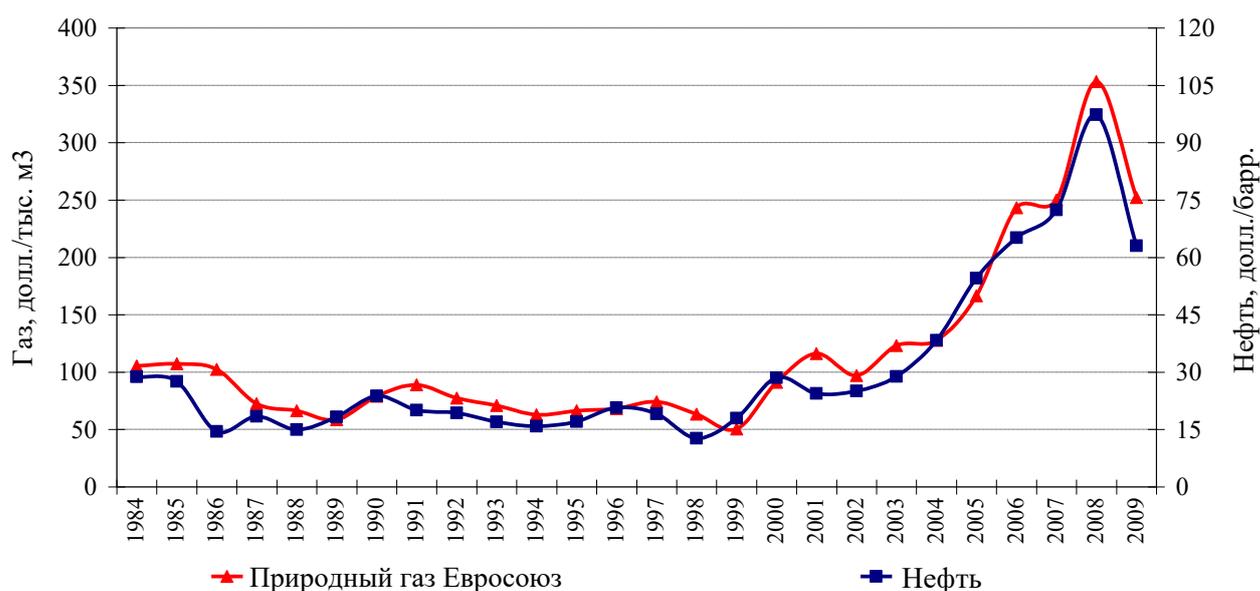


Рис. 2.4. Динамика цен на нефть и газ в 1984–2009 гг.

[BP Statistical Review, 2009]

В последние несколько лет с развитием энергетических рынков в базовую формулу стали включаться и другие конкурирующие с газом энергоносители, сокращая тем самым «веса» газойля/дизтоплива и мазута, но последние продолжают сохранять доминирующее положение в привязке цен на газ.

Развитие международных рынков газа в последние годы происходит в направлении формирования все более разветвленной контрактной структуры сделок, в которой все большее значение приобретают операции на спотовых рынках. В основном это сделки на рынке СПГ при его поставках в США, Великобританию, Японию и другие страны, а также арбитражные операции на трубопроводе, соединяющем Соединенное Королевство и Бельгию. Особенностью данных операций, в ходе которых цена определяется на основе конкуренции газ-газ, является высокая ликвидность рынка и большая волатильность цен на краткосрочных временных интервалах.

Конфигурация мировой торговли газом, представленная тремя изолированными рынками, на каждом из которых влияние данных факторов на цены различно, обуславливает различную динамику цен на газ на региональных рынках.

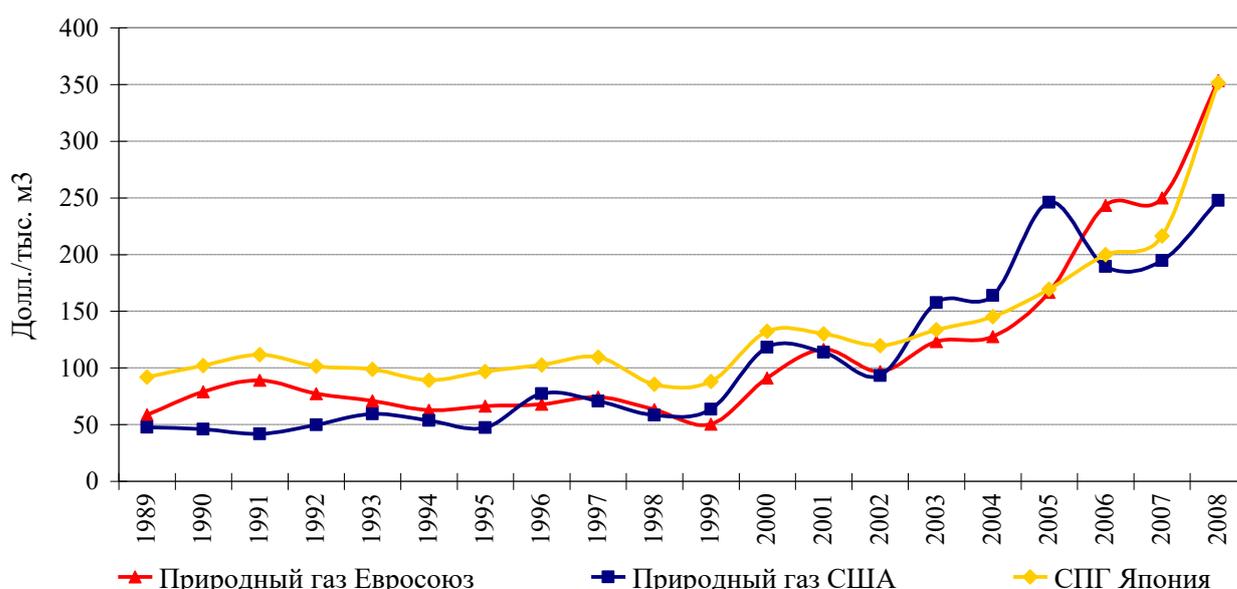


Рис. 2.5. Динамика цен на газ на различных рынках в 1989–2008 гг.
[BP Statistical Review, 2009]

Вместе с тем, несмотря на региональную специфику и различную структуру газовых рынков, динамика мировых цен на газ в долгосрочном плане во многом зависит от ситуации на более емком и ликвидном нефтяном рынке. Долгосрочные прогнозы развития мировой энергетики Международного энергетического агентства, Министерства энергетики США, ОПЕК и других авторитетных организаций исходят из предположения о сохранении этой корреляции в будущем.

В основе данных прогнозов, как правило, лежат линейные экстраполяции ожидаемого роста мировой экономики, увеличения численности населения и потребления различных

видов энергии. Поэтому в периоды высокой неопределенности (подобной текущему моменту) разброс получаемых оценок обычно достигает наибольших значений – диапазон имеющихся на сегодняшний день прогнозных оценок цен на нефть в 2010–2015 гг. варьируется от 30 до 140 долл. за баррель.

Вместе с тем, несмотря на то, что текущие тенденции в поставках и потреблении являются неустойчивыми, в долгосрочной перспективе ожидается, что дальнейшие перспективы динамики цен на энергоносители будут находиться под влиянием возрастающих инвестиций в разведку и добычу, обусловленных необходимостью противостоять растущим темпам истощения эксплуатируемых месторождений нефти и газа. Так, обзор мировой энергетики, подготовленный Международным энергетическим агентством в ноябре 2008 г., исходит из предположения о сохранении повышательной тенденции в динамике цен на энергоносители в долгосрочной перспективе [World Energy Outlook, 2008]. Основной посыл – рост издержек, связанных с ухудшением качества запасов и условий добычи.

По наиболее оптимистическим оценкам МЭА, цена на нефть в реальном выражении (в ценах 2007 г.) может повыситься к 2030 г. до 122 долл. за баррель, а номинально – до 206 долл. за баррель (табл. 2.13). Предполагается, что цена на природный газ вырастет еще больше: более чем в 2 раза в реальном выражении по сравнению с 2007 г. в связи с большими темпами роста его потребления. Мировой спрос на газ в 2030 г. достигнет 4,4 трлн куб. м против 2,94 трлн куб. м в 2007 г.

Таблица 2.13 – Прогноз цен на нефть, и природный газ до 2030 г.
[World Energy Outlook, 2008]

Показатель	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Цены в реальном выражении (в ценах 2007 г.)						
Нефть, долл./барр.	69	100	100	110	116	122
Природный газ (США), долл./тыс. м ³	189	358	370	408	430	452
Природный газ (Западная Европа), долл./тыс. м ³	197	312	322	356	377	397
СПГ (Япония), долл./тыс. м ³	218	356	369	407	428	450
Цены в номинальном выражении (в ценах текущего периода)						
Нефть, долл./барр.	69	107	120	148	175	206
Природный газ (США), долл./тыс. м ³	189	384	445	550	649	764
Природный газ (Западная Европа), долл./тыс. м ³	197	335	387	480	569	672
СПГ (Япония), долл./тыс. м ³	218	382	443	548	646	761

Изменится и структура поставок газа: объем продаж сжиженного природного газа на международном рынке увеличится к 2030 году в 4 раза. В итоге на долю СПГ будет приходиться почти половина мировой торговли газом. Значительно вырастут поставки сжиженного газа с Ближнего Востока, из Африки и Австралии, которые будут направлены в основном в США, АТР и Европу. Конфигурация мировой торговли газом приобретет определенные черты глобального рынка, что, безусловно, скажется и на механизмах ценообразования. Увеличение объема спотовой торговли СПГ будет оказывать влияние и на принципы ценообразования на рынке трубопроводных поставок. Развитие конкуренции

«газ–газ», может привести к сокращению временных интервалов, используемых в формулах цен в долгосрочных контактах на поставки газа (на сегодняшний день цены на газ привязаны к ценам на нефтепродукты с лагом в 6–9 месяцев). Уменьшение этого периода приведет к увеличению интенсивности и диапазона колебаний цен на газ и их более тесной корреляции с ценами на нефть на краткосрочных временных интервалах.

2.2.3. Проблемы доступа нефтяных компаний к ГТС и подходы к определению договорных цен с «Газпромом»

Условия доступа на рынок связаны с системой договорных отношений. Обеспечение равных условий доступа к услугам естественных монополий (порядку заключения договоров) и условий оказания этих услуг гарантирует равные условия конкуренции на рынке и, соответственно, обеспечивает конкурентоспособность соответствующих хозяйствующих субъектов (как производителей газа, так и его потребителей).

Опыт применения антимонопольного законодательства свидетельствует о том, что на рынках газа каждый год пресекается порядка 40 злоупотреблений, что составляет около 8% от общего количества выявляемых ежегодно злоупотреблений доминирующим положением на рынках [Пояснительная записка..., 2006]. При этом нарушения антимонопольного законодательства на рынках газа выявляются по всей технологической цепочке от добычи газа и доступа к газотранспортным мощностям до поставки газа населению. В том числе имеются случаи ограничения доступа независимых организаций к газотранспортной инфраструктуре. Это создает целый ряд проблем для деятельности организаций на рынках газа (газ независимых организаций «зависает» в трубопроводе, не обеспечивается выполнение договорных обязательств по поставкам газа) и приводит к ограничению конкуренции на рынках реализации газа его потребителям.

В настоящее время проблемы доступа в основном решаются в рамках антимонопольного законодательства: пресечения нарушений – злоупотреблений доминирующим положением, а также контроля сделок экономической концентрации и сопровождения отдельных сделок требованиями, направленными на обеспечение конкуренции.

Рассмотрение дел о нарушении антимонопольного законодательства, включая использование судебных механизмов, может занимать достаточно продолжительное время. Поэтому необходимо создание механизмов предупреждения нарушений антимонопольного законодательства в указанной сфере.

Закон РСФСР № 948-1 «О конкуренции и ограничении монополистической деятельности на товарных рынках» указывает, что федеральными законами и иными нормативными правовыми актами могут устанавливаться требования, направленные на предупреждение создания дискриминационных условий. Требования, направленные на предупреждение создания дискриминационных условий, могут содержать требования об обеспечении доступа заинтересованных лиц к информации, позволяющей обеспечить сопоставление условий обращения товара или доступа на рынок, и (или) о публикации

указанной информации в средствах массовой информации, а также экономические, технические и иные требования.

Специфика вопросов недискриминационного доступа на рынках газа отражена в законе «О газоснабжении в Российской Федерации», где содержится специальный раздел, касающийся специфики применения антимонопольного законодательства (глава VII «Антимонопольное регулирование газоснабжения»), в том числе статья, посвященная вопросам доступа. В соответствии с данным законом организации-собственники систем газоснабжения обязаны обеспечить недискриминационный доступ любым организациям, осуществляющим деятельность на территории РФ, к свободным мощностям принадлежащих им газотранспортных и газораспределительных сетей.

Порядок доступа к ГТС ОАО «Газпром» в настоящее время определяется Положением об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе Российского акционерного общества «Газпром», утвержденным Постановлением Правительства РФ № 858 от 14 июля 1997 г. В настоящих условиях стоит задача совершенствования действующего Положения об обеспечении доступа к ГТС и детализации всех существенных аспектов доступа и предоставления соответствующих услуг, решение которой будет способствовать развитию конкуренции в газовой отрасли.

В случае создания ГТС в Восточной Сибири исключительно «Газпромом», в вопросах развития и доступа к 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 развивать внутреннюю сеть ГТС и экспортные направления в новых районах. В частности, должны быть разработаны реальные взаимовыгодные механизмы долевого участия газо- и нефтедобывающих компаний в финансировании строительства объектов ГТС с предоставлением адекватных преимущественных прав на пользование услугами ГТС.

Подходы к определению договорных цен на газ с «Газпромом»

Если ГТС будет создаваться «Газпромом» и он будет ее собственником, то нефтяным компаниям придется договариваться с «Газпромом» об условиях поставки газа в ГТС. В этом случае представляется целесообразным рассмотреть возможности продажи СОГ (и природного газа) «Газпрому» (1) по формуле равной доходности или (2) на опционной основе.

Формула равной доходности. В данном случае при определении договорных цен с «Газпромом» может быть применена цена, обеспечивающая равную доходность поставок на внутренний и внешний рынок (вероятно с определением некоторой доли комиссионных «Газпрому» как поставщику продукции). В этом случае:

- «Газпром» остается единственным поставщиком газа на экспорт, т.е. нет конкуренции поставщиков, что отвечает государственным интересам;
- недропользователи фактически получают доходы, соответствующие экспортным поставкам;

- недروпользователи не могут заключать прямые договора на поставку газа на экспорт.

Опционный подход. 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 монопольного положения «Газпрома» (в уже освоенных провинциях), опционный подход может применяться только в существенно модифицированной форме. Для повышения баланса интересов в газовом секторе необходимо прежде всего рассматривать право нефтяников продавать газ (включая СОГ) по заранее оговоренной цене или цене, определяемой по установленной формуле. В рамках опционного подхода может осуществляться продажа газа «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 инструментов гарантированного сбыта добываемого газа.

Позитивные стороны опционного подхода связаны со следующим:

- напрямую учитываются интересы «Газпрома», что гарантирует высокую вероятность реализации данного подхода на практике в случае создания «Газпромом» ГТС в Восточной Сибири; фактически «Газпром» получает в свое распоряжение дополнительные ресурсы газа (СОГ и свободного газа);
- для нефтегазодобывающих компаний облегчается возможность гарантированного сбыта газа, поскольку в данной схеме (с точки зрения формирования баланса газа) заинтересован «Газпром»;
- выгоды государства связаны с ростом добычи свободного газа и утилизации ПНГ (рост объема выпускаемой продукции, налоговых платежей; сокращение экологических издержек).

Преимущества данного подхода могут стать более осязаемыми в случае введения налога на добычу за сверхнормативные (устанавливаемые в лицензиях) объемы сжигания ПНГ.

Недостатки опционного подхода связаны со следующим:

- весьма вероятно сужение рынка (производители СОГ и свободного газа не смогут продавать газ напрямую потребителям), что не отвечает стратегическим интересам добывающих компаний;
- определение «справедливых» цен на газ (для СОГ – франко-выход с ГПЗ, для свободного газа – узел учета на месторождении или вход в ГТС) требует разработки соответствующей методики и ее реализации (либо в рамках долгосрочных контрактов между нефтяными компаниями и «Газпромом», либо в рамках процедур государственного регулирования).

Ключевым моментом в рамках опционного подхода является определение «справедливых» цен на газ (СОГ) на выходе с каждого ГПЗ и/или газового месторождения (узла учета). При этом опционный подход может рассматриваться как первый шаг по пути

перехода к определению цен на газ на принципах обеспечения равной доходности поставок на внутренний рынок и на экспорт.

Таким образом, реализация проектов по созданию газотранспортных мощностей в Восточной Сибири связана со значительными рисками и требует комплексных мероприятий по их снижению. Данные мероприятия должны включать:

- проведение ГРП с целью снижения неопределенности относительного ресурсного потенциала;
- переговоры потенциальных участников освоения ресурсов УВС и создания ГТС в Восточной Сибири;
- разработку и реализацию механизмов формирования цен на газ;
- разработку и реализацию стимулирующих мер со стороны государства.

3. Концептуальные предложения по развитию газоперерабатывающих и газохимических мощностей в Восточной Сибири

3.1. Традиционный взгляд на возможности и направления комплексного использования газовых ресурсов с целью получения продукции с высокой добавленной стоимостью

Из-за сжигания ПНГ в России ежегодно теряется около 140 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 ПНГ в стране мог бы составить около 360 млрд руб. в год [Попутный компромисс..., 2008]. В связи с освоением новых месторождений УВС в новых провинциях проблемы утилизации ПНГ будут еще более сложными.

Себестоимость различных направлений утилизации ПНГ существенно различается (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Удельные стоимостные показатели уровня затрат по направлениям использования ПНГ [Андреева, 2007]

Показатели	Ед. изм.	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 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

Строительство систем сбора попутного газа, газопроводов и ГПЗ связано с большим объемом инвестиций. По оценкам «СИБУРа», для квалифицированной утилизации 2 млрд м³ попутного газа нужно затратить на этапе сбора порядка 3,8 млрд руб., 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 м³ ПНГ нужно затратить около 40 млрд рублей» [Конов, 2007].

Для того чтобы эти инвестиции окупались, возможны несколько подходов. Во-первых, повышение доходов нефтяников от продажи ПНГ 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 ПНГ. Определенные шаги государство делает в обоих направлениях.

Либерализация цен на ПНГ устранила некоторые инвестиционные риски, но инвестиционную привлекательность проектов повысила не существенно. Другим фактором, негативно влияющим на рентабельность проектов по сбору и транспортировке ПНГ, являются большие расстояния между месторождениями УВС, создаваемыми ГПЗ и нефтегазохимическими производствами. Трубопроводов для транспортировки ШФЛУ в России существуют считанные единицы, например «Тобольскнефтехим» связан транспортной инфраструктурой с ГПЗ «СИБУРа» в Среднем Приобье. Однако в основном ШФЛУ приходится возить по железной дороге, что весьма затратно. Отмеченные обстоятельства накладывают серьезный отпечаток на решение вопросов по утилизации ПНГ и выбору конкретных вариантов технических решений.

К числу основных направлений использования (переработки) ПНГ, которые обычно рассматриваются в качестве решения проблемы утилизации данного вида сырья, как правило, относятся два:

- 1) выработка электроэнергии на месторождениях для обеспечения собственных потребностей добывающих предприятий и потребностей прилегающих территорий;
- 2) переработка с получением жидких транспортабельных продуктов либо продуктов, которые могут быть потреблены в районах, прилегающих к месторождениям.

Данный взгляд на проблему утилизации ПНГ вытекает из традиционного представления о том, что газ, действительно, является продуктом, сопутствующим добыче нефти и его ресурсы относительно невелики. Обычно подразумевается так называемый растворенный газ. При относительно невысоких уровнях добычи нефти и разбросанности месторождений по обширной территории в границах добывающего района (например, как это сейчас имеет место в Западной Сибири) сбор ресурсов ПНГ, формирование крупных потоков и подача газа на централизованные ГПЗ большой мощности (от 1 млрд м³/год и выше) на самом деле превращаются в трудноразрешимую задачу. Указанное обстоятельство подталкивает к тому, чтобы искать решение проблемы конечной утилизации ПНГ непосредственно в пунктах добычи – и именно в этом контексте следует рассматривать большинство технологических и технико-экономических разработок по утилизации ПНГ, имеющих место в современной России.

3.1.1. Выработка электроэнергии на месторождениях

Использование ПНГ в качестве топлива для выработки электроэнергии – наиболее востребованное решение на средних и малых удаленных месторождениях, а также в периоды начального освоения в новых провинциях. Учитывая энергоемкость процессов добычи УВС и удаленность месторождений от энергосетей, выработка электроэнергии непосредственно на промысле часто является оптимальным решением проблем энергообеспечения.

К настоящему времени большинство компаний реализуют программы по размещению на промыслах газотурбинных электростанций (ГТЭС). Одной из причин такого положения является удаленность нефтяных месторождений от энергетической и газопроводной инфраструктуры.

Другая причина связана с дефицитом энергетических мощностей. Реальный прирост электропотребления, например в Западной Сибири до 2008 г., оказался в разы выше показателей, запланированных Энергетической стратегией России.

При этом по данным «Сургутнефтегаза», электроэнергия, произведенная на собственных электростанциях с использованием ПНГ, обходится нефтяникам почти в 1,5 раза дешевле, чем при ее покупке. Проекты строительства ГТЭС окупаются за 2–3 года. Поскольку 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, как в газотурбинном, так и в поршневом вариантах. 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 внешних поставок электроэнергии, упрощения требований к инфраструктуре при освоении новых месторождений, снижения затрат на электроэнергию с одновременной утилизацией ПНГ.

Экономический анализ применения промысловых электростанций при обустройстве месторождений привел специалистов «НижневартовскНИПИнефть» к следующим выводам:

- стоимость выработки электроэнергии на промысле в значительной степени зависит от цены на газ и мощности промысловых электростанций (ПЭС);
- 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 внешних поставщиков, а ее

сооружение существенно дешевле, чем строительство комплекса по подготовке и дальнейшему транспорту газа [Андреева, 2001].

В современных условиях в России реализуются не только малые, но и крупные проекты по выработке электроэнергии на основе СОГ.

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 изначально планировалось закончить в 2011 г. (с учетом текущего состояния, полное завершение – не ранее 2014 г.)¹, 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 м³ газа в год, а новый энергоблок будет потреблять еще 1,2 млрд м³ 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 года.

ОГК-1 в качестве вклада в уставный капитал СП вносит два существующих блока Нижневартовской ГРЭС (1600 МВт), а ТНК-ВР – финансовые средства в размере 356 млн долл. ОГК-1 будет принадлежать 75% в совместном предприятии, а ТНК-ВР – 25% [Музлова, 2007].

Использование ПНГ 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 ПНГ в Восточной Сибири):

- относительно небольшие объемы утилизируемого газа;
- наличие выбросов СО₂ при сжигании ПНГ и СОГ.

3.1.2. Проблемы комплексного использования попутного газа

В современных условиях один из основных путей решения проблем утилизации ПНГ связан с реализацией комплексного подхода к использованию ПНГ, направленного на развитие сырьевой компоненты газохимической промышленности. Комплексный подход подразумевает создание не только перерабатывающих мощностей, но и

¹ Источник: компания ОГК-1 (<http://www.ogk1.com>).

реализацию инфраструктурных проектов – строительство газосборных сетей, объектов для транспортировки продукции газопереработки (включая наливные эстакады для жидких углеводородов, трубопроводы СОГ до ГТС).

Преимущества газохимического направления связаны со следующим:

- значительные объемы ПНГ, вовлекаемого в хозяйственный оборот;
- квалифицированное использование ресурсов ПНГ (например, в отличие от создания малых энергомоощностей);
- относительно невысокий технический риск.

Комплексные программы (совокупность проектов) по утилизации и переработке ПНГ должны включать несколько проектов:

- строительство газопроводов ПНГ, ориентированных на определенный ГПЗ. Их создание направлено на сокращение издержек нефтяных компаний и формирование более эффективной системы сбора ПНГ за счет согласованной политики недропользователей. При этом строительство газосборной инфраструктуры от месторождений до данного газопровода остается сферой ответственности нефтяных компаний, разрабатывающих соответствующие месторождения;
- строительство ГПЗ и ГХК (ЦГПГ);
- строительство инфраструктуры для реализации продукции ЦГПГ – газопровод СОГ, наливная эстакада для жидких углеводородов (ШФЛУ, СУГ, стабильного газового бензина), а также системы транспорта для продукции газохимии.

3.1.3. Возможности переработки ПНГ в жидкие продукты

Перспективы применения технологии GTL

Технологии GTL («Gas To Liquids», GTL) представляют собой процессы синтетического преобразования природного газа (включая ПНГ) в жидкие углеводороды и производства моторного топлива, включая 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 нефтепродукты 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 следующим:

- недостаточный уровень освоения технологии как таковой и особенно для районов со сложными климатическими условиями;
- 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 те же самые продукты с использованием менее капиталоемких и рискованных технологий.

К преимуществам технологии GTL можно отнести:

- высокое качество получаемой продукции (прежде всего низкое содержание серы);
- потенциально емкий рынок получаемой продукции;
- транспортировка может осуществляться с использованием различных видов транспорта и обходится значительно дешевле по сравнению с транспортировкой газа;
- тепловая энергия, получаемая как побочный продукт, может быть также востребована в районах производства (для отопления зданий).

Российские компании в настоящее время изучают возможности применения данной технологии. Например, «ЛУКОЙЛ» совместно с компанией «Syntroleum» оценивает эффективность переработки ПНГ на месторождениях в России и Казахстане.

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 предполагается строительство небольших заводов мощностью 0,5–1 млрд м³ 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 м³ в год. И только третий этап охватит новые территории – месторождения Ямала и Восточной Сибири.

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 ПНГ.

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.

По большому счету, технология GTL только начинает свое распространение. Ожидается, что при дальнейшем развитии и росте цен на топливо она станет рентабельной. Пока GTL-проекты, реализующие технологию Фишера-Тропша, рентабельны только при достаточно больших объемах перерабатываемого сырья (от 1,4–2,0 млрд м³ в год). Обычно GTL-проект рассчитан на утилизацию метана, однако процесс может быть реализован и для углеводородных фракций C₃–C₄ и соответственно применен для переработки ПНГ.

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 мощностью 1,5 млн т в год в Катаре [Крылов, Козюков, 2008]. Показатели основных существующих мощностей и реализуемых проектов по технологии GTL представлены в табл. 3.2 и 3.3. Следует также подчеркнуть, что едва ли не все реализованные к настоящему времени проекты GTL фактически являются демонстрационными или опытно-промышленными и не составляют какой-либо серьезной конкуренции традиционным методам получения нефтепродуктов из нефти, равно как и не предназначены непосредственно для решения проблемы утилизации ПНГ.

В ближайшее время планируется осуществить более 10 промышленных проектов, находящихся в разной стадии готовности, однако перспективы всех этих проектов выглядят отнюдь не безоблачными. Весьма показателен пример крупнейшего из известных проектов GTL – «Perl» в Катаре, – инициаторами которого являются правительство страны и компания Shell. В 2003 г. его первоначальная стоимость оценивалась в 5 млрд долл., в 2007 г. оценка инвестиций повысилась до 18 млрд долл., а в 2009 г. правительство Катара назвало окончательную оценку стоимости в 24 млрд долл. Нечто похожее произошло и с проектом GTL в Тринидаде – в процессе реализации его первоначальная стоимость более чем удвоилась и к осени 2009 г. завод еще не удалось запустить в эксплуатацию. При этом руководство национальной нефтяной компании PETROTRIN всю вину возлагает на американского партнера (компанию World GTL), не

сумевшего обеспечить надежные технологические решения [Попутный компромисс..., 2008].

Таблица 3.2 – Существующие мощности проектов на основе технологии GTL [Обзор, 2007]

Компания	Место расположения	Мощность, барр./день	Сырье / Продукция	Год осуществления
Sasol I	ЮАР	5600	Уголь / Синтетическая нефть	1955
Sasol II/III	ЮАР	124000	Уголь / Легкие олефины, бензин	1955/1980
Petro SA (Moss gas)	ЮАР	22500	Уголь / Бензин и средние дистилляты	1991
Shell MDS	Малайзия	14000	Природный газ / Средние дистилляты, нефтехимическое сырье	1993

Таблица 3.3 – Реализуемые и предполагаемые к реализации проекты на основе технологии GTL

Страна	Продукты – мощность, тыс. т/год	Сырье	Компаний-лицензиары	Инвестиции.		Время реализации
				Оценка проекта *)	В ценах 2009 г., млрд долл.	
Россия, Жатай (Якутия)	СЖТ – 400 Аммиак – 200	Природный газ (1 млрд м ³)		1,5 млрд долл.	1,3	2013–2016 (?)
Нигерия, Escravos	СЖТ – 1700	Природный газ	Chevron, Sasol	5,9 млрд долл.	5,7	2007–2011 (?)
Тринидад и Тобаго	ДТ – 80 Нафта – 20	Природный газ (215 млн м ³)	World GTL	100 / 200 млн долл.	0,22	2005–2008 (?)
Австралия, Darling Downs	СЖТ – 850	Природный газ	Pacific GTL Ltd	1,5 млрд австр. долл.		2010– (?)
Австралия	ДТ – 1135 Нафта, СУГ – 365	Природный газ	Sasol Chevron	5 млрд долл.	6,0	2007–2012 (?)
Катар, Ras Laffan	СЖТ – 6970 СУГ, этан – 5975	Природный газ (18,7 млрд м ³)	Shell, JGC/KBR	5 / 18 / 24 млрд долл.	24,0	2006–2010 (?)

*) Через дробь указаны первоначальные оценки инвестиций и оценки, сделанные на стадии реализации проектов.

Следует также отметить, что хотя некоторый опыт эксплуатации коммерческих предприятий на основе технологии GTL уже имеется, он ограничен жаркой и умеренной климатической зоной. Таким образом, имеющиеся проекты не могут быть перенесены без изменений в Россию, в районы Восточной Сибири. 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.

Современные российские разработки в области GTL-технологий нацелены исключительно на решение проблемы локальной утилизации ресурсов газа из

относительно небольших месторождений, находящихся в труднодоступных районах. Продукция GTL-установок в этом случае рассматривается в качестве альтернативы привозному жидкому топливу, расходы на доставку которого могут многократно превышать стоимость самого топлива.

Основные экономические показатели потенциальных установок на основе GTL-технологий с относительно небольшой мощностью (по информации компании «Метапроцесс»¹) представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4 – Экономические показатели малотоннажных 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).

По оценкам специалистов Института финансовых исследований, данная технология может быть вполне эффективна в российских условиях (при существующем уровне цен и тарифов) [Андреева, 2007]. Рентабельность (ВНР) 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, доля бензина в структуре производства, уровень производственной мощности.

Однако, на наш взгляд, приведенные в табл. 3.4 данные по капиталоемкости технологических установок (на основе информации «Метапроцесса»), представляются излишне оптимистичными. Анализ крупных зарубежных показывает, что капиталоемкость GTL-установок в зависимости от мощности колеблется от 1,3 до 1,8 тыс. долл./тыс. м³ перерабатываемого газа, или 2,5–4 тыс. долл./т получаемых жидких продуктов. Соответственно, заводская (отпускная) цена продукции, обеспечивающая самоокупаемость установок GTL находится в диапазоне от 600 до 700 долл./т (80–85 долл./барр.).

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

¹ <http://www.metaprocess.ru>.

политики. Поэтому компания «Роснефть» предложила рассмотреть возможности государственной поддержки и стимулирования развития этого нового направления в России, благодаря которому утилизировался бы ПНГ и началось производство продуктов по новой технологии [Интервью..., 2007].

Производство СПГ

Основное развитие поставок СПГ в мире началось с 1990-х годов, когда среднегодовые темпы прироста мировой торговли СПГ стали превышать 7%. По итогам 2006 г. мировая торговля СПГ составила около 153 млн т, что в 2,55 раза выше показателя 1993 г., когда объем мировой торговли составил 60 млн т.

На мировом рынке СПГ присутствуют 13 экспортеров, среди которых США, Тринидад и Тобаго, Алжир, Египет, Нигерия, Ливия, Объединенные Арабские Эмираты, Катар, Оман, Австралия, Малайзия, Индонезия и Бруней. Крупнейшими из них являются страны АТР и Ближнего Востока. В конце 2008 г. Россия также вышла на мировой рынок СПГ с месторождений шельфа острова Сахалин.

Проекты по сжижению (производству СПГ) связаны с рядом ограничений (рисков и угроз), которые относятся к рыночной, инфраструктурной и производственно-технической сферам.

Рыночные риски и угрозы связаны со следующим:

- неразвитый внутренний рынок, неподготовленность предприятий ЖКХ, локальных котельных;
- неразвитый внутренний рынок не позволяет сформировать конкурентоспособную цену реализации, которая позволит покрывать высокие издержки на производство и расходы на железнодорожную транспортировку.

Производственно-технические и инфраструктурные риски и угрозы связаны со следующим:

- в России в целом и в Восточной Сибири в частности фактически отсутствует инфраструктура и рынок СПГ;
- отсутствие в России необходимого железнодорожного парка для транспортировки СПГ. Причем парк отсутствует как у крупнейшего перевозчика РФ – ОАО «РЖД», так и у специализированных транспортных компаний (например, «СГ-Транс»). Отсутствие требуемого опыта транспортировки СПГ;
- нерешенность технологических, экологических и технико-экономических вопросов, связанных с созданием криогенных трубопроводных систем для транспортировки СПГ (на практике, хотя теоретическая возможность криогенного трубопроводного транспорта обоснована уже достаточно давно).

На сегодняшний день более или менее предметный интерес вызывает малотоннажное производство СПГ. Это обусловлено несколькими причинами:

- в целом ряде районов на Востоке страны энерго- и теплоснабжение ограничено из-за удаленности от традиционных источников энергии и тепла;
- производство СПГ может стать одним из направлений решения проблем утилизации ПНГ (в рамках систем локальной утилизации);
- в настоящее время в России уже существуют малые производства СПГ, которые обеспечивают теплом и энергией отдельные здания и сооружения (Свердловская и Ленинградская области) и район небольшого города (в Ленинградской области).

Производство метанола

Одним из направлений использования природного газа и ПНГ (отбензиненного или жирного с содержанием углеводов $C_3 + \text{выше}$) 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.

Как и в отношении других направлений утилизации ПНГ (и отчасти – переработки природного газа) российские разработки в области производства метанола в основном нацелены на малые мощности, применимые в рамках локальных проектов.

Например, 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 – 4–6 лет. Затраты на привозной метанол составляли 20 тыс. руб./т, а сейчас себестоимость оценивается в 5,5–7 тыс. руб./т [Ляте, 2008; 9, 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»¹) представлены в табл. 3.5.

Вполне очевидно, что высокая капиталоемкость малотоннажных метанольных установок делает их совершенно неконкурентоспособными по сравнению с крупным производством, капиталоемкость которого (при мощностях от 800 тыс. т/год и выше) оценивается в 0,2–0,5 тыс. долл./т (в зависимости от мощности установки и конкретной географической привязки завода).

¹ [http://www.metaprocess.ru/fotos/File/PDF%20Documents/Brochure%20\(metanol\).pdf](http://www.metaprocess.ru/fotos/File/PDF%20Documents/Brochure%20(metanol).pdf)

Таблица 3.5 – 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.

Пример сотрудничества между «НОВАТЭКом» и «Метапроцессом» показывает, что строительство малотоннажных установок имеет смысл в особых условиях, когда нужно заместить дорогостоящий привозной метанол, но этот пример абсолютно непоказателен в контексте решения задач по утилизации крупных ресурсов газа.

3.1.4. Сильные и слабые стороны основных направлений использования ПНГ и природного газа

При выборе направлений эффективного использования ресурсов ПНГ не может быть единого подхода для всех месторождений и объектов. При выборе технологических схем использования ПНГ необходимо учитывать ряд факторов, включая:

- наличие эффективных и доступных технологий;
- объемы добычи ПНГ;
- географическое расположение объектов (месторождений нефти, ГПЗ, магистрального газопровода), влияющее на эффективность проектов утилизации и использования ПНГ;
- гарантии доступа на рынки (доступ к ГТС, мощностям ЕЭС, инфраструктуре для транспортировки жидких углеводородов);
- жесткость мер и санкций государства в области утилизации ПНГ.

Среди названных выше факторов наибольшее значение имеют уровни среднегодовых объемов добычи ПНГ, расстояния до ГПЗ, а также до потребителей газа и продуктов его переработки.

Сильные и слабые стороны основных направлений утилизации и использования ПНГ представлены в табл. 3.6. С точки зрения социальных аспектов и привлечения инвесторов важны следующие характеристики направлений утилизации и использования ПНГ: влияние на экологию, техническая реализуемость, потенциальная финансовая эффективность для инвесторов, наличие и доступ к инфраструктуре, меры государственного регулирования.

Один из наиболее эффективных сценариев повышения степени утилизации ПНГ связан со строительством газоперерабатывающих мощностей и ГХК. Это определяется как преимуществами данного направления, так и слабыми сторонами альтернативных вариантов, например, высоким техническим риском GTL-технологий, ограниченными (по объемам утилизируемого ПНГ) возможностями выработки электроэнергии.

Использование ПНГ в качестве топлива для выработки электроэнергии непосредственно на промыслах является вполне приемлемым решением проблем энергообеспечения нефтегазодобывающих объектов (особенно в условиях удаленности месторождений от существующей энергетической инфраструктуры, а также в периоды начального освоения в новых провинциях). Вместе с тем, учитывая относительно небольшие объемы утилизируемого газа данное направление, безусловно, не может рассматриваться в качестве основного с позиций общего решения проблемы эффективного использования ресурсов ПНГ в Восточной Сибири. В этой связи, развитие данного направления «монетизации» газа объективно требует рационального кооперирования с уже существующими в регионе предприятиями энергетики.

Финансовая привлекательность проектов по развитию «большой» газовой электроэнергетики в Восточной Сибири с выходом на оптовый рынок и для поставок крупным промышленным потребителям может оказаться весьма проблематичной вследствие дешевизны электроэнергии, вырабатываемой на крупнейших гидроэлектростанциях региона. Дело в том, что средние тарифы на электроэнергию в Красноярском крае и Иркутской области в значительной степени определяются стоимостью гидроэнергии и оказываются в несколько раз ниже, чем в среднем по России и в 2–3 раза ниже, чем, к примеру, в ХМАО, где преобладает газовая электроэнергетика. Так, действующие в 2009 г. тарифы на электроэнергию для крупных промышленных потребителей в Красноярской крае в 1,7–2 раза ниже, чем в ХМАО, а в Иркутской области – в 2,6–3,1 раза. При этом разрыв в тарифах возрастает по мере увеличения объемов потребления, т.е. при переходе к более крупным потребителям и более высоким категориям по напряжению.

Стоимость газовой электроэнергии в Восточной Сибири будет, как минимум, не меньше, чем в ХМАО, и соответственно, она окажется неконкурентоспособной по сравнению с гидроэнергией. Поэтому реальные возможности развития газовой энергетики в Восточной Сибири (включая выработку электрической и тепловой энергии) ограничиваются лишь социально значимыми направлениями, связанными с переводом на газ тепловых электростанций в крупных городах региона. Суммарный потенциальный объем возможного потребления газа в Восточной Сибири, основанный на современных показателях расхода топлива по крупным городским ТЭЦ, составляет примерно 10–11 млрд м³/год.

При освоении новых районов Восточной Сибири для минимизации затрат на утилизацию ПНГ необходима координирующая роль государства при формировании систем сбора попутного газа, его переработки и транспортировки производимой продукции.

Повысить привлекательность проектов утилизации ПНГ 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 проблем и рационального использования ресурсов недр, являющихся собственностью государства.

Таблица 3.6 – Сильные и слабые стороны направлений утилизации и использования ПНГ

Технологии и факторы	Сильные стороны	Слабые стороны
Газопереработка и газохимия		
– экология	Ликвидируются выбросы в атмосферу как самого ПНГ, так и продуктов его сжигания или переработки. Имеется технологическая возможность полной утилизации ПНГ	Необходима инфраструктура для транспортировки произведенной продукции
– техническая реализуемость	Используемые технологические решения значительной частью отработаны в реализованных проектах. Имеются варианты транспортировки продукции	Ограничения, связанные с транспортировкой произведенной продукции (доступ к ГТС, дефицит мощностей инфраструктуры)
– финансовая эффективность	Относительно высокая добавленная стоимость. Потенциал для получения «углеродного инвестирования» (в рамках Киотского протокола)	Относительно высокие капитальные затраты; с учетом затрат на транспортировку относительно невысокая рентабельность газохимии
– доступ к инфраструктуре	Предполагается применение принципа приоритетного доступа СОГ к ГТС	Сложности с доступом СОГ к ГТС; необходима транспортная инфраструктура для вывоза продукции газохимии
– государственное регулирование	Предполагается существенный рост цен на газ, отмена регулирования рынка СУГ	Регулирование цен на газ, СУГ, балансовые задания для СУГ. Необходимо стимулирование развития перерабатывающих производств
Выработка электроэнергии		
– экология	Эффект достигается за счет бессажевого сжигания ПНГ	Не обеспечивает утилизации всего ПНГ
– техническая реализуемость	Технологические решения отработаны в реализованных проектах	Относительно новые технологии требуют дополнительной «отладки»
– финансовая эффективность	Значительная часть электроэнергии (э/э) используется на собственные нужды. Обычно издержки ниже, чем цена покупки э/э на рынке	Не всегда есть потребители для всей произведенной электроэнергии. Сезонная неравномерность потребностей в электроэнергии
– доступ к инфраструктуре	Производство э/э для собственных нужд не требует доступа к внешней инфраструктуре	Сложности с доступом к инфраструктуре компаний, созданных на базе РАО «ЕЭС»
– государственное регулирование	Наличие отраслевых норм и правил	Необходимость обеспечения приоритетного доступа к сетям
Синтетические продукты (применение технологий GTL)		
– экология	Ликвидируются выбросы в атмосферу как самого ПНГ, так и продуктов его сжигания или переработки. Имеется потенциальная возможность полной утилизации ПНГ	Ввиду высоко технического риска сама технология может создавать рисковые ситуации для экологии
– техническая реализуемость	Технология реализована на единичных проектах 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 рискованных инвестиций и длительные сроки окупаемости

Примечание. Составлено с использованием материалов компании «Новые газовые технологии – Менеджмент».

Перспективы роста эффективности проектов по утилизации и использованию ПНГ (и соответственно повышения заинтересованности потенциальных инвесторов в их финансировании) связаны со следующим:

- рост цен на газ до уровня, обеспечивающего равную эффективность с экспортом;
- участие государства в инфраструктурных проектах;
- комплексное рассмотрение проблем рационального использования ПНГ, включение в анализ производств и продукции более высоких переделов (газохимии).

3.2. Особенности концептуального подхода к развитию газоперерабатывающих и газохимических производств в Восточной Сибири

3.2.1. Основные проблемы развития перерабатывающих производств

Традиционные взгляды на решение проблем, связанных с утилизацией ПНГ основываются в основном на анализе текущей ситуации в Западной Сибири и «старых» нефтедобывающих районах страны. Данные подходы лишь отчасти применимы при освоении нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири. Они могут быть полезны в отношении отдельных небольших и наиболее удаленных месторождений. Однако современный этап освоения ресурсной базы в Восточной Сибири главным образом сопряжен с вводом в разработку крупных месторождений, которые по своим характеристикам значительно отличаются от западносибирских. Месторождения УВС Восточной Сибири, как правило, являются многокомпонентными – это либо нефтегазоконденсатные, либо газонефтеконденсатные месторождения, имеющие крупные залежи свободного газа. Соответственно, суммарные ресурсы ПНГ в Восточной Сибири складываются из растворенного и свободного газа и по своей абсолютной величине на порядок превышают технологические возможности утилизации на основе локальных схем. Отсюда вытекает необходимость формирования мощных централизованных систем утилизации газа с акцентом на его глубокую химическую переработку.

Высокая концентрация ресурсов газа во многом снимает те проблемы, которые характерны для «старых» нефтегазовых провинций, а именно: речь идет о неприемлемо высоком уровне издержек на сбор газа и доставку его в пункты централизованной переработки и конечного потребления. В Восточной Сибири возможно и необходимо создание достаточно мощных и высокопроизводительных ГТС, позволяющих (по крайней мере, теоретически) минимизировать издержки на сбор и транспорт газа. Соответственно, существуют потенциальные возможности для создания крупных газохимических производств с использованием технологических установок большой единичной мощности, что также является «плюсом» с экономической точки зрения.

Однако в процессе развития газоперерабатывающих и газохимических производств на базе ресурсов газа Восточной Сибири есть и целый ряд сложностей, как технико-технологического, так и финансово-экономического характера.

1. Газ едва ли не всех восточносибирских месторождений является гелийсодержащим, что предъявляет особые требования к технологиям его переработки – должны применяться:

- либо дорогостоящие криогенные технологии с охлаждением газа до температур конденсации азота;
- либо новые и недостаточно апробированные некриогенные (например, мембранные) технологии разделения газовых смесей [Фомин, 2004].

При этом специфические требования появляются и к потенциальным пунктам размещения ГПЗ – заводы должны размещаться в местностях, где имеются возможности для сооружения подземных хранилищ для гелиевого концентрата (как правило, подходящие по геологическим характеристикам солевые отложения).

2. Смешанный (растворенный + свободный) газ восточносибирских месторождений характеризуется пониженным (по сравнению с «обычным» растворенным ПНГ) содержанием наиболее ценных в химическом отношении компонентов – этана, пропана, бутанов, пентанов. Следовательно, для получения ресурсов углеводородов C_{2+} выше, достаточных для загрузки современных крупнотоннажных пиролизных установок (от 500 тыс.т/год и более), необходима высокая концентрация точечных мощностей по переработке сырого газа (не менее 6–8 млрд m^3 /год в зависимости от конкретного состава газа).

3. Соответственно, в районах размещения ГПЗ, будут формироваться крупные ресурсы топливного (метанового, отбензиненного) газа, требующие дальнейшей утилизации либо путем химической переработки, либо за счет поставок внешним потребителям на энергетические нужды. Последнее обстоятельство, с одной стороны, актуализирует проблему ценообразования на топливный газ, реализация которого должна быть прибыльной для компаний-производителей. С другой стороны, обостряется вопрос о возможности доступа к ГТС «Газпрома» для поставок СОГ конечным потребителям.

4. Высокая концентрация мощностей по транспортировке и переработке сырого газа потенциально позволяет снизить удельные издержки на утилизацию, но по своим абсолютным размерам эти издержки могут быть очень велики (особенно, если учесть дополнительные расходы, связанные с извлечением и хранением гелия). Финансовый аспект, связанный с привлечением инвестиций, может сыграть едва ли ключевую роль в реализации восточносибирских проектов по развитию газопереработки и газохимии.

5. Районы Восточной Сибири находятся на значительном удалении от потенциальных рынков сбыта большинства видов химической продукции, а внутренняя региональная потребность весьма ограничена. Соответственно, реализация продукции (как российским, так и зарубежным потребителям) будет сопряжена со значительными транспортными расходами, что негативно отразится на конкурентоспособности продукции и финансово-экономической эффективности проектов.

Более того, можно сказать, что современная емкость всего российского рынка химической продукции слишком мала с точки зрения возможностей развития производства на базе ресурсов газа Восточной Сибири. Это объясняется отсталым характером российской экономики и чрезвычайно низким уровнем химизации. Наиболее острые проблемы сбыта характерны для многотоннажных базовых видов газохимической продукции – аммиака и метанола, а также их ближайших производных (карбамида, азотных удобрений, формалина).

6. Весьма проблематичной представляется возможность экспортной ориентации в производстве базовой газохимической продукции. Это объясняется не только внутриконтинентальным географическим положением Восточной Сибири и удаленностью от международных транспортных коммуникаций (как правило, морских портов), но и наличием очень сильных конкурентов в лице, прежде всего, китайских и ближневосточных производителей, которые по многим параметрам имеют серьезные преимущества перед российскими.

7. На сегодняшний день наша страна не располагает собственными технологиями, применимыми для крупнотоннажного производства практически всех видов химической продукции, которые могут быть получены на основе газового сырья. Это касается не только сложных полимерных продуктов, но и наиболее распространенных базовых продуктов, таких как метанол, аммиак, полиолефины. Все действующие в России крупнотоннажные химические установки (например, в составе «Тольяттиазота», Тобольском НХК, в Томске и Губахе) в свое время были закуплены за рубежом, но по современным меркам производительность этих установок уже не выглядит впечатляющей. За последние 20 лет единичные мощности технологических установок по выпуску газохимической и нефтехимической продукции выросли в среднем 2 раза. К разряду многотоннажных стали относиться некоторые продукты (например, терефталевая кислота), единичные мощности по производству которых в 1980-х – начале 1990-х годов исчислялись в лучшем случае несколькими десятками тысяч тонн в год (сейчас счет идет на сотни тысяч).

В настоящее время Россия не располагает и сколько-нибудь серьезными практическими возможностями для выпуска современного химического и нефтехимического оборудования. Теоретически можно рассуждать о способности отечественных машиностроительных предприятий производить требуемое оборудование, но на практике для этого есть слишком много препятствий, начиная например с сертификации. Оборудование должно быть признано зарубежными лицензиарами (обладателями прав на химические технологии) пригодным для использования в соответствующих технологических процессах.

8. Из сказанного выше следует вывод, что в обозримом будущем практическая реализация любых крупномасштабных газохимических проектов в Восточной Сибири, будет связана не только с использованием зарубежных технологий, но и, вероятно, с комплектными поставками импортного оборудования. Это негативно отразится на стоимости проектов – не только потому, что импортное оборудование стоит дороже российского, но и в силу весьма дорогостоящей привязки импортируемых

технологических процессов к новым территориям. В отличие, например, от Саудовской Аравии или Китая, Россия пока не является крупным игроком-импортером на рынке химических технологий, соответственно и требования к российским покупателям со стороны лицензиаров и поставщиков оборудования будут иными – более жесткими.

3.2.2. Основные направления размещения и продуктовой специализации перерабатывающих производств

Наличие целого ряда серьезных проблем и сложностей в развитии газопереработки и газохимии требует тщательного обоснования направлений такого развития во всех его основных аспектах, связанных с размещением будущих предприятий, выбором продуктовой специализации, очередностью и сроками строительства (которые должны быть увязаны с динамикой ввода мощностей по добыче газа). Речь должна идти о формировании стратегического видения или стратегии развития, опирающейся на адекватный учет всей совокупности внутренних и внешних факторов.

Основные принципы размещения перерабатывающих производств

Для создания ЦППГ (в свой состав включающих ГПЗ и ГХК) в пунктах размещения требуется наличие следующих условий:

- 1) магистральных путей сообщения круглогодичного действия (в России – это, как правило, железные дороги) для вывоза готовой продукции потребителям на стадии эксплуатации ЦППГ и доставки грузов и оборудования на стадии строительства;
- 2) крупных местных потребителей топливного/метанового газа (СОГ) либо возможности транспортировки газа в другие районы (в крайнем случае – возможности реализации СОГ структурам «Газпрома»);
- 3) нефте- или конденсатопроводов для закачки СЖТ, получаемого путем конверсии газа с использованием GTL-технологий.

При этом необходимо наличие одной из трех возможных комбинаций условий: 1-2, либо 1-3, либо 1-2-3. Каждая из них позволяет рассматривать тот или иной пункт размещения в качестве перспективного для создания ЦППГ, но в зависимости от конкретного сочетания может варьироваться структура и мощности производств.

В «Восточной газовой программе» предусмотрено создание двух ЦППГ на базе ресурсов газа Восточной Сибири – в районе п. Нижняя Пойма (ст. Решеты, Красноярский край) и в районе г. Ленска (Республика Саха-Якутия).

Район Н. Поймы на Транссибе выглядит очень привлекательно (наличествует комбинация условий 1-2-3) – он благоприятен по климатическим условиям, здесь имеется достаточно развитая инфраструктура (в т.ч. нефтепровод), относительное небольшое удаление от Красноярска позволяет рассчитывать на возможность реализации значительных объемов топливного газа. Для создания ЦППГ в районе г. Ленска требуется строительство железной дороги, соединяющей Ленск с БАМом. Проектом развития железных дорог Якутии предусматривается сооружение ветки Хани (БАМ) – Олекминск,

соответственно, необходимо ее продолжение до Ленска (протяженностью порядка 400 км), что вполне реализуемо в период до 2020 г.

На наш взгляд, выбор Н.Поймы и Ленска в качестве рекомендуемых пунктов размещения ГПЗ и ГХК объясняется, главным образом, возможностью создания в указанных районах подземных гелиевых хранилищ, тогда как другие условия, необходимые для развития перерабатывающих производств, в должной мере не были учтены (особенно это касается Ленска).

Потенциальные возможности для размещения крупных нефте- и газохимических производств в Восточной Сибири далеко не ограничиваются названными выше двумя районами. Для более полного анализа необходимо рассмотреть еще, как минимум, 4 площадки:

- 1) район ст. Карабула (Красноярский край, Богучанский район, КрсЖД);
- 2) район г. Братска (Иркутская область, ст. Братск, ВСЖД);
- 3) район г. Усть-Кута (Иркутская область, ст. Усть-Кут, ВСЖД);
- 4) район г. Ангарска (Иркутская область, ст. Ангарск, ВСЖД).

Выбор всех перечисленных потенциальных пунктов размещения ЦППГ полностью согласуется с названными выше критериями (условиями). Кроме того, каждый из них имеет определенные дополнительные «плюсы».

Район ст. Карабула находится в зоне реализации ЦКП развития Нижнего Приангарья, которая включена в перечень инвестиционных программ, финансируемых за счет средств Инвестиционного фонда РФ (в рамках государственно-частного партнерства). В результате реализации ЦКП в Богучанском районе должен сформироваться крупный промышленный узел, что представляется важным и с точки зрения процесса строительства ГПЗ и ГХК, и с точки зрения будущих поставок вырабатываемой продукции.

Районы Братска и Усть-Кута в целом характеризуются высоким уровнем развития хозяйственной инфраструктуры и наличием потенциальных потребителей продукции газопереработки и газохимии (включая предприятия лесопромышленного комплекса). Кроме того, район г. Усть-Кута находится в непосредственной близости от ряда газоконденсатных месторождений Иркутской области (Ковыктинского, Марковского, Ярактинского и др.), что делает его перспективным с позиций комплексного использования ресурсов газового сырья Восточной Сибири.

Район г. Ангарска не только характеризуется высоким уровнем развития хозяйственной инфраструктуры, но и наличием непосредственно в самом Ангарске и в соседних городах (Саянске, Усолье-Сибирском) крупных родственных предприятий, с которыми возможна организация эффективных кооперационных связей. Сооружение технологических установок ГПЗ и ГХК возможно на площадке Ангарского НПЗ, принадлежащего НК «Роснефть», что позволит значительно сократить капитальные вложения (за счет объектов заводской инфраструктуры).

Важно, тем не менее, отметить, что результирующий выбор пунктов размещения ЦППГ должен осуществляться с учетом всего комплекса издержек на утилизацию газа, включая не только инвестиции в создание перерабатывающих производств, но и затраты на формирование ГТС и вывоз готовой продукции.

Основные направления продуктовой специализации

Одну из главных причин развития глубокой переработки при утилизации ресурсов газа можно обозначить одним словом: «монетизация», т.е. стремление получить продукцию с высокой добавленной стоимостью и за счет этого не только окупить все издержки на утилизацию газа, но и получить дополнительную прибыль. Естественно при этом предположить, что чем выше будет ценность (цена) производимой продукции, тем лучшим образом будет достигнута цель по «монетизации» сырьевых ресурсов. Однако возможности производства наиболее дорогостоящей химической продукции имеют как общие, так и специфические (для России и Восточной Сибири) ограничения.

Общее ограничение заключается в том, что при возрастании цены (и сложности получения) газонефтехимической продукции, как правило, уменьшается и спрос на нее – в силу либо общей практической ограниченности сфер применения, либо невозможности широкого использования при существующих ценах, обусловленных высокими производственными издержками. Соответственно, всю гамму газонефтехимической продукции можно условно разделить на три класса:

- 1) базовые многотоннажные продукты (мировое производство исчисляется десятками миллионов тонн, единичные мощности технологических установок могут достигать 2 млн т/год, уровень цен – от 250 до 2000 долл./т);
- 2) среднетоннажные (сложные) продукты (мировое производство исчисляется несколькими миллионами или сотнями тысяч тонн, единичные мощности установок находятся в диапазоне от 30–50 до 200 тыс. т/год, уровень цен – от 2 до 10 тыс. долл./т);
- 3) малотоннажные (особо сложные) продукты (мировое производство в лучшем случае исчисляется несколькими десятками тысяч тонн, единичные мощности установок измеряются сотнями тонн в год, уровень цен – от 10 до 100 тыс. долл./т и выше).

Базовые многотоннажные продукты (аммиак, метанол, низшие олефины и их первые производные) образуют основание всей «химической пирамиды» и используются отчасти для удовлетворения конечных потребностей, отчасти – в качестве сырья для получения более сложных производных продуктов. Пример «пирамиды» полимеризационных пластмасс показан на рис. 3.1, и он показывает, что более половины мирового производства пластмасс, которое сейчас оценивается примерно в 200 млн т/год, приходится всего на два базовых продукта – полиэтилен и полипропилен. Всего же удельный вес относительно дешевых (до 3 тыс. долл./т) полимерных материалов составляет порядка 95%. Остальные 5% приходятся на пластмассы инженерно-технического назначения, а также теплостойкие и высокопрочные виды пластмасс.

Специфические ограничения обусловлены, главным образом, двумя факторами:

- 1) крайне низким уровнем развития отечественной нефте(газо)химической промышленности в целом. Достаточно сказать, что в настоящее время общий объем производства полиэтилена в России (1,27 млн т в 2008 г.) сопоставим по своей величине с объемом выпуска на одном крупном заводе в Саудовской Аравии. Т.е. даже в производстве базовых многотоннажных продуктов у нас имеет место крайне неудовлетворительная ситуация;
- 2) в Восточной Сибири стоит задача утилизации крупных ресурсов газа, и эта задача может быть решена только путем создания крупнотоннажных перерабатывающих мощностей, что само собой подразумевает первоочередную ориентацию на производство базовых нефте(газо)химических продуктов.

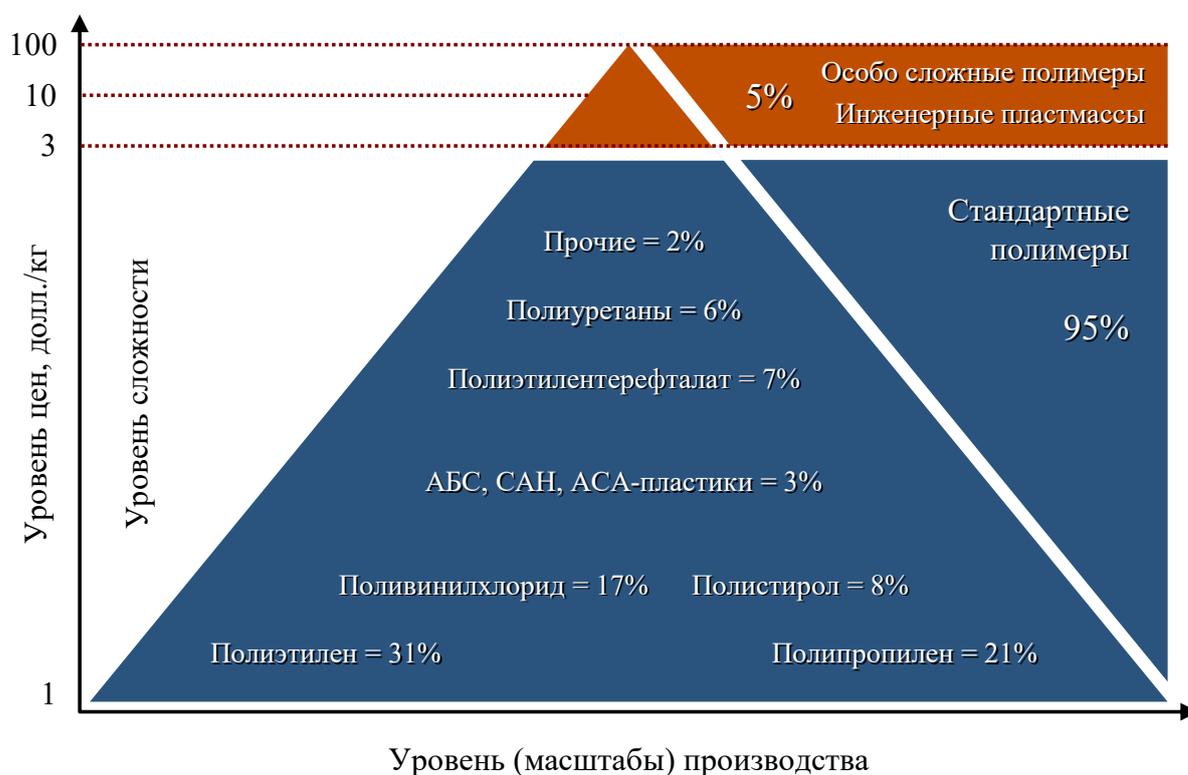


Рис. 3.1. «Пирамида» полимеризационных пластмасс

Поэтому в действительности задача заключается в выборе рациональных (с точки зрения инвестирующей компании) соотношений между производством так называемой газохимической и нефтехимической (полимерной) продукции, их многотоннажными видами. При этом следует учесть, что строгого разделения продукции, получаемой из углеводородного сырья, на газохимическую и нефтехимическую не существует. Данное разделение довольно условно, особенно если учесть широкие возможности комбинирования технологических процессов и множественные пересечения продуктовых «линеек». Тем не менее, к газохимическим продуктам мы будем относить те виды продукции, которые производятся непосредственно из метанового (сухого) газа, а к нефтехимическим – продукты, сырьем для получения которых преимущественно являются углеводороды C_2 и выше (табл. 3.7).

Таблица 3.7 – Примерное структурирование газохимической и нефтехимической продукции

Сегмент	Газохимическая продукция			Нефтехимическая продукция		
«Upstream»	Аммиак	Метанол		Этилен	Пропилен	Ароматика
«Downstream»	Карбамид	Формалин	Уксусная кислота	Полиэтилен	Полипропилен	Продукты оргсинтеза
	Карбамидные смолы			Продукты оргсинтеза	Продукты оргсинтеза	
	Азотные удобрения	Продукты оргсинтеза				
		Полиацетали	Полимерные продукты			

Простая логика подсказывает, что содержащиеся в сыром газе этан и более тяжелые углеводороды должны полностью утилизироваться на нужды химической переработки, поскольку производимая при этом продукция (базовые полимеры) имеет в 3–4 раза более высокую цену по сравнению с базовыми видами газохимической продукции. Вопросы использования для химической переработки метановой составляющей газа должны решаться с учетом соотношения вероятных выгод от реализации получаемой при этом химической продукции (метанола, аммиака, карбамида) и топливного газа.

Что касается сложных нефтехимических продуктов, то их включение в товарную номенклатуру должно осуществляться постепенно (по мере развития будущих предприятий), а на начальном этапе развития следует ограничиться одним-двумя видами с целью увеличения доходности (добавленной стоимости).

Очередность и этапы развития

Очередность и этапы развития перерабатывающих производств должны быть четко увязаны с динамикой нарастания ресурсов газа при освоении месторождений. Но при этом и динамика ресурсов должна формироваться с учетом требований со стороны перерабатывающих производств. Т.е. оба процесса должны быть синхронизированы.

Главным требованием для устойчивого и эффективного функционирования перерабатывающих производств является обеспечение стабильных объемов поступления сырья (загрузки мощностей) в течение длительного времени. При этом существенное значение имеет также и стабильность компонентного состава сырья поступающего на переработку.

Наряду с ресурсно-сырьевым обеспечением в развитии газо(нефте)химического комплекса Восточной Сибири исключительно большую роль будут играть и рыночные факторы. По сути дела, речь идет о том, что развитие крупномасштабной глубокой переработки газа должно быть увязано с процессом резкой интенсификации внутреннего потребления химической продукции. С одной стороны, реализация экспортного направления в развитии восточносибирской газо(нефте)химии сопряжено с довольно высокими рисками. С другой стороны, без радикального ускорения процессов химизации в народном хозяйстве вряд ли можно всерьез говорить о переходе на инновационный путь развития, о повышении экономической и энергетической эффективности российской экономики.

3.3. Идентификация основных продуктов газо(нефте)химического комплекса и рынков сбыта

Основные направления развития химического производства на базе газовых ресурсов Восточной Сибири связаны с выпуском многотоннажной продукции с постепенным расширением ассортимента за счет сложных продуктов (3–4-й ступени нефтехимического сегмента). Учитывая углеводородный состав сырьевого газа, в качестве базовых продуктов, требующих анализа и оценки, следует назвать:

- аммиак;
- карбамид;
- метанол;
- формалин (формальдегид) и его производные;
- полиэтилен (целевые виды – ЛПЭНП и ПЭВП);
- полипропилен;
- олефинопроизводные продукты органического синтеза;
- продукты органического синтеза, получаемые на стыке технологических линий аммиака, метанола и низших олефинов.

Для целей анализа и оценки из числа производных формалина выбраны КФК и полиформальдегид (полиацеталь) – последний относится к категории сложных полимерных продуктов инженерного назначения. Из числа олефинопроизводных выбран этиленгликоль, являющийся одним из наиболее массовых современных продуктов органического синтеза, имеющий широкое и универсальное применение. Из числа продуктов, получаемых на стыке аммиачно-метанольной и олефиновых технологических линий, выбран поливинилацетат (включая сополимеры, например, сэвилен), являющийся производным уксусной кислоты (метанольный ряд) и этилена (олефиновый ряд). Важно отметить, что все перечисленные полимерные продукты относятся к категории современных и обладающих потенциально широкими возможностями сбыта на внутреннем и внешнем рынках

Определяя же рыночную направленность развития газо(нефте)химических производств в Восточной Сибири необходимо, прежде всего, исходить из **оценки общего состояния химической промышленности России.**

В настоящее время в развитии отрасли имеет место ряд серьезных системных проблем, обусловленных следующими факторами:

- специфическими особенностями основных активов. Большая часть предприятий построена в советские годы, производственные мощности ориентированы на внутренние потребности базовой химической продукции – ассортиментная структура производства большинства российских химических

предприятий сформировалась в конце 1980-х годов и во все меньшей мере отвечает современной структуре спроса как внешнего, так и внутреннего рынка. К этому следует добавить, что существенная часть химического оборудования, оставшаяся со времен СССР, изначально производила продукцию, не соответствующую международным стандартам;

- высокой степенью износа производственных мощностей – в целом по отрасли износ основных производственных фондов составляет 43%, сроки эксплуатации значительной его части составляют 20 и более лет (для сравнения, на предприятиях химической промышленности США срок службы оборудования в среднем составляет около 6 лет);
- несоответствием технического уровня отрасли современным требованиям (использование устаревших технологий, характеризующихся высокими удельными показателями расхода сырья и энергоресурсов, а также узким ассортиментом и низким качеством продукции).

В результате, текущая структура производства отечественного химического комплекса не соответствует современным потребностям российской экономики. Так по целому ряду продуктов (например полиэтилен, полипропилен, ПЭТФ) российские производители не могут удовлетворить внутренний рынок, как в абсолютном объеме, так и по марочному ассортименту. Поэтому потребности российского рынка, которые все больше смещаются в сторону высокотехнологичной химической продукции (изделия из пластмасс, синтетические волокна и нити, лакокрасочные материалы, химические средства защиты растений, пластификаторы), удовлетворяются главным образом за счет импорта. Таким образом, системная проблема химического комплекса России заключается в разрыве между развитием рынка химической продукции и развитием российского химического производства [Сторонский, 2005].

Имея колоссальный ресурсный потенциал, доля нашей страны в мировом химическом производстве составляет лишь 1% (рис. 3.2). Суммарные производственные мощности отечественных химических предприятий по отдельным продуктам (например, полиэтилену, полипропилену, этиленгликолю) на сегодняшний день ниже единичной мощности ежегодно вводимых современных заводов на Ближнем Востоке. В настоящее время все химические предприятия РФ являются не более чем игроками локального масштаба.

В этих условиях эволюционное развитие химической отрасли на базе существующих мощностей не изменит текущую ситуацию. Необходим качественный рывок в развитии, который возможен только через строительство крупных предприятий на основе современных технологий, ориентированных на выпуск качественной продукции, соответствующей спросу российского и мирового рынков. Однако вместе с тем, необходимо отметить, что реализация данных проектов на практике в современных российских условиях является весьма непростым делом из-за отсутствия собственных технологий, недостаточных возможностей отечественного химического машиностроения, специфических инфраструктурных ограничений.

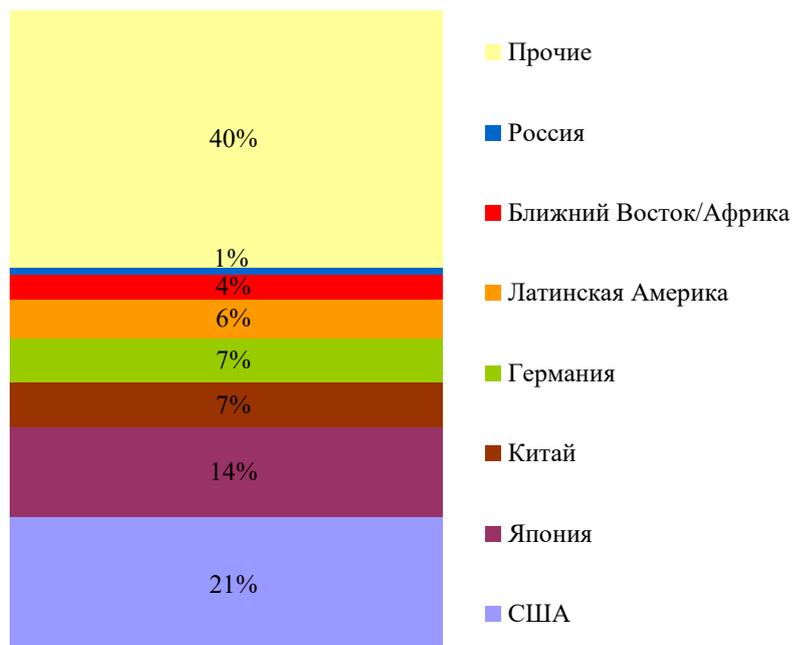


Рис. 3.2. Производство химической продукции по странам в 2007 г.

В настоящее время, как показывает практика, построить химический завод в Саудовской Аравии или Китае гораздо проще и дешевле, чем в России (и тем более в нефтегазовых районах Восточной Сибири, где практически отсутствует необходимая инфраструктура). К тому же наши расстояния по 3–3,5 тыс. км до основных потребителей (и в западном, и в восточном направлении) добавляют к себестоимости продукции еще по 100–150 долл./т транспортных затрат, что не делает российскую химическую продукцию более конкурентоспособной на внешних рынках. С другой стороны, если ориентироваться на внутренний рынок, наши расстояния и эти 100–150 долл./т транспортных расходов станут для отечественных компаний хорошей защитой от импорта, даже без каких-либо особых мер государственной защиты от внешних конкурентов.

Конечно, текущее состояние внутреннего рынка, особенно если сравнивать удельные показатели производства и потребления основных видов химической продукции в России и развитых странах, не вызывает оптимизма (табл. 3.8).

Таблица 3.8 – Удельные показатели производства химической продукции на душу населения в 2007 г., кг/чел.

	Россия	США	Западная Европа
Полиэтилен	10,5	38,4	33,8
Полипропилен	4	25	21
Этиленгликоль	1,6	10,5	4,5
Химические волокна и нити	1,1	13,5	10,3

Источник: расчеты на основе данных Росстата, СМАИ, Creon

С другой стороны, наше текущее отставание при должном стимулировании внутреннего потребления, позволяет рассчитывать на перспективы значительного роста спроса на продукцию химического комплекса со стороны промышленности, сельского хозяйства, транспорта и других отраслей экономики. Необходимо отметить, что спрос на химическую продукцию и развитие экономики – процессы взаимосвязанные и взаимообусловленные. Растущая экономика предъявляет спрос на продукцию химического сектора. Увеличение потребления химической продукции стимулирует развитие отрасли, разработку новых материалов, использование которых положительно сказывается на качественных показателях ключевых отраслей-потребителей, повышая их энергоэффективность, рентабельность и конкурентоспособность, что, в конечном счете, способствует увеличению темпов роста экономики в целом.

Оценивая перспективы внутреннего спроса на химическую продукцию, нельзя «простым алгоритмическим» образом увязывать его с темпами экономического роста (роста ВВП), численности и доходов населения. Наряду с показателями темпов роста экономики существует и такое понятие как «качество роста». В последние 5–7 предкризисных лет по темпам роста экономики Россия опережала едва ли не все крупные страны мира за исключением Китая и Индии. Однако столь высокие темпы роста в основном были обусловлены динамикой развития отраслей минерально-сырьевого сектора экономики (прежде всего – нефтяной и газовой), которое, в свою очередь, подхлестывалось исключительно благоприятной ситуацией на мировом сырьевом рынке. При этом не было даже намека на какой-либо рывок в развитии отраслей обрабатывающего сектора и в особенности – в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Для России не стал заразительным ни пример ближневосточных нефтедобывающих стран, создавших на волне «нефтяного бума» собственную высококонкурентную нефтехимическую промышленность с экспортной направленностью, ни пример Китая, в котором годовые темпы роста нефтехимии, ориентированной преимущественно на внутренний рынок, в последнее время составляют 15–20%.

Речь идет о катастрофическом отставании России от «старых» и «новых» индустриальных стран не только в развитии химической (в т.ч. нефтехимической) промышленности, как таковой, но в потреблении химической продукции, в уровне химизации народного хозяйства. А это, в свою очередь, является свидетельством исключительно низкого качества экономического роста, говорит об отсутствии важных фундаментальных предпосылок для повышения экономической и энергетической эффективности национальной экономики. Объективно говоря, чтобы «навсегда не отстать» от других индустриальных стран, России просто необходим рывок в развитии химии и нефтехимии – очевидно, что другого пути у нашей страны просто нет. Если мы хотим иметь автомобильную, мебельную, текстильную и другие отрасли промышленности, ВПК, авиастроение, стабильно развивающийся космический комплекс, мы должны обеспечивать потребности этих отраслей российскими химическими материалами.

Освоение газовых ресурсов Восточной Сибири дает очень хорошие предпосылки для «химического рывка» в соответствии с радикальным прогнозом развития

отечественной химической промышленности, как это видно на примере производства синтетических смол и пластмасс (рис. 3.3).

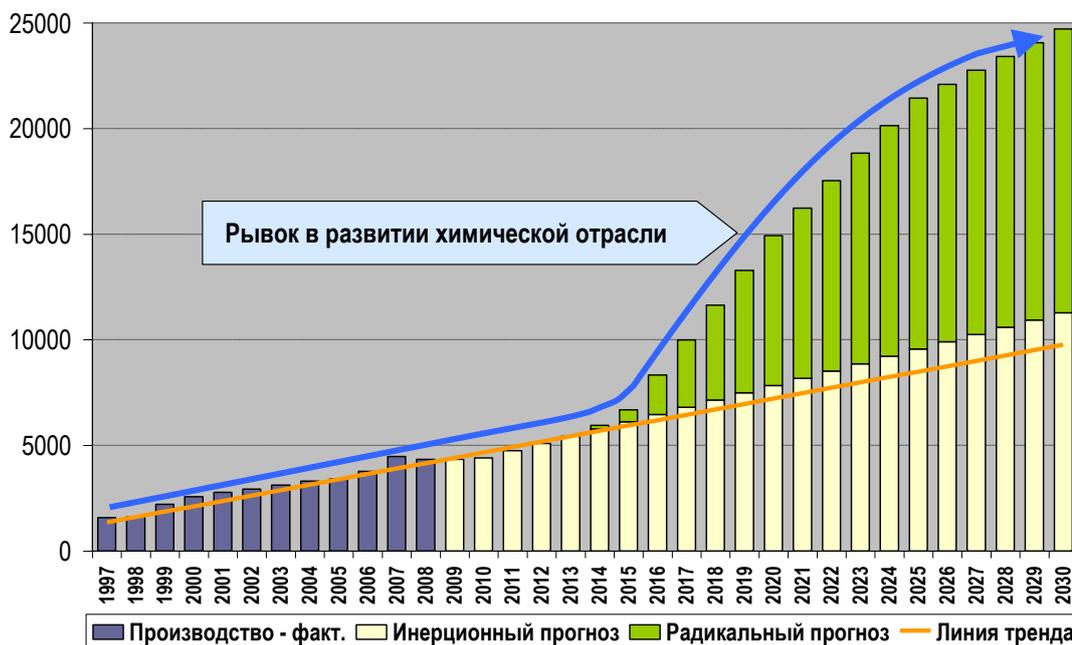


Рис. 3.3. Производство синтетических смол и пластмасс в России: факт и варианты прогноза на период до 2030 г., тыс. т

Во-первых, развитие газовой отрасли в Восточной Сибири (в отличие от Западной Сибири или Урало-Поволжья) находится еще только в стадии становления, что дает определенный запас времени для подготовки и реализации широкомасштабных газо(нефте)химических проектов. В основе указанных проектов будут лежать растущие, а не падающие объемы добычи газа.

Во-вторых, при развитии газо(нефте)химии в Восточной Сибири может быть эффективным образом задействован имеющийся общий энергетический потенциал территории. Проигрывая центральным и приграничным регионам страны по издержкам на транспортировку продукции, Восточная Сибирь имеет, например, очевидные преимущества по обеспечению гидроэнергией и здесь, в отличие от других регионов, не нужно сжигать газ для электроснабжения химических предприятий.

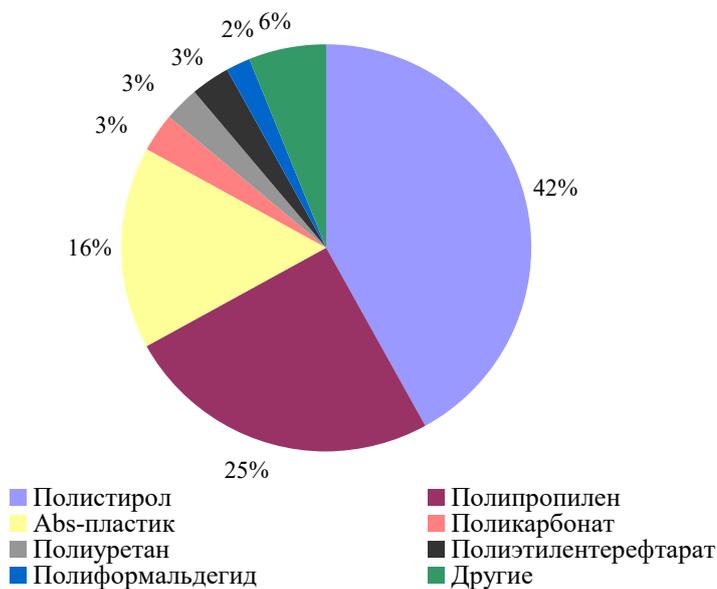
В-третьих, Восточная Сибирь располагает значительным потенциалом для наращивания собственного потребления химической продукции – за счет развития лесоперерабатывающей промышленности, машиностроения, промышленного и гражданского строительства, сельского хозяйства.

В-четвертых, по целому ряду полимерных продуктов Восточная Сибирь имеет неплохие конкурентные позиции для экспорта в страны АТР.

Но при этом совершенно очевидно, что указанные выше благоприятные предпосылки сами собой не реализуются. Без активного и непосредственного участия

государства запустить процесс интенсивного развития газо(нефте)химии в интересах национальной экономики невозможно. Необходимы не только действенные меры государственного стимулирования в отношении развития самих перерабатывающих производств (за счет налоговых льгот, ограничения транспортных тарифов и тарифов на электроэнергию и проч.), но и целый комплекс мер, направленных на стимулирование внутреннего спроса на химическую продукцию. Скорее всего, второе имеет даже большее значение, нежели первое.

В качестве примера влияния государства на увеличение емкости внутреннего рынка продукции химического комплекса можно привести развитие отечественного «автопрома» в режиме промышленной сборки с использованием требований к локализации. Учитывая то, что в настоящее время, стоимость пластика, лакокрасочных материалов и резины в сумме составляют в среднем почти 30% стоимости автомобиля, жесткие условия к локализации производства автокомпонентов внутри России способны существенным образом увеличить спрос на множество видов качественной химической продукции, заменяющей импортные аналоги (рис. 3.4). Возможно и применение стимулирующих мер в строительстве (в частности, в производстве оконных профилей), являющемся одним из главных потребителей поливинилхлорида, а также в других отраслях экономики.



Источник: LyondellBasell Industries AF S.C.A. (<http://www.lyondellbasell.com>)

Рис. 3.4. Применение различных полимеров в автомобилестроении

О том, что меры государственного стимулирования спроса на химическую продукцию могут быть весьма эффективными, свидетельствует пример Китая, который даже в нынешнем кризисном году сумел избежать падения спроса на полимеры. Так, в течение I квартала 2009 г., китайская нефтехимическая промышленность получила благотворную среду благодаря правительственным программам, направленным на стимулирование потребления пластмасс в сельских районах. С 1 февраля 2009 г. фермеры, приобретая телевизоры, холодильники, мобильные телефоны, стиральные машины и

кондиционеры получали скидку 13%. Благодаря этому, продажи бытовой техники в марте по сравнению с предыдущим месяцем выросли на 70%, а уровень потребления пластмасс вернулся к докризисному уровню первого квартала 2008 г. Если в январе 2009 г. производство продукции из пластмасс упало в сравнении с предыдущим месяцем на 4,6%, но уже в феврале был отмечен рост на 16,2%. В целом же производство в первые месяцы 2009 г. увеличилось на 5,1%.¹

Проведение государством эффективной промышленной политики, направленной на стимулирование развития основных отраслей экономики, способно оказать значительное влияние на развитие внутреннего рынка химической продукции. Но при этом исключительно важно синхронизировать и взаимно увязать меры поощрения спроса и меры, направленные на стимулирование и развитие химической промышленности. В противном случае мы не получим ничего, кроме усиления рыночного дефицита и роста цен на продукцию, которую и так приходится в значительной степени импортировать из-за ограниченности собственных производственных возможностей

Вследствие значительной степени интеграции российской экономики с мировой вообще, и химического комплекса – в частности, ситуация и тенденции изменения мирового рынка химической продукции оказывают существенное влияние на текущее состояние отечественной химической отрасли и перспективы реализации проектов по развитию газопереработки и газохимии в России.

3.4. Анализ спроса и предложения на рынках газо(нефте)химической продукции

При анализе основных тенденций развития мирового и внутреннего рынков базовых крупнотоннажных химических продуктов (метанол, формальдегид, КФК, аммиак, карбамид, полиэтилен, полипропилен, этиленгликоль) основные акценты были сделаны на исследование следующих вопросов:

- анализ основных тенденций в структуре мирового спроса;
- анализ динамики развития производственных мощностей в развитых и развивающихся странах;
- анализ складывающейся конъюнктуры на внутреннем и внешних рынках;
- анализ текущего состояния спроса и предложения на внутреннем рынке;
- оценка возможностей и перспектив экспорта химической продукции из России;
- анализ проблем и возможностей развития внутреннего спроса на базовые химические продукты.

¹ По информации Интернет-проекта «Полимерная индустрия» – <http://plastinfo.ru>.

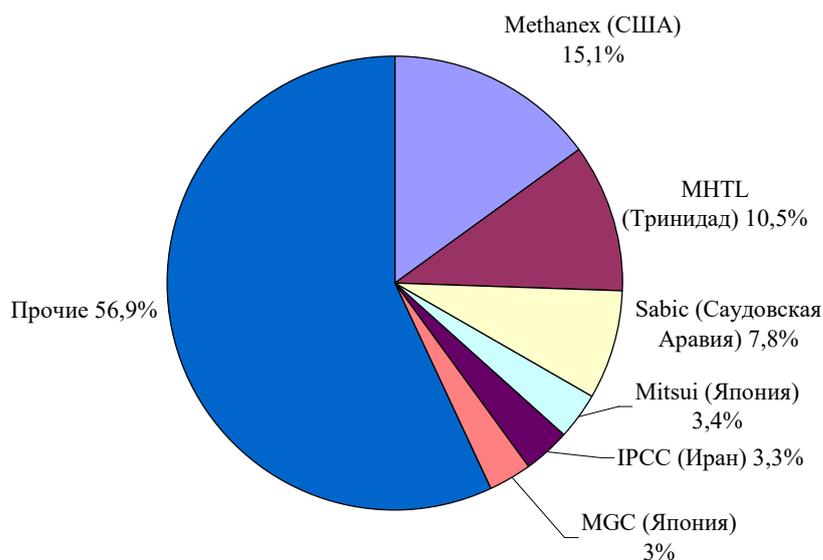
3.4.1. Рынок метанола

Метанол (метиловый спирт) – один из базовых продуктов химической промышленности. В настоящее время более двух третей потребляемого метанола в мире приходится на три ключевых направления: производство формалина, метил-трет-бутилового эфира и уксусной кислоты. Формалин, в свою очередь, используется для производства различных смол и других продуктов, применяемых в мебельной промышленности, при производстве строительных материалов, в авто- и авиастроении, медицине. МТБЭ применяется как высокооктановая присадка к моторным топливам, уксусная кислота используется в пищевой и химической промышленности.

Поскольку основным сырьем для производства метанола служит природный газ, то современная локализация метанольных производств (исключая Китай) тесно связана с географией газовых разработок. Истощение или, наоборот, открытие новых крупных газовых месторождений ведет, в итоге, к перераспределению метанольных мощностей.

Мировой рынок метанола

В настоящее время в числе крупнейших производителей метанола находятся страны, располагающие собственными запасами природного газа – США, Саудовская Аравия, Тринидад и Тобаго, Россия, Иран, Чили. Среди ведущих игроков на рынке метанола присутствуют как компании, специализирующиеся на выпуске этого продукта (Methanex, МНТЛ), так и крупные нефтехимические холдинги (SABIC, IPCC). Одна из крупнейших компаний Японии – Mitsui – участвует в ряде метанольных производств на Ближнем Востоке (рис. 3.5).



Источник: Methanex Corporation (<http://www.methanex.com>)

**Рис. 3.5. Доли крупнейших игроков на рынке метанола в 2008 г.
(на основе объемов продаж)**

Рост цен на углеводороды в последние несколько лет привел к тому, что в большинстве развитых стран мира производство метанола пошло на спад – высокие цены на природный газ, доля которого в себестоимости метанола составляет порядка 70%, негативно сказывается на рентабельности отрасли. В результате, основной тенденцией последних лет является закрытие заводов в Европе, США и перенос производства в развивающиеся страны, на территории которых в больших объемах добывают дешевое сырье (Персидский залив, Тринидад, Чили и др.)

Стоит отметить, что современные технологии производства метанола предполагают снижение операционных затрат с ростом мощности завода, что является еще одним фактором, положительно влияющим на конкурентоспособность новых крупнотоннажных производств. В результате, большинство вводимых в эксплуатацию в ближайшие годы мощностей будет располагаться в нижней части мировой кривой издержек, вытесняя с рынка старые высокочрезмерные производства в развитых странах.

Современное оборудование, высокая единичная мощность установок, дешевый ближневосточный газ и выгодное портовое положение – все это обеспечивает заводам стран Персидского залива серьезный задел ценовой конкурентоспособности. В результате себестоимость ближневосточного метанола не превышает 150 долл. за тонну. В среднесрочной перспективе данные крупные экспортно-ориентированные мощности будут занимать доминирующее положение на мировом рынке.

Что касается спроса, то здесь необходимо учитывать фактор бурного роста потребления метанола в Китае. В настоящее время Китай является крупнейшим потребителем метанола в мире, а также страной, вносящей наибольший вклад в ежегодный рост мирового спроса на метанол. С 2001 по 2008 гг. потребление метанола в КНР увеличилось с 3,76 млн т до 12,7 млн т. Вместе с тем, необходимо отметить существенный рост объемов производства метанола в Китае. До середины 2008 года КНР удавалось удовлетворять растущий спрос за счет расширения производства внутри страны (табл. 3.9).

Таблица 3.9 – Динамика рынка метанола в Китае в 2001–2008 гг.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	1-е п/г 2009
Производство	2,07	2,11	2,99	4,41	5,36	7,62	10,76	11,26	4,9
Потребление	3,76	3,91	4,34	5,73	6,66	8,5	11,05	12,7	8,35
Импорт	1,52	1,80	1,40	1,36	1,36	0,92	0,84	1,43	3,41

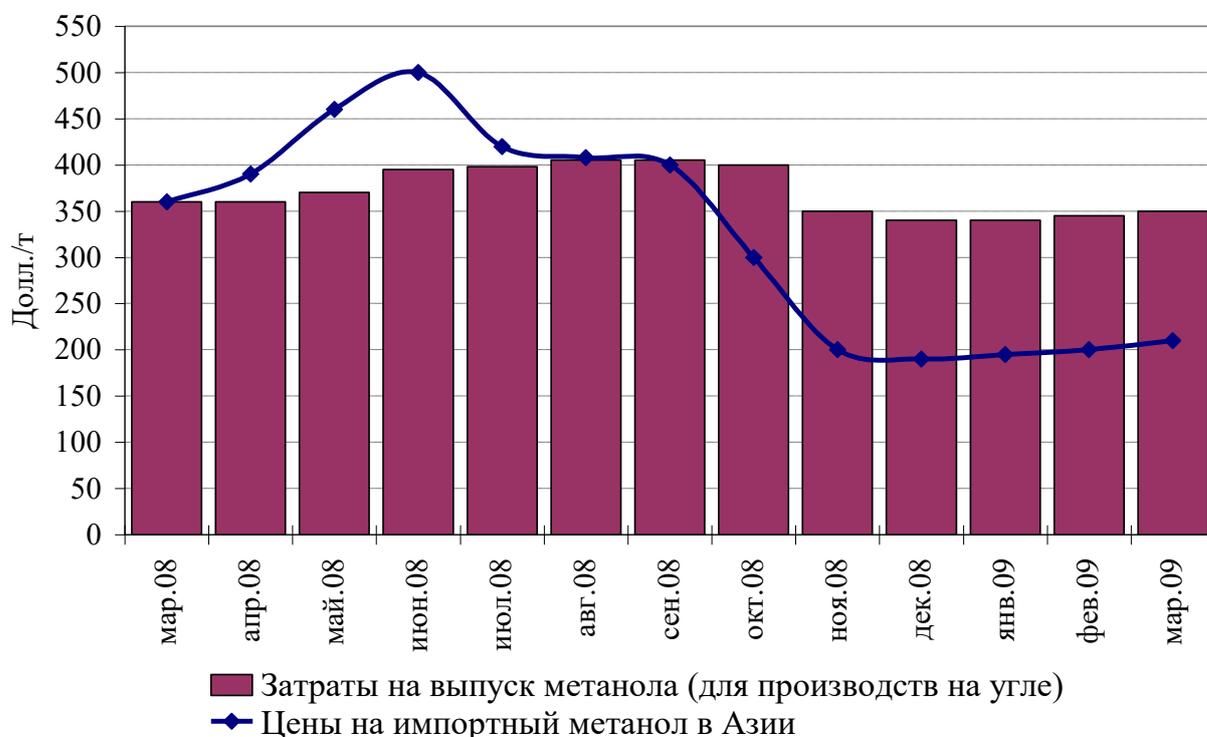
Источник: China Chemical Reporter (<http://www.ccr.com.cn>)

Производство метанола в Китае отличают две особенности. Во-первых, китайские мощности достаточно фрагментированы, разбиты на многочисленные мелкие производства (около 100 тыс.т/год). Во-вторых, в структуре сырья большую часть составляет уголь, а не газ, как в других странах. Высокая доля угля в сырьевой структуре объясняется не только высокой ценой на природный газ. Уголь доминирует в энергетической системе Китая: 75% запасов расположены на северо-востоке и северо-западе страны, 25 % – на востоке и на юге центральной части, около 85–90% производственных мощностей в Китае используют в качестве топлива именно уголь. Метод производства метанола из угля не получил широкого распространения в

большинстве стран мира, поскольку его технологические особенности предполагают более высокие капитальные затраты на создание мощностей, а также большее количество персонала, необходимого для эксплуатации предприятия. Впрочем, в китайских условиях данные особенности не являются преградой.

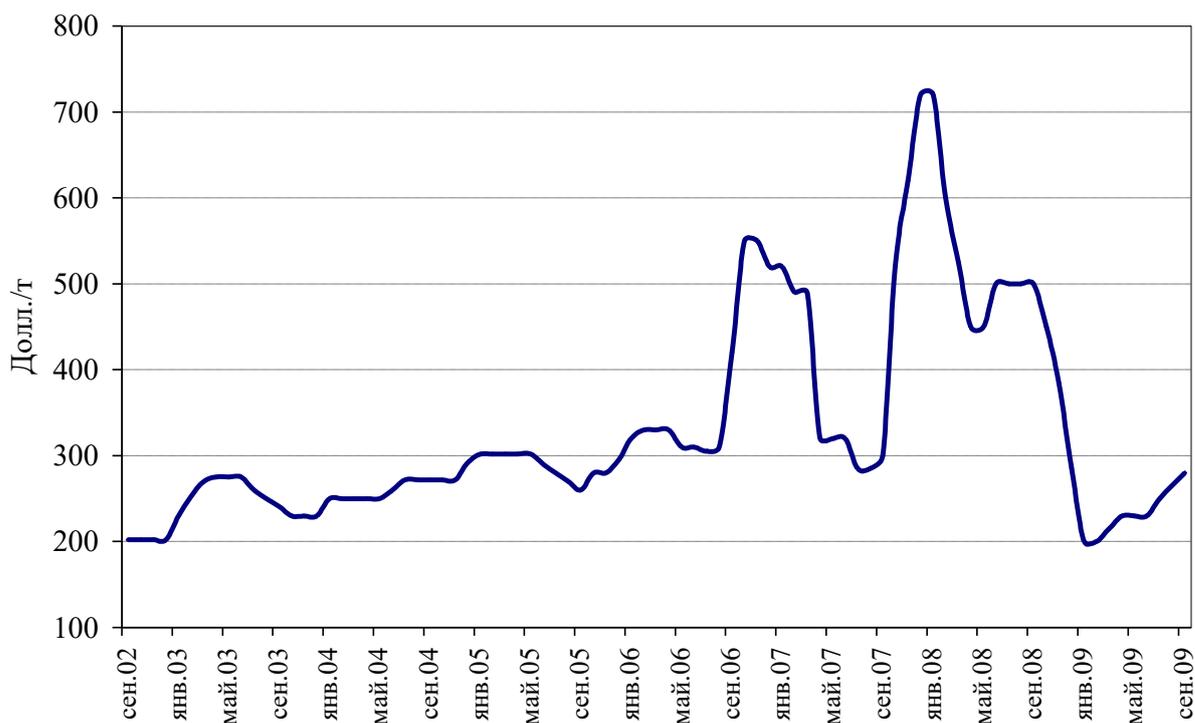
В настоящее время суммарная мощность метанольных заводов в Китае составляет 20,6 млн т. Однако необходимо учитывать, что значительная часть предприятий работает с 1960-х и 70-х гг. и использует сравнительно устаревшую технологию атмосферной газификации угля. Некоторые из них работают на сравнительно дорогом антрацитовом угле, содержащем непригодную для использования пульпу, которую потом приходится гранулировать и продавать в качестве топлива на местных рынках.

Ухудшение ценовой конъюнктуры на мировых энергетических рынках во второй половине 2008 г. не замедлило сказаться на эффективности устаревших китайских заводов. В результате, начиная с четвертого квартала 2008 г., власти КНР вынуждены были остановить наименее эффективные предприятия и переориентироваться на импортные поставки метанола (рис. 3.6), что в настоящее время, безусловно, сказывается на динамике мировых цен. В течение 2002–2006 гг. цены на метанол демонстрировали умеренный рост на фоне увеличения стоимости энергоносителей и устойчивого спроса. В конце 2006 г. – начале 2007 г. технические проблемы на ряде заводов привели к росту цен на рынке почти в 2 раза. В 2008–2009 гг. ключевым фактором, оказывающим влияние на рынок метанола является превышение предложения над спросом, и в связи с кризисом эта тенденция стала еще более выраженной (рис. 3.7).



Источник: China Chemical Reporter (<http://www.ccr.com.cn>)

Рис. 3.6. Динамика цен и себестоимости производства метанола в КНР в 2008–2009 гг.



Источник: Methanex Corporation (<http://www.methanex.com>)

Рис. 3.7. Динамика цен на метанол в 2002–2009 гг.

Дальнейшая динамика стоимости метанола на мировом рынке, вероятно, будет определяться следующими факторами:

- динамикой мировых цен на энергоносители, определяющей стоимость основного сырья;
- количеством и сроками ввода в эксплуатацию новых мощностей;
- соотношением баланса спроса и предложения на рынке метанола в Китае.

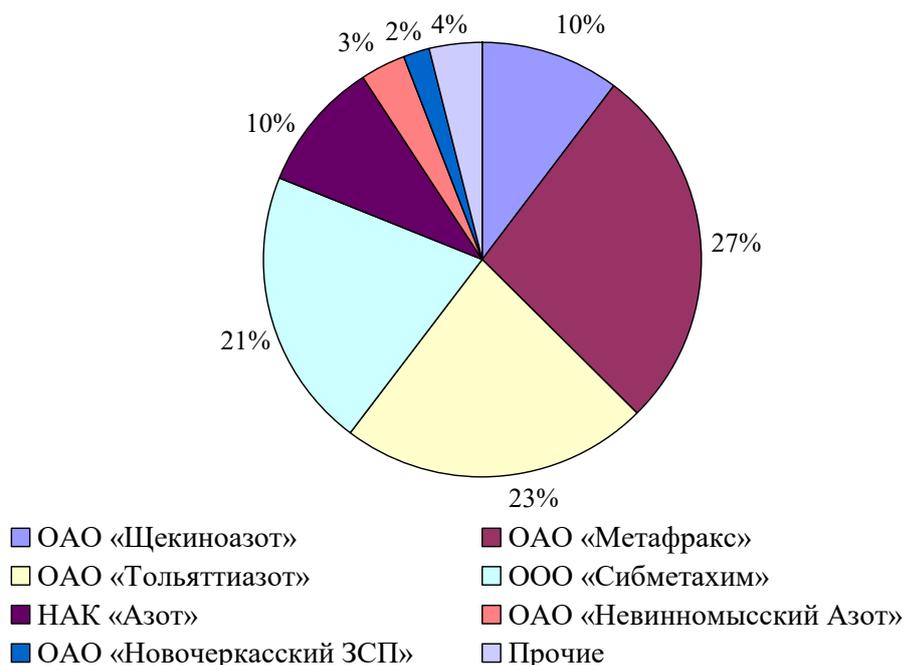
Российский рынок метанола

В настоящее время метанол в России производят 9 предприятий. При этом специализируются на производстве данного продукта ОАО «Метафракс» и ООО «Сибметахим». Остальные – ОАО «Тольяттиазот», ОАО НАК «Азот», ОАО «Акрон», ОАО «Невинномысский Азот», ОАО «Щекиноазот» и ОАО «Новочеркасский завод синтетических продуктов» – выпускают азотные удобрения, и метанол здесь является дополнительным продуктом при производстве аммиака (рис. 3.8).

Индустрия по производству метанола – одна из наиболее динамичных отраслей российского химического сектора. Относительно низкие цены на газ внутри РФ и благоприятная ценовая динамика на внешнем рынке (в начале 2000-х годов метанол в мире дорожал вслед за нефтью) преопределили инвестиционную привлекательность проектов по расширению производства в России.

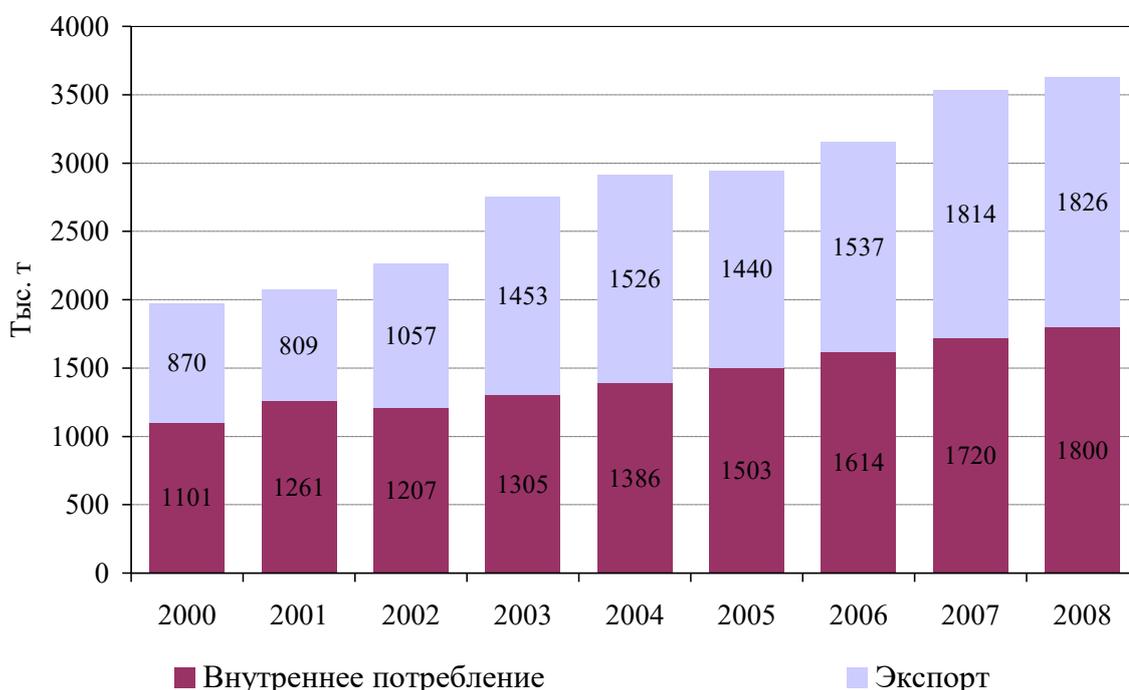
С 2000 по 2008 г. объем производства метанола в России вырос с 1,9 млн т до 3,66 млн т, экспортные поставки увеличились с 870 тыс. т в 2000 г. до 1,8 млн т в 2008 г. (рис. 3.9). Производственные мощности отечественных предприятий за этот период увеличились в 2,3 млн т до 4,2 млн т. Впрочем текущая ситуация на рынке метанола, по

сравнению с началом 2000-х в корне изменилась, и не в самую лучшую для наших производителей страну.



Источник: данные компаний

Рис. 3.8. Структура российского производства метанола в 2008 г.



Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>), ФТС РФ (<http://www.customs.ru/ru/stats>), ОАО «Метафракс» (<http://www.metafrax.ru>)

Рис. 3.9. Динамика потребления и экспорта метанола в России в 2000–2008 гг.

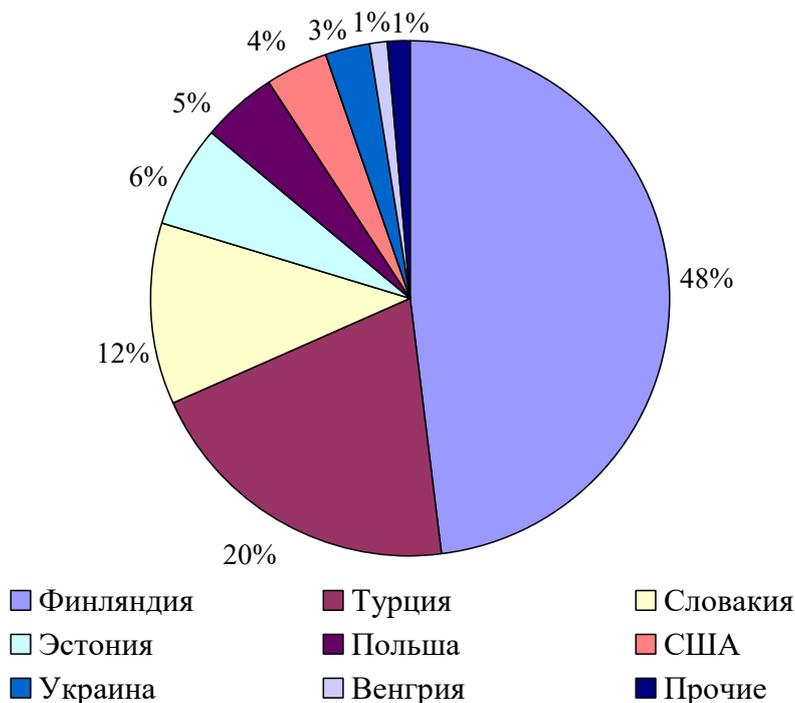
Во-первых, использовать дешевый газ для выпуска метилового спирта помимо российских компаний научились страны Персидского залива и некоторые государства

Латинской Америки. Усиливающаяся конкуренция среди производителей может привести к затовариванию рынка и, в конечном итоге, к снижению цен.

В этих условиях, российские компании, сталкиваясь с более высокими издержками производства и транспортными расходами, находятся не в самом лучшем положении. Действительно, ежегодное повышение стоимости природного газа на внутреннем рынке, более высокие удельные затраты на производство ввиду использования устаревших технологий и низкой (относительно ближневосточных конкурентов) единичной мощности установок, дополнительные транспортные расходы, которые вынуждены нести российские производители, поскольку основные мощности по производству метанола расположены в России на значительном удалении от морских портов – все эти факторы оказывают негативное влияние на рентабельность российских компаний.

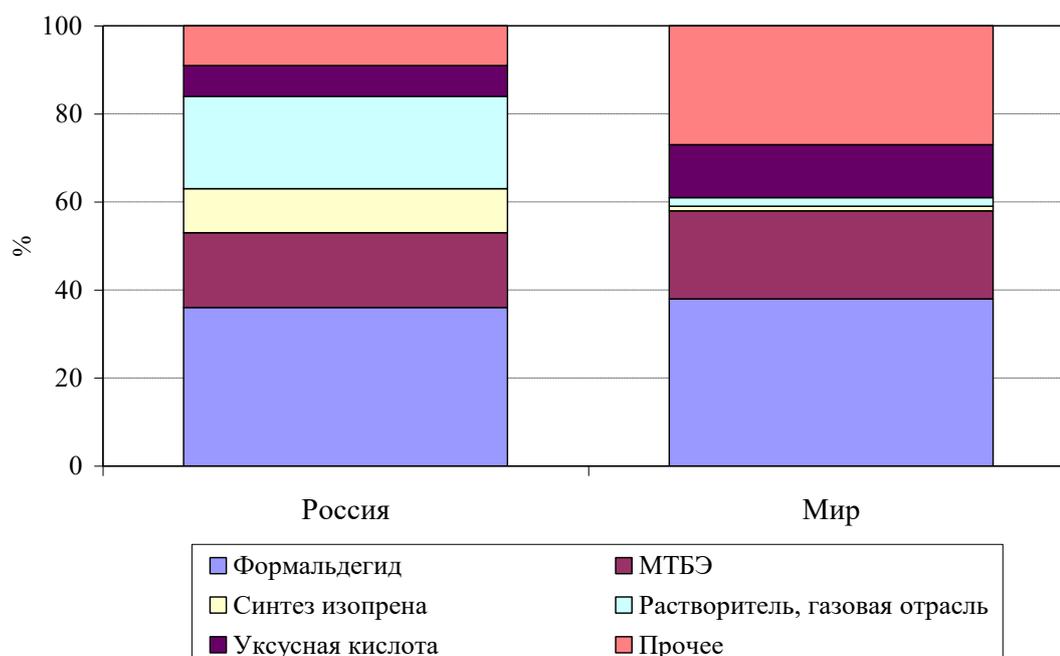
Статистика первых пяти месяцев 2009 г. наглядно это подтверждает – экспорт метанола из РФ сократился в 4(!) раза до 260 тыс. т. При текущих ценах на внешних рынках, удельная доля транспортных расходов у российских компаний достигает до 40% от стоимости метанола. В результате экспорт становится нерентабельным и объемы внешних поставок снизились до минимума.

Во-вторых, необходимо также учитывать, что основные объемы экспортных поставок российского метанола приходится на европейский рынок, который в последние несколько лет не отличается высокими темпами роста (рис. 3.10). Во многом это связано с вводом ограничений на использование МТБЭ в топливе, и как следствием существенным сокращением производства метилтретбутилового эфира, на долю которого приходится примерно 20% мирового потребления (рис. 3.11).



Источник: ФТС РФ (<http://www.customs.ru/ru/stats>)

Рис. 3.10. Структура экспортных поставок российского метанола в 2007 г.



Источник: ОАО «Метафракс» (<http://www.metafrax.ru>), Methanex Corporation (<http://www.methanex.com>)

Рис. 3.11. Сравнительная структура потребления метанола в России и мире

Что касается внутреннего рынка, то в последние два года его сложно назвать динамичным. Внутреннее потребление метанола достаточно консервативно: в России метанол традиционно используется в газовой промышленности (для борьбы с образованием гидратов в газопроводах), для выпуска каучуковых мономеров (изопрена), производства синтетических смол и МТБЭ.

При этом потребности газовой отрасли достаточно стабильны, каучуковая отрасль (особенно производство изопреновых каучуков) переживает не лучшие времена, рынок МТБЭ привязан к выпуску высокооктановых бензинов и вполне насыщен. Соответственно, ключевым направлением, за счет которого можно увеличить потребление метанола внутри страны (в условиях нестабильной ситуации на внешних рынках), является углубление переработки метанола. При этом необходимо рассматривать не только традиционные продукты, такие как формальдегид и уксусная кислота, но и инновационные направления – технологии трансформации метанола в олефины (МТО) и пропилен (МТР), которые в настоящее время рассматриваются в качестве перспективной альтернативы традиционным способам получения этилена и пропилена.

3.4.2. Рынок формальдегида и полиформальдегида

Формальдегид – промежуточный продукт, получаемый из метанола и используемый для дальнейшего органического синтеза по четырем ключевым направлениям: производство смол, промышленных химикатов, медицинских товаров и товаров потребительского сектора. Производство смол и промышленных химикатов занимает 59% и 30% в мировой структуре потребления формальдегида соответственно.

Как следствие, потребление продукта сильно зависит от строительной, мебельной и автомобильной отраслей. Таким образом, через потребление формальдегида эти отрасли оказывают существенное влияние на величину спроса на метанол.

На рынке формальдегид в основном представлен в виде формалина, водных растворов с концентрацией формальдегида 37% и 55%. 37-процентный раствор формальдегида наиболее распространен, он также может содержать в себе до 15% метанола в целях стабилизации продукта.

Формальдегид, как правило, производят поблизости от объектов потребления: технология производства относительно проста, при этом транспортировка продукта достаточно проблематична и затратна. Во-первых, формальдегид нестабилен, при транспортировке на дальние расстояния продукт полимеризуется. Во-вторых, транспортировка продукта, который больше чем наполовину состоит из воды, экономически нецелесообразна. Вследствие сложностей транспортировки продукта мировая торговля формальдегидом минимальна.

Объем мирового потребления 37-процентного формалина составляет более 28 млн т или более 10 млн т (в пересчете на 100%). На производство формальдегида во всем мире расходуется порядка 36% метанола. Наиболее крупными потребителями формальдегида являются США, Западная Европа и Китай. На их долю приходится около 75% мирового потребления формальдегида. Рост строительной индустрии в большинстве регионов и увеличение производства химических производных, таких как полиацетальные смолы, особенно в Китае, резко повысили уровень потребления формальдегида в последние годы.

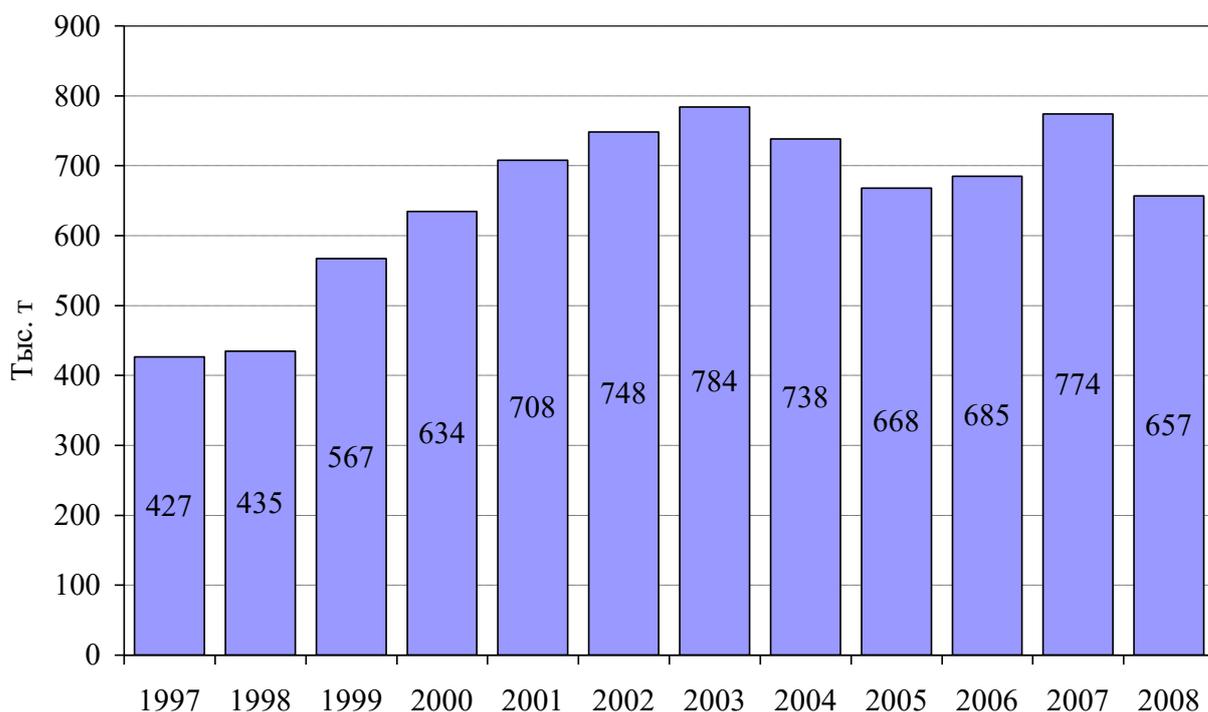
Мощности по производству формальдегида в России на конец 2008 г. составляли более 3 млн т в год. В последние годы в отрасли производства формальдегида наблюдалась тенденция наращивания мощностей по собственной переработке формальдегида в продукты более высокого передела (рис. 3.12).

Крупнейшими производителями формалина в России являются «Метафракс» и «Акрон», на долю которых приходится более 70% производства и 75% поставок формальдегида на рынок (рис. 3.13).

Полиформальдегид (полиацеталь) является универсальным конструкционным полимером, обладающим свойствами, сходными со свойствами металла. Благодаря оптимальному комплексу свойств (твердости, жесткости, вязкости, эластичности, ударопрочности, стойкости к воздействию горюче-смазочных материалов и пр.) и разнообразию марок, полиацетали широко применяются в электротехнике, авто- и авиастроении, горнодобывающей промышленности, приборостроении.

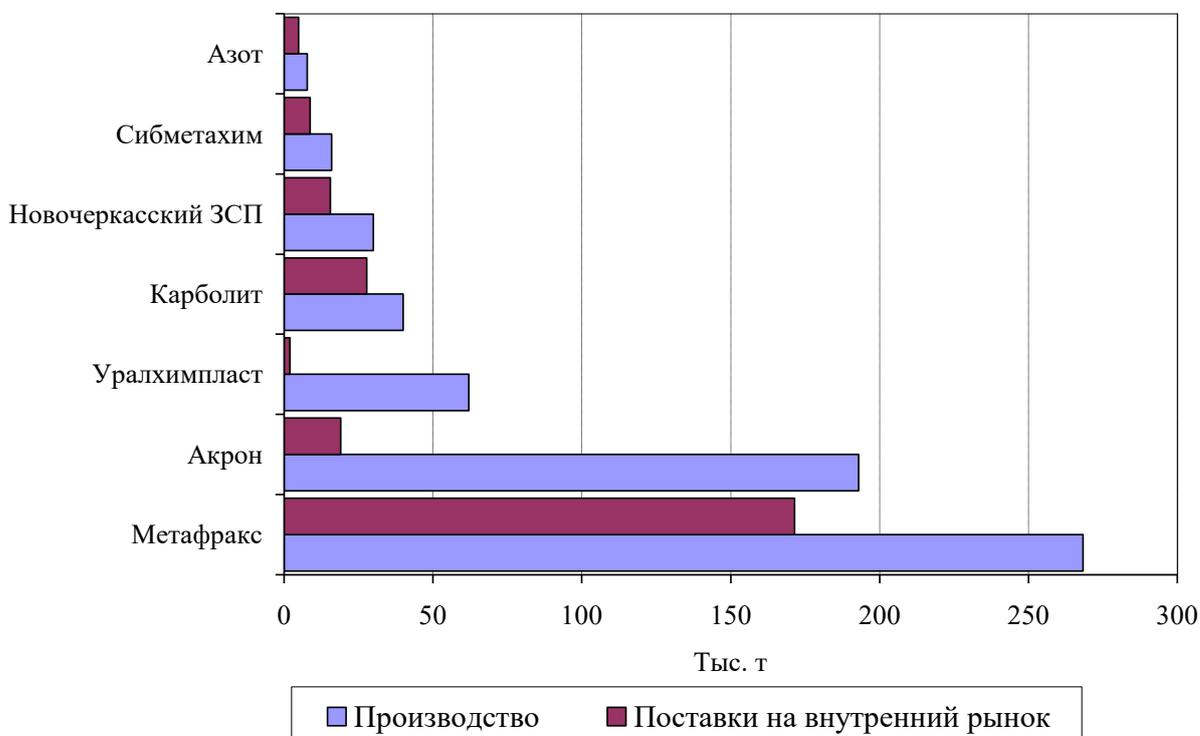
В настоящее время 40% производимого полиформальдегида используется в автомобильной промышленности, что обусловлено стабильностью его свойств в широком диапазоне температур (от -40 до 100°C) и превосходной химической стойкостью по отношению к омывателям стекла, тормозной жидкости, топливам всех видов. В частности, из материала изготавливают автомобильные дворники, приборные щитки, детали механизма ремней безопасности, механизма сидений, стеклоподъемников, дверных

замков, детали топливных насосов, модуль бензонасоса, датчик уровня топлива, крышка бензобака.



Источник: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>),

Рис. 3.12. Динамика производства формалина (37%) в России в 1997–2008 гг.



Источник: данные компаний

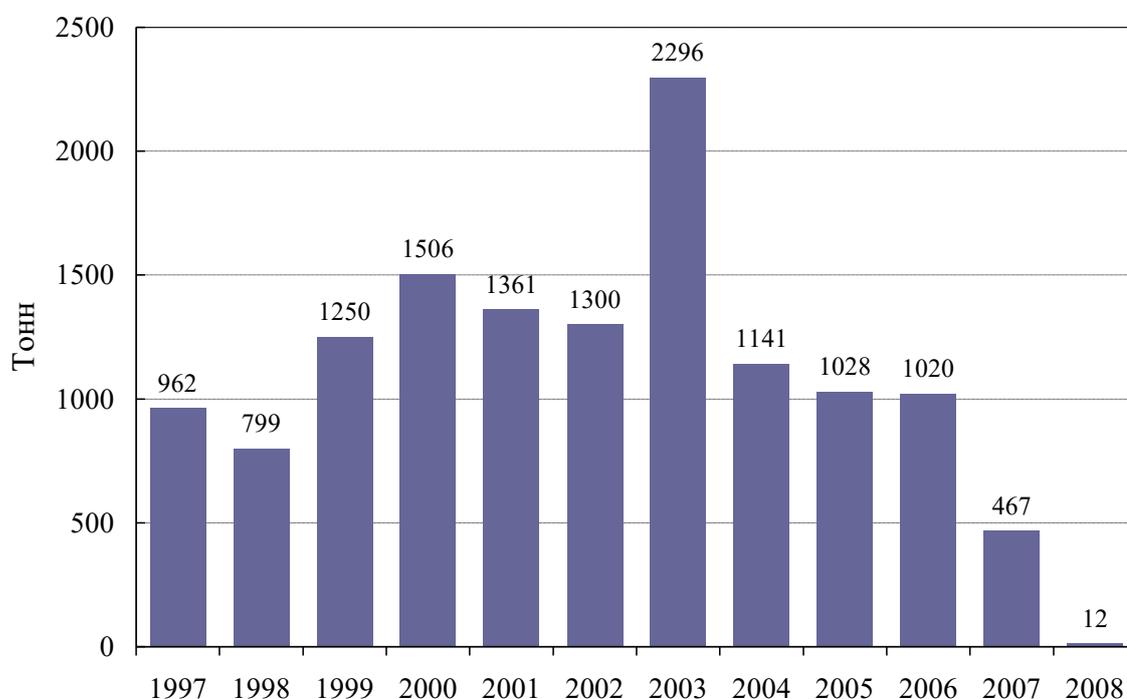
Рис. 3.13. Производство и поставки на рынок формалина (37%) в России в 2008 г.

Быстрая кристаллизация материала обеспечивает прекрасную износостойкость и механическую прочность (прочность на изгиб от 50 МПа у ненаполненных марок до 200 МПа – у стеклонеполненных), что делает возможным использование материала в сфере высоких технологий и точном машиностроении, в бытовых приборах, электронике, оборудовании для сетевых коммуникаций. Кроме того, прекрасная стойкость к химическим продуктам и гидролизу позволяет использовать полиформальдегид в различных контейнерах, трубах и фитингах, кабельной промышленности и т.п.

Таким образом, полиформальдегид представляют собой крайне перспективный продукт, который обладает высокими прикладными свойствами и способен заменять металлы (главным образом цветные металлы и сплавы) в качестве конструкционных материалов.

Несмотря на широкий спектр применения и быстрое увеличение спроса, назвать полиформальдегид крупнотоннажным продуктом нельзя – суммарный мировой объем производства не превышает 1 млн т. Крупнейшими производителями продукта являются Korea Engineering Plastics, BASF, DuPont, Ticona, LG Chem, Mitsubishi и др.

В России в настоящее время производство полиформальдегида фактически отсутствует (рис. 3.14). Единственным производителем полиформальдегида было ОАО «Уралхимпласт» (г. Нижний Тагил). Однако низкая производственная мощность установки по выпуску полиформальдегид (3 тыс. т при средней мощности современных зарубежных установок в 60 тыс. т), использование устаревших энерго- и трудозатратных технологий не позволили предприятию выдержать конкуренцию с импортом [Запас прочности, 2003].



Источник: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>),

Рис. 3.14. Динамика производства полиформальдегида в России в 1997–2008 гг.

В итоге в настоящее время потребности российского рынка, которые составляют порядка 4 тыс. т в год, полностью удовлетворяются за счет импортных поставок. Текущее состояние российской автомобильной промышленности, приборостроения, производства электроники и бытовой техники предопределяет отставание в удельных показателях потребления полиацеталей на душу населения – в России этот показатель в настоящее время составляет 28,2 г/чел. в год, в то время как в США – 670 г/чел., в Китае – 182 г/чел. Таким образом, мало того, что в России отсутствует производство полиформальдегида, так и показатели его использования в экономике на порядок ниже не только по сравнению с развитыми странами, но уже и с Китаем – с его полутора миллиардным населением.

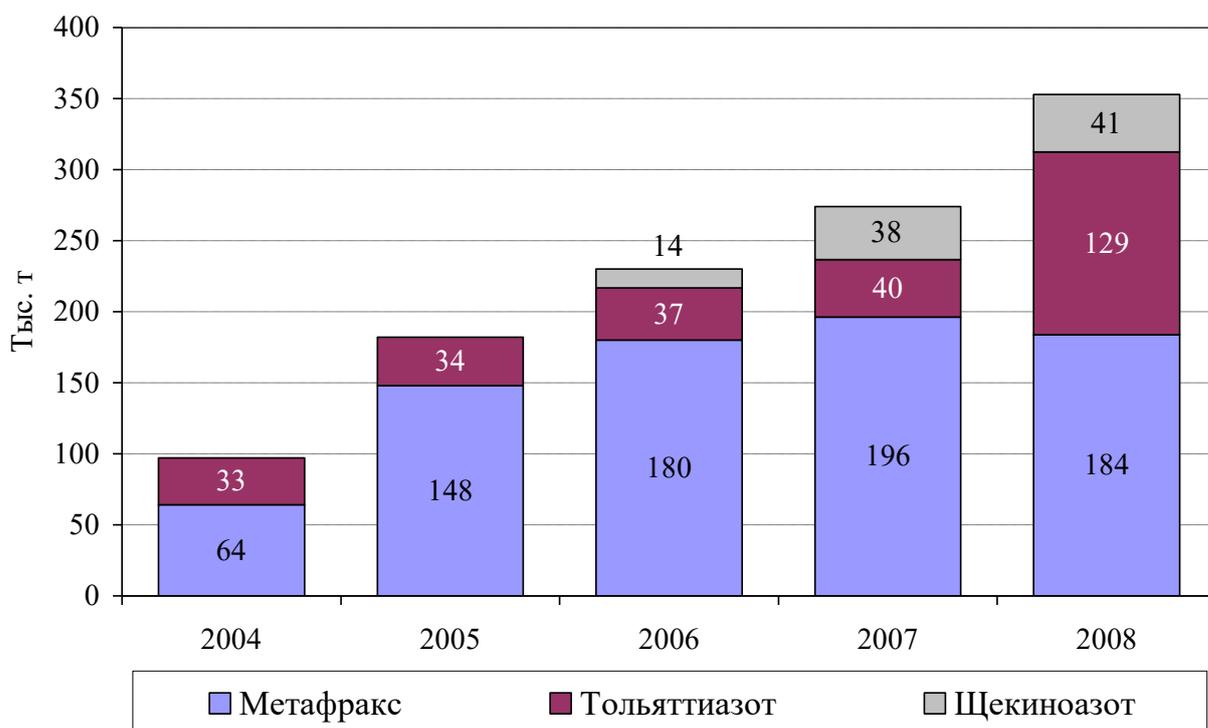
3.4.3. Рынок карбамидных смол

Производство карбамидных смол в виде карбамидо-формальдегидного концентрата (КФК), который содержит в себе 60% формальдегида и 25% карбамида, сравнительно новый бизнес для российского рынка. КФК имеет всего два направления использования – производство карбамидо-формальдегидных смол и обработка карбамида против слеживаемости. В области производства карбамидо-формальдегидных смол КФК более перспективен в плане транспортировки, времени производственного цикла и экологии, чем формальдегид.

Активное замещение формальдегида КФК не означает, что в производстве карбамидо-формальдегидных смол от формальдегида полностью откажутся, тем не менее ближайшие годы структурные изменения рынка продолжаться, и объем использования КФК будет увеличиваться.

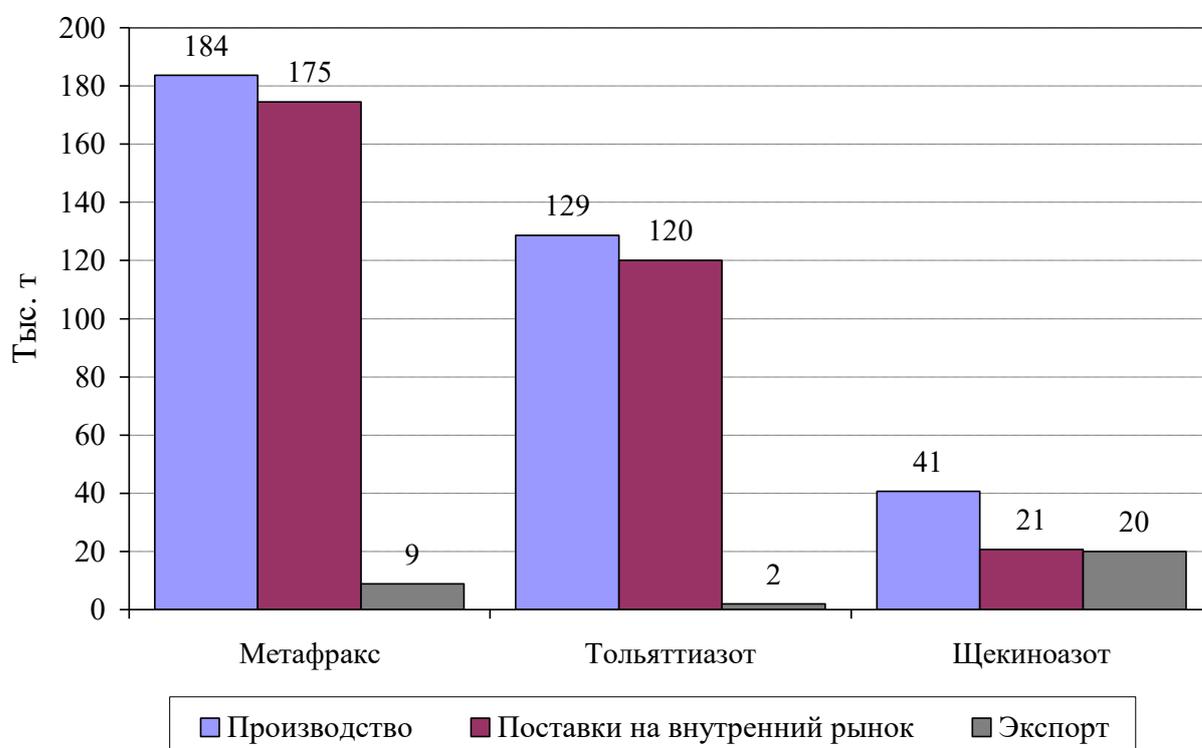
Совокупные российские мощности по производству КФК в настоящий момент составляют 400 тыс. т в год. С учетом заявленных проектов по строительству новых крупных установок по производству КФК общий объем выпуска этого продукта в России в ближайшей перспективе может превысить 600 тыс. т в год.

В настоящее время производство карбамидоформальдегидного концентрата (КФК) в России сосредоточено преимущественно на трех предприятиях – ОАО «Тольяттиазот», ОАО «Метафракс» и ОАО «Азот» (Щекино) (рис. 3.15). Емкость внутреннего рынка КФК превысила 310 тыс. т, объем экспортных поставок составил 31 тыс. тонн (рис. 3.16). Экспорт КФК осуществлялся преимущественно в страны СНГ.



Источник: данные компаний

Рис. 3.15. Динамика производства КФК в России в 2004–2008 гг.

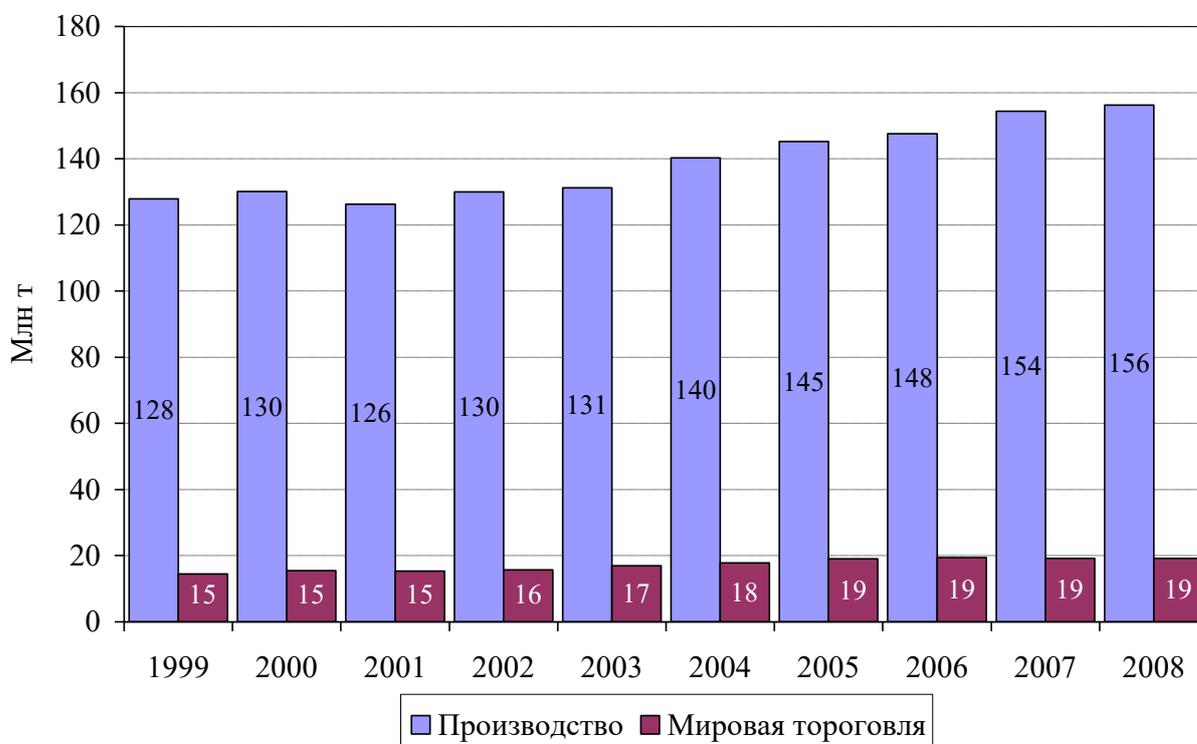


Источник: данные компаний

Рис. 3.16. Производство и поставки на рынок КФК в России в 2008 г.

Мировой рынок аммиака

В настоящее время мощности по производству аммиака имеются примерно в 60 странах, в результате этого доля импорта в мировом потреблении аммиака сравнительно невелика – около 13% (рис. 3.17).

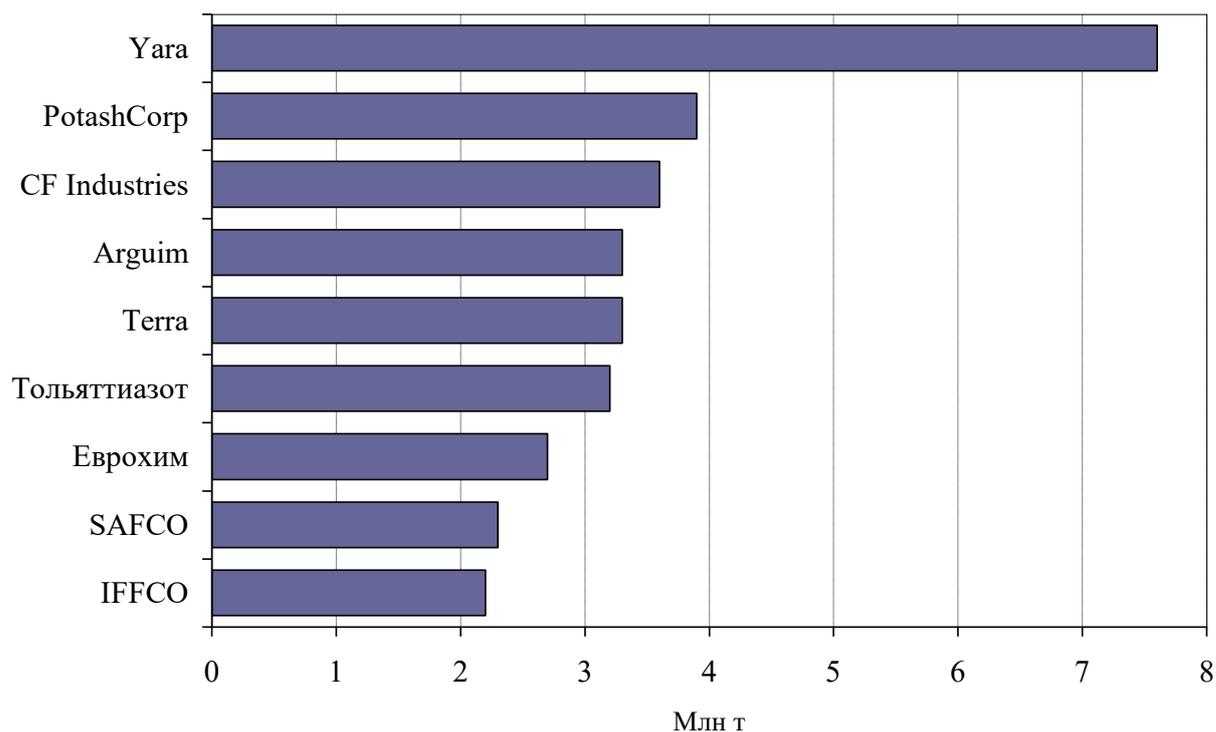


Источник: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Рис. 3.17. Динамика производства и мировой торговли аммиаком в 1999–2008 гг.

Исторически до 70-х годов прошлого века основной объем выпуска аммиака и азотных удобрений приходился на страны Европы и Северной Америки, однако затем в связи с ростом цен на углеводороды значительная часть производств в развитых странах была закрыта и перенесена в богатые газом страны Ближнего Востока и Карибского Бассейна. При этом западные компании сохранили контроль над производственными мощностями в развивающихся странах. Так, американская Koch Nitrogen производит аммиак в Венесуэле и в Тринидаде-и-Тобаго, Agrium располагает производствами в Карибском бассейне и США. Мощности крупнейшего в мире производителя минеральных удобрений Potash Corporation по производству аммиака и азотных удобрений сосредоточены в южных штатах США и Тринидаде. Норвежская Yara владеет производственными мощностями по выпуску удобрений в 17 странах мира (рис. 3.18).

Для большинства предприятий, выпускающих аммиак, основным сырьем является природный газ. Порядка две трети мировых мощностей используют именно это сырье. На второй позиции – уголь, его доля составляет 27%, оставшиеся 6% приходятся на нефть и продукты нефтепереработки (мазут). Основная часть мощностей, базирующихся на угле, размещена в Китае, Индия в производстве аммиака является основным потребителем нефти.



Источники: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>), данные компаний

Рис. 3.18. Мощности крупнейших производителей аммиака в мире в 2008г.

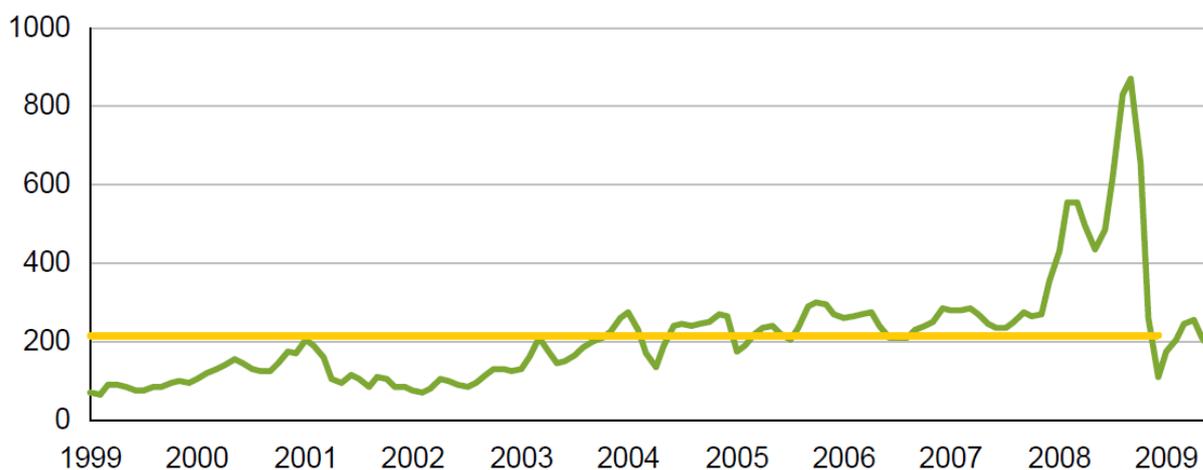
На сегодняшний день крупнейшим мировым производителем аммиака является Китай – объем производства в 2008 году составил 51,9 млн т. Годовое производство аммиака в США находится на уровне 13,4 млн т в год. На долю России в 2008 г. приходилось свыше 8% (12,7 млн т) мирового выпуска аммиака (табл. 3.10).

Таблица 3.10 – Мировой рынок аммиака в 2008 году, млн т

Страна	Производственные мощности	Объем производства	Экспорт	Импорт
Китай	65,1	51,9	0	0,3
Европа	22,9	17,4	1,7	4,9
Северная Америка	15,8	13,4	1	7,2
Россия	13,9	12,7	3,7	0
Ближний Восток	12,4	10,8	2,5	0,3
Латинская Америка	11,4	9,3	5	0,8
Африка	6,1	5,1	0,8	0,4
Другие страны	32,6	35,6	4,5	5,3
ВСЕГО В МИРЕ	180,2	156,2	19,2	19,2

Источник: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Суммарные мощности по производству аммиака в мире в 2008 г. составляли порядка 180 млн т. Основной прирост мощностей за последние три года приходился на Китай, Африку, Ближний Восток и страны Балтии. Основным стимулом к наращиванию производства аммиака в последние годы являлась благоприятная ценовая конъюнктура (рис. 3.19).



Источник: Yara International (<http://www.yara.com>)

Рис. 3.19. Динамика цен на аммиак в 1999–2009 гг., долл./т

Рост цен на азотные удобрения инициировал ряд проектов по строительству крупных экспортно-ориентированных производств в регионах с дешевыми энергоресурсами – в первую очередь на Ближнем Востоке, в Центральной Америке и Океании. Возможно некоторые из данных проектов в условиях мирового экономического кризиса будут отложены, однако в целом очевидно, что доступ к сырьевой базе будет и в дальнейшем играть определяющую роль при выборе места дислокации новых аммиачных мощностей.

Поскольку природный газ является основным сырьем для производства аммиака, доступ к дешевым энергоресурсам является ключевым фактором, определяющим конкурентоспособность азотной продукции. В 2006–2008 гг. наименьшая себестоимость продукции была у производителей Ближнего Востока, Венесуэлы, Австралии, Аргентины, России (в среднем 100–120 долл./т) наибольшая – у США, Западной Европы (220–450 долл./т). Высокие цены на природный газ в развитых странах делают производителей из США и ЕС маргинальными (ценообразующими) производителями в азотной отрасли. При стоимости природного газа в 250 долл. за 1 тыс. м³ затраты на основное сырье для американских производителей составляют около 90% издержек производства аммиака. Таким образом, динамика цен на газ определяет динамику издержек производителей в развитых странах мира, формируя уровень поддержки для мировых цен на азотную продукцию.

Вместе с тем, данная разница в себестоимости во многом предопределяет основные направления мировой торговли аммиаком. Основными экспортёрами аммиака выступают

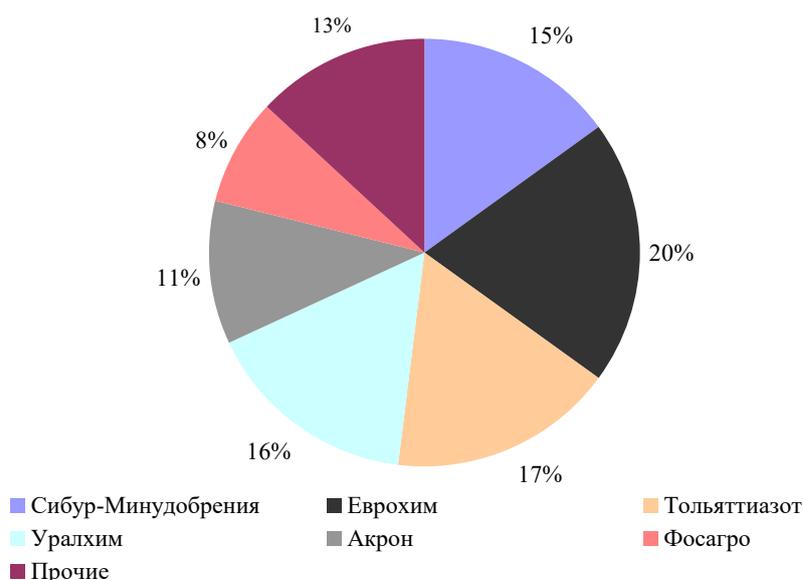
регионы с дешевыми энергоресурсами: Ближний Восток, Россия, Украина, Центральная Америка и Океания. Импортёрами являются те страны, где наблюдается высокий уровень цен на природный газ: США, Западная Европа, Индия, Корея, Восточная Азия.

В целом, определяющей тенденцией ближайших лет будет продолжение смещения производства аммиака в страны и регионы, обладающие дешевыми ресурсами (Россия, Северная Африка, Ближний Восток, Венесуэла и другие). Если в 2000 г. развивающиеся страны выпускали 43% мирового объема, то в 2006-м – уже более 50%. При этом вероятно дальнейшее закрытие аммиачных производств в регионах с дорогими ресурсами.

Российский рынок аммиака

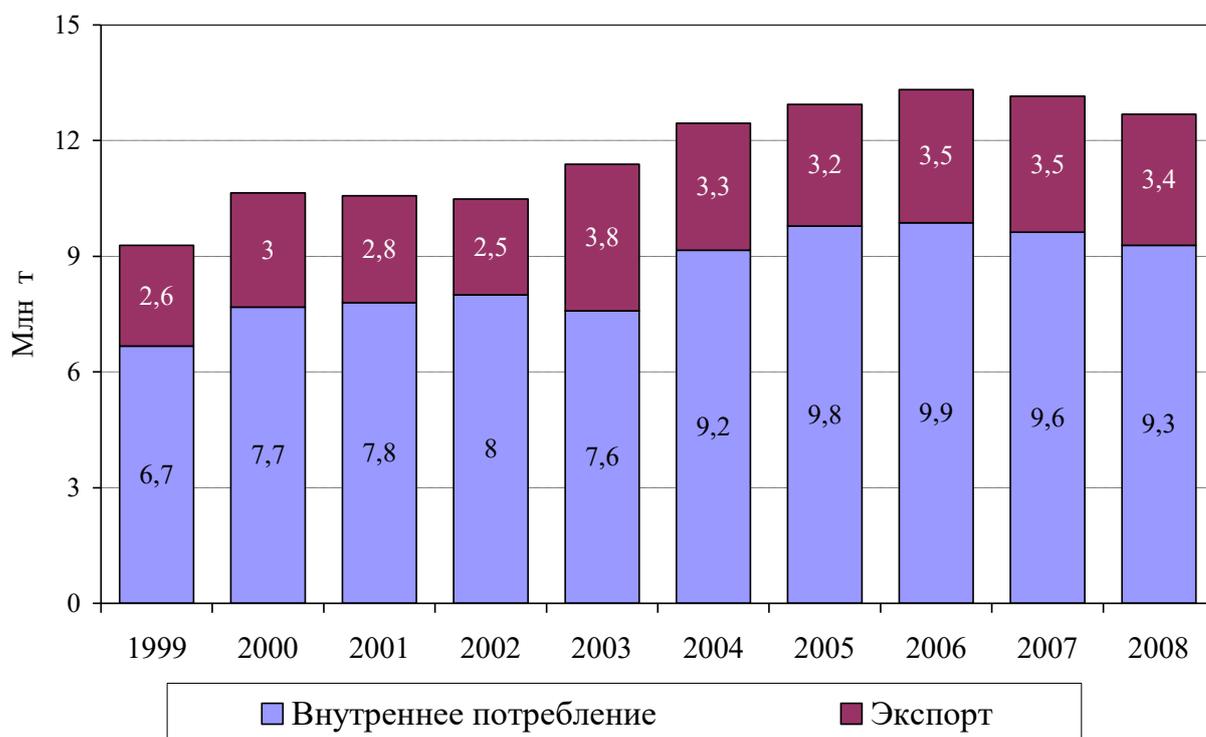
На долю России в настоящее время приходится 8,1% мирового выпуска аммиака. Внутренний рынок аммиака также как и внешний является высококонкурентным. Выпуск аммиака осуществляется на 15 предприятиях. Наиболее крупными игроками являются «Еврохим», «Уралхим», «Акрон», «СИБУР», «Фосагро» и «Тольяттиазот», на долю которых приходится 87% производства аммиака в России в 2008 г. (рис. 3.20).

Объем производства аммиака в России в 2008 году составил 12,7 млн т. Основным стимулом к наращиванию производства аммиака в течение последних лет являлась благоприятная конъюнктура внешнего рынка, на который Россия поставляет порядка 25% производимого аммиака (рис. 3.21). Необходимо отметить, что Россия является одним из крупнейших экспортёров аммиака, на ее долю приходилось более 17% мирового экспорта в 2008 году. Основными направлениями российских поставок аммиака являются Европа и США (рис. 3.22). Наибольшую долю российские поставки аммиака занимают на африканском и североамериканском рынках (рис. 3.23).



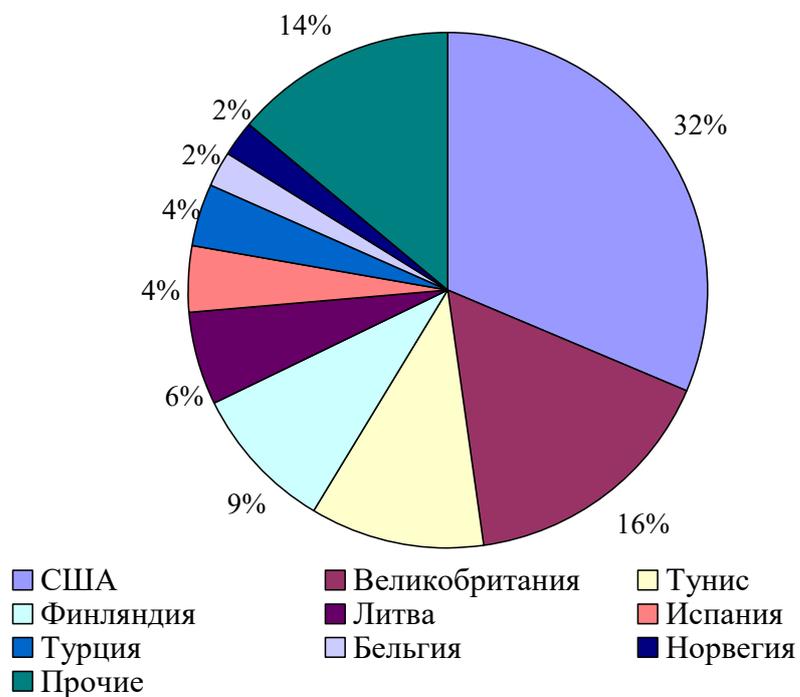
Источник: данные компаний

Рис. 3.21. Структура производства аммиака в России в 2008 г.



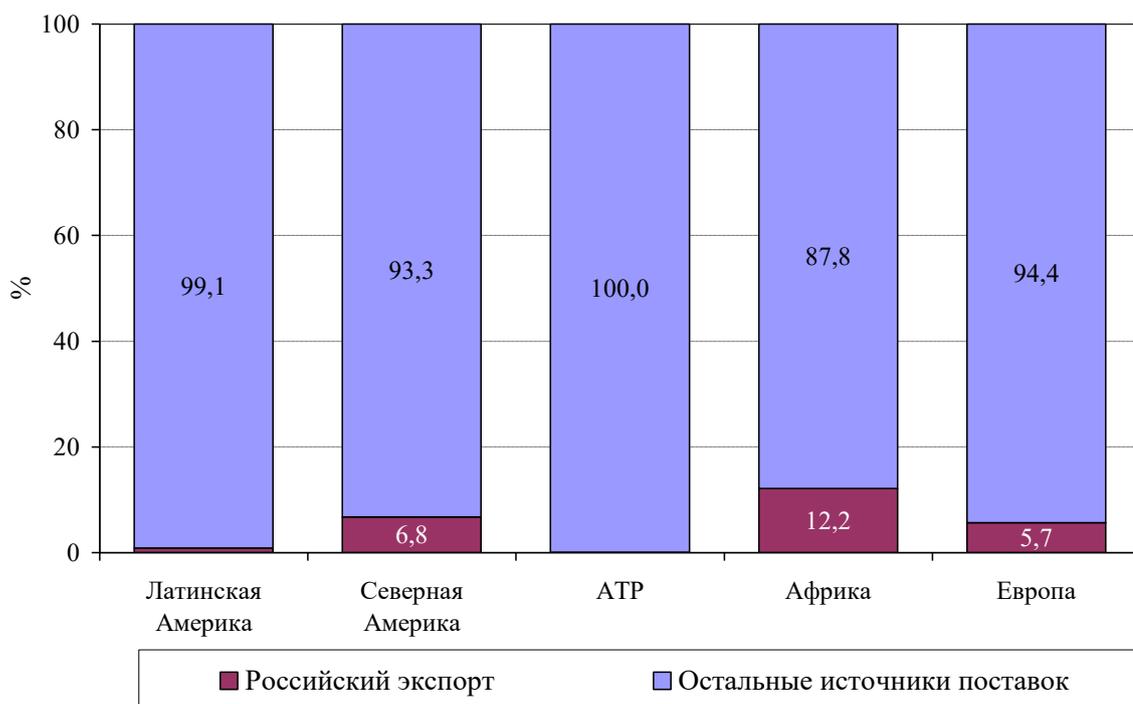
Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>),
ФТС РФ (<http://www.customs.ru/ru/stats>).

Рис. 3.21. Динамика поставок аммиака на экспорт и внутренний рынок России в 1999–2008 гг.



Источник: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Рис. 3.22. Структура экспорта аммиака из России в 2008 г.



Источник: ФТС РФ (<http://www.customs.ru/ru/stats>), International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Рис. 3.23. Доля российского экспорта в структуре региональных рынков аммиака в 2007 г.

Основные объемы российских экспортных поставок аммиака идут через украинский порт Южный и литовский Вентспилс, в которых имеется инфраструктура для приема, хранения и перевалки этого продукта. При этом если весь объем поставок аммиака в порт Вентспилс ведется железнодорожным транспортом, то значительная часть поставок в порт Южный осуществляется через аммиакопровод – Тольятти-Одесса, что существенно снижает издержки транспортировки для производителей, имеющих доступ к аммиакопроводу.

В настоящее время разница в стоимости транспортных затрат российских и зарубежных производителей компенсируется все еще значительной разницей в стоимости природного газа на внутреннем и внешнем рынках. При этом очевидно, что новые мощности, вводимые в первую очередь на Ближнем Востоке, в ближайшие годы составят серьезную конкуренцию российским экспортерам аммиака. В этой связи вероятнее всего произойдет сокращение поставок российского аммиака в азиатский регион, который является целевым для ближневосточных производителей.

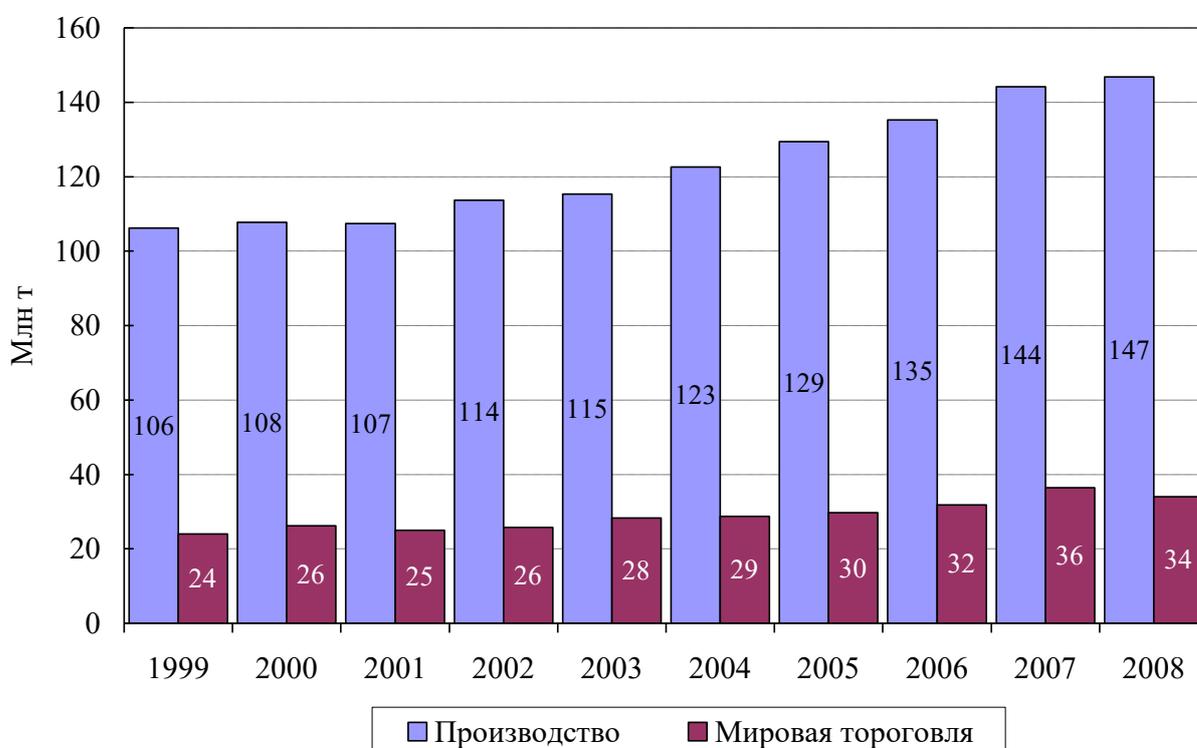
3.4.4. Рынок карбамида

Карбамид – эффективное минеральное удобрение, содержащее максимальное количество азота (46,3 %). В силу высоких потребительских свойств карбамид является самым распространенным высококонцентрированным азотным удобрением в мире (в настоящее время на его долю приходится порядка 70% от всего мирового рынка азотных удобрений). Около 90 % производимого в мире карбамида используется в сельском

хозяйстве в качестве удобрения. Потребляется в гранулированном и приллированном виде (доля гранулированного карбамида в последние годы существенно возросла), а также в виде 70 % – го водного раствора, непосредственно вносимого в почву. Помимо сельского хозяйства карбамид находит применение в промышленности, в основном в производстве карбамидоформальдегидных смол и меламина (которые, в свою очередь, используются в качестве клеевой составляющей при производстве фанеры, ДСП, ДВП и МДФ), лакокрасочных материалов и для обработки тканей.

Мировой рынок карбамида

Мировое производство карбамида в последние несколько лет, обусловленное устойчивым спросом со стороны сельскохозяйственного и промышленного секторов, стремительно увеличивалось и в 2008 году составило 146 млн т (рис. 3.24).



Источник: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Рис. 3.24. Динамика производства и мировой торговли карбамидом в 1999–2008 гг.

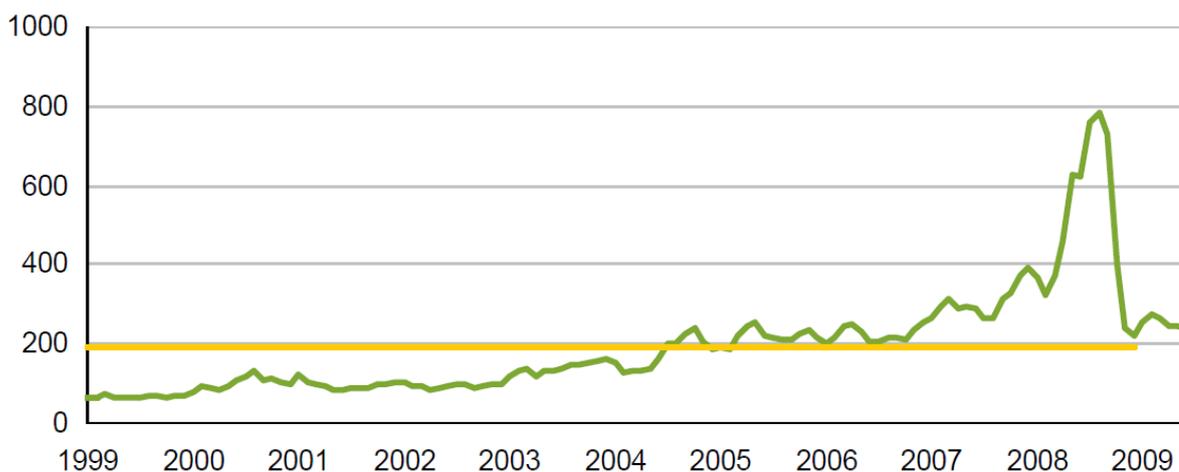
По прогнозам IFA потребление карбамида в мире в ближайшие годы будет расти и дальше и к 2013 году увеличится до 174,5 млн т, чему будут способствовать ряд факторов. Быстрый рост населения планеты и улучшение условий жизни граждан развивающихся стран ведут к росту потребления сельскохозяйственной продукции. Плодородие почвы не улучшается, а требования к качеству сельхозпродукции постоянно растут. Истощение разработанных сельскохозяйственных угодий и крайне медленное развитие новых ведут к необходимости увеличения внесения азота в почву с целью повышения урожайности. Дополнительный спрос на карбамид может возникнуть вследствие сужения мирового рынка аммиачной селитры из-за ужесточения требований к безопасности ее производства, хранения, перевозки и применения. Кроме того, будет расти промышленное потребление

карбамида, в частности, в производстве карбамидоформальдегидных смол, меламина и смол на его основе (которые используются для выпуска ДСП, ДВП, МДФ), а также добавки для дизельного топлива, нейтрализующей выхлопы от автомобилей.

В последние годы на мировом рынке азотных удобрений наблюдается тенденция к насыщению спроса в развитых странах и наращиванию производства в богатых сырьем развивающихся странах. Это связано, с одной стороны, с быстрорастущим населением этой категории стран и, как следствие, использованием все большего количества удобрений, с другой – с сокращением производства сельскохозяйственных культур развитыми странами – особенно Западной Европой – из-за очень высокой себестоимости и перенесением центра сельского хозяйства в развивающиеся страны.

Изменение спроса сказывается на структуре мирового производства карбамида. Основной тенденцией последних лет стало наращивание мощностей в странах-потребителях (Китай, Индия, Индонезия и др.) и странах, располагающих сырьем – прежде всего Ближний Восток, Латинская Америка и Россия. Большая часть вводимых в этих странах мощностей нацелена на экспортные поставки карбамида. В то время как такие крупнейшие производители карбамида как Китай, США и Индия – практически не участвуют в экспорте. В этих странах карбамид используется в основном для внутреннего потребления. По данным IFA, около 25% мирового производства карбамида идет на экспорт. Основными странами-экспортерами этого продукта помимо России и Украины являются Саудовская Аравия, Катар, Канада, Египет, Ливия, Венесуэла, Индонезия и Малайзия. Основными импортерами являются Индия, Вьетнам, Таиланд, Бразилия, Мексика, США, Турция, Австралия, Перу, а также страны Западной Европы и Африки.

Значительное влияние на конъюнктуру мирового рынка карбамида оказал экономический спад и ухудшение условий на кредитных рынках. В результате ухудшения экономических условий, затрудненного доступа с сельхозпроизводителей к кредитным ресурсам, последовали отмены закупок удобрений, что негативно сказалось как на объемах мировой торговли, так и на ценовой ситуации на рынке (рис. 3.25).



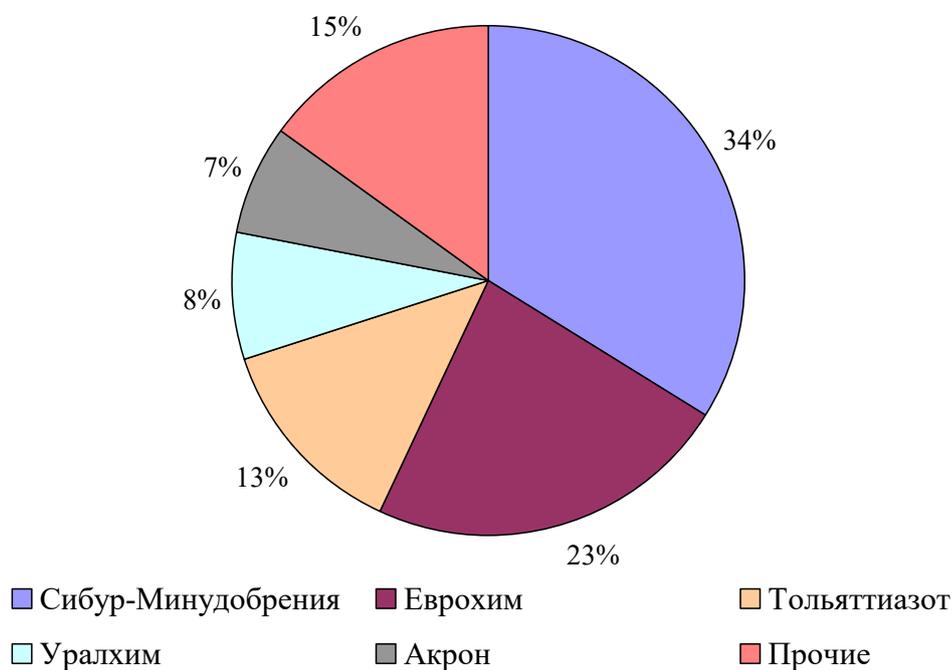
Источник: Yara International (<http://www.yara.com>)

Рис. 3.25. Динамика цен на карбамид в 1999–2009 гг., долл./т

Мировые цены, достигавшие летом 2008 года 800 долл./т, в настоящее время снизились к своим нормальным историческим значениям – 200–240 долл./т.

Российский рынок карбамида

Удельный вес карбамида в общем выпуске азотных удобрений в России составляет порядка 30%. В 2008 г., по данным Росстата, в стране было выработано 6,4 млн т карбамида в натуральном весе. Основными производителями являются ОАО «Тольяттиазот», предприятия, входящие в структуры «Еврохим», «Сибур-Минудобрения», «Уралхим» и «Акрон». Суммарно на долю перечисленных компаний приходится 85% объемов производства (рис. 3.26).

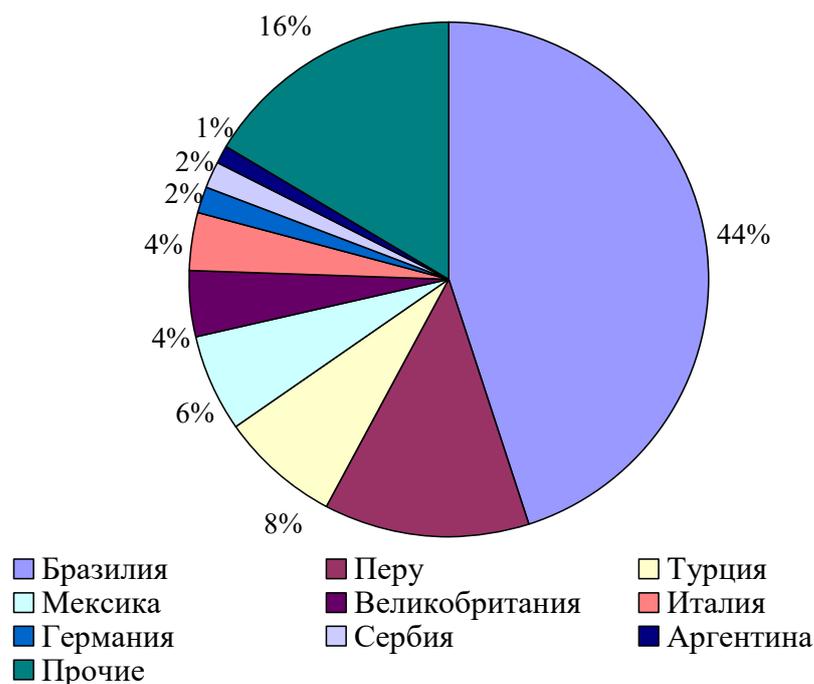


Источник: данные компаний

Рис. 3.26. Структура производства карбамида в России в 2008 г.

Карбамид – традиционно экспортный товар и мало применяется сельхозпроизводителями в России, что обусловлено его более высокой стоимостью, чем аммиачной селитры, и низкой покупательной способностью отечественных аграриев.

В 2008 г. из России было экспортировано около 6 млн т карбамида, т.е. более 90% объемов производства. Крупнейшими импортерами российского карбамида являются страны Латинской Америки (Бразилия, Перу, Аргентина) и Европы (Турция, Великобритания, Италия, Сербия) – рис. 3.27.



Источник: International Fertilizer Industry Association / IFA (<http://www.fertilizer.org>)

Рис. 3.27. Структура экспорта карбамида из России в 2008 г.

Экспорт карбамида осуществляется через российские порты Санкт-Петербург, Новороссийск и Калининград. Так же поставки ведутся через порт Южный в Украине и Прибалтийские порты – Клайпеда, Мууга, Ренийский, Рижский. Импорт карбамида в Россию незначителен, не превышает 1 % потребления.

Что касается внутреннего рынка, то, несмотря на высокие темпы роста потребления карбамида в последние несколько лет, емкость российского рынка остается незначительной. В целом потребление карбамида в России в 2008 году оценивается примерно в 400 тыс. т в натуральном весе, что составляет лишь 6,3% от производства. Во многом это связано с общим состоянием сельского хозяйства страны, одной из особенностей которого является низкий уровень использования удобрений. Минеральных удобрений в почву (в расчете на единицу посевных площадей) у нас вносится на порядок меньше, чем в странах Западной Европы с интенсивным сельским хозяйством, и в 3–4 раза меньше, чем в Канаде. Данное обстоятельство непосредственно отражается на урожайности сельскохозяйственных культур, которая в России примерно в 3 раза ниже, чем в Нидерландах и Великобритании, и в 1,5 раза ниже, чем в Канаде [Алейнов, 2009].

Сегодня по показателям использования минеральных удобрений в сельском хозяйстве Россия находится примерно на уровне середины 1970-х годов, что в 2 с лишним раза ниже удельных показателей 1990 г. (табл. 3.11). Наш аграрный комплекс начал выбираться из провала, в который он угодил в период активных рыночных реформ, лишь в последние три года, когда – наряду с увеличением использования удобрений – наметился и более-менее заметный рост урожайности в растениеводстве. Впрочем, если посмотреть в целом на динамику показателей за без малого 40-летний период времени, то

невольно вспоминается известная русская поговорка «не в коня корм». Из этого можно сделать вывод, что эффективность применения удобрений – в виде роста урожайности – в сельском хозяйстве зависит не только от количества питательных веществ, вносимых в почву, но и от множества других факторов (технологий, селекции и проч.).

Таблица 3.11 – Внесение минеральных удобрений под посевы и урожайность в сельском хозяйстве России в 1970–2008 гг. [Российский статистический ежегодник, 2009]

	1970	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Внесено минеральных удобрений:													
всего, млн т	3,3	7,5	9,9	1,5	1,4	1,3	1,5	1,3	1,4	1,4	1,5	1,7	1,9
на один гектар посевной площади, кг	28	62	88	17	19	19	21	21	23	25	27	32	36
Удельный вес площади с внесенными минеральными удобрениями во всей посевной площади, %	36	58	66	25	27	28	30	29	31	32	34	39	44
Урожайность зерновых и зернобобовых культур – в среднем, ц/га	12,9*	13,8*	16,5*	15,7*	15,1*	–	–	–	–	18,8*	18,9	19,8	23,8

Примечание: * – в среднем за пятилетний период, заканчивающийся указанным годом.

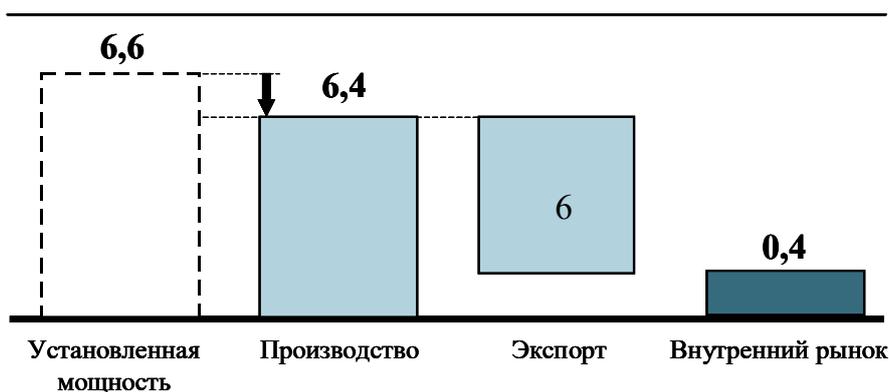
Еще одной проблемой внутреннего рынка является низкое использование карбамида и его производных в промышленности (рис. 3.28).

В настоящее время менее 10% карбамида в России используется для производства продуктов с высокой добавленной стоимостью – карбамидо-формальдегидных смол применяемых для выпуска фанеры, ДСП, ДВП и МДФ для мебельной и строительной отраслей. В России отсутствует производство меламина, который все больше используется для производства ДСП, ДВП и фанеры в развитых странах (в связи с вводом более жестких экологических стандартов). Ежегодные импортные поставки меламина в страну составляют 30–35 тыс.т.

Таким образом, в связи с проблемами в аграрном секторе и плачевным состоянием деревообработки, цепочка создания добавленной стоимости на основе использования карбамида и его производных в России практически отсутствует. С одной стороны такое положение дел позволяет говорить о существенном потенциале роста потребления карбамида внутри страны. С другой стороны, очевидно, что реализация этого потенциала невозможна без государственного участия в стимулировании развития сельского хозяйства и деревообрабатывающей промышленности.

Внутренний рынок карбамида

Млн. т



Лесная промышленность

Млн. м³

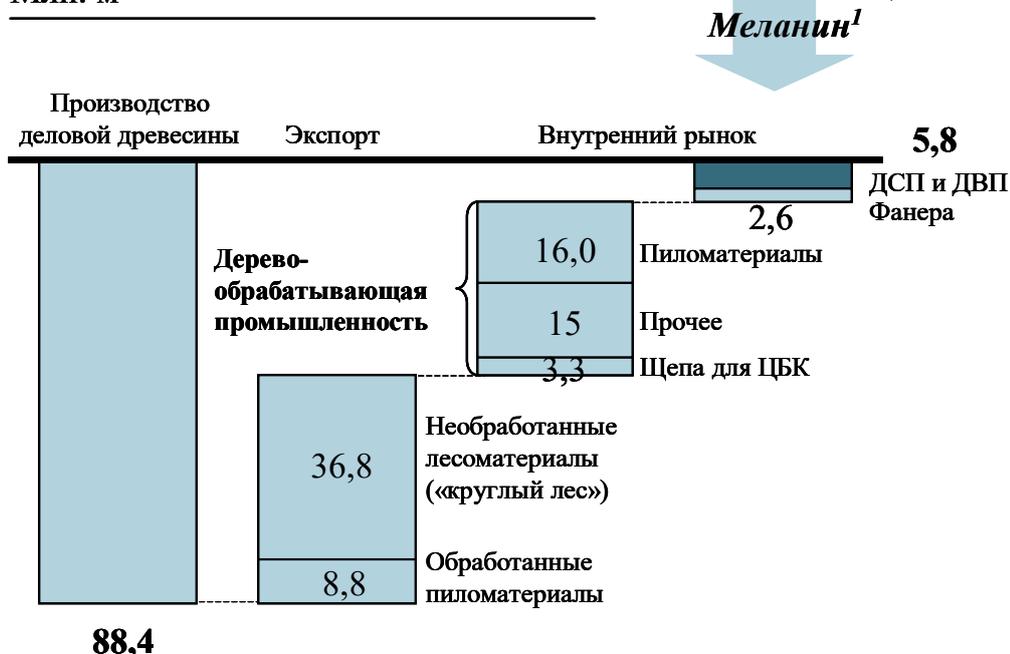


Рис. 3.29. Проблемы использования карбамида в промышленности в России

3.4.5. Рынок полиэтилена

Полиэтилен является самым массовым материалом среди базовых полимеров. Его доля в последние годы составляет в среднем 35–38% от общего объема выпуска пластмасс в мире. В число наиболее востребованных на рынке входят три вида полиэтилена:

- полиэтилен высокой плотности (ПЭВП), получаемый полимеризацией со специальными катализаторными системами;
- полиэтилен низкой плотности (ПЭНП), процесс изготовления которого протекает при очень высоком давлении (от 100 до 300 МПа) и температуре 100–300°C;

- линейный полиэтилен низкой плотности (ЛПЭНП), который по своей структуре подобен ПЭВП, однако имеет более высокую температуру размягчения.

В последние годы в структуре потребления наибольший удельный вес занимает ПЭВП (45,6% от общего производства полиэтилена). Полиэтилен высокой плотности перерабатывается преимущественно в тару и упаковку. За рубежом порядка 30% выпускаемого полимера используется для производства пластиковых бутылок и контейнеров. Однако опережающими темпами по сравнению с другими сферами применения растет использование ПЭВП для производства упаковочных пленок. Особо следует остановиться на таком сегменте рынка ПЭВП, как трубы и детали трубопроводов самого различного назначения, в том числе для строительства газораспределительных систем, холодного хозяйственно-питьевого водоснабжения, электросетей.

Мировой рынок полиэтилена

В последние годы за рубежом наиболее быстрыми темпами растет объем рынка и, соответственно, производства линейного полиэтилена низкой плотности, который в ряде зарубежных стран в значительной степени уже вытеснил из основных сегментов рынка (производство пленок) ПЭНП, который преимущественно перерабатывается в пленки для строительства и пленки технического назначения (рис. 3.29).

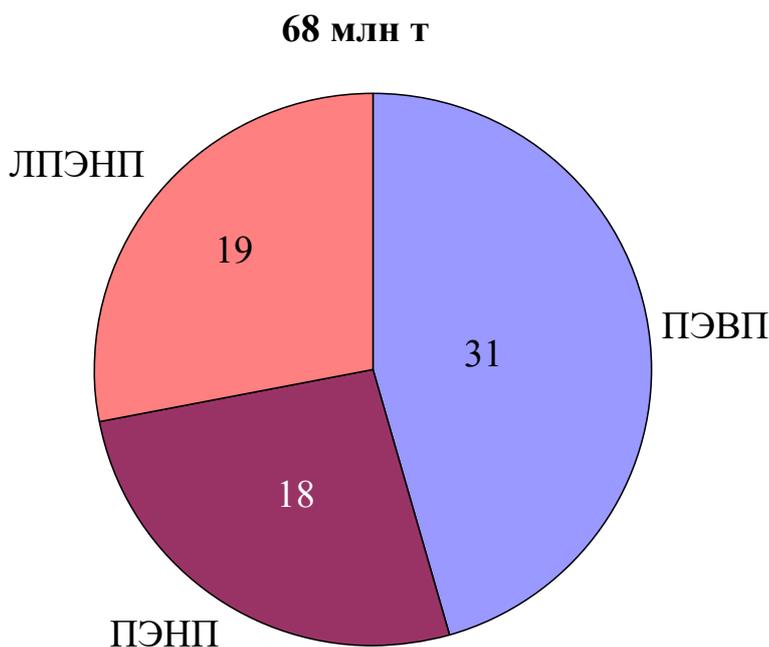
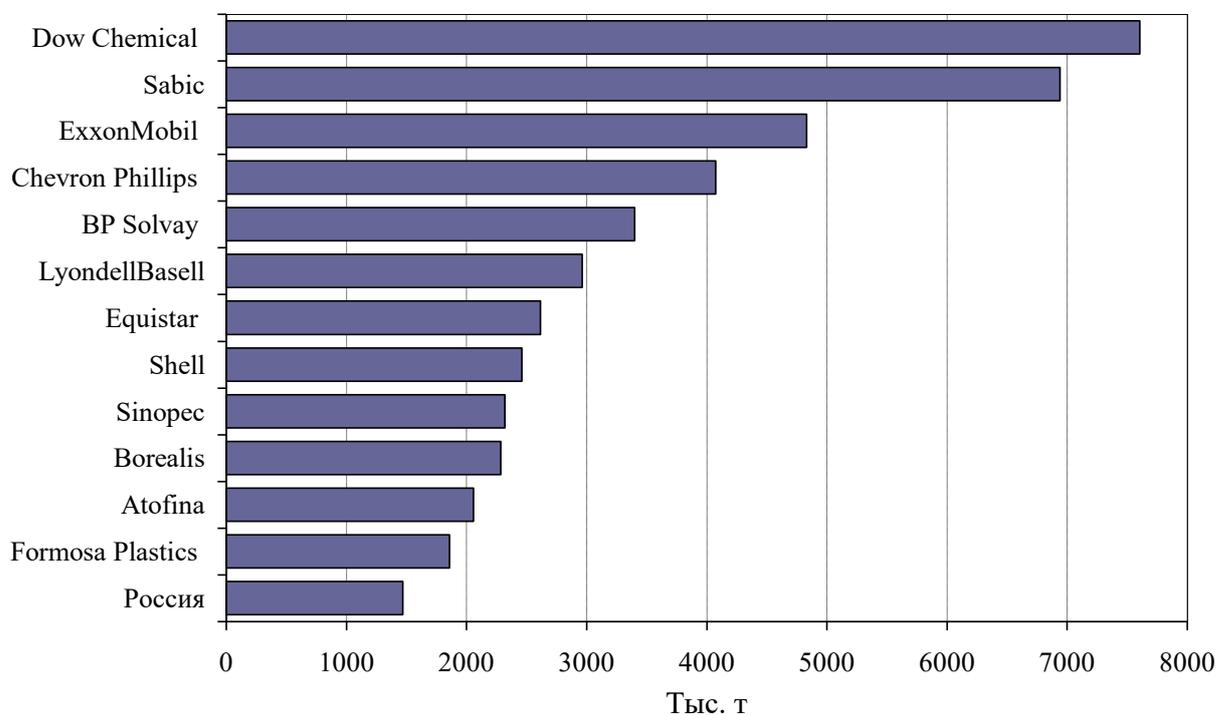


Рис. 3.29. Структура потребления полиэтилена различной плотности в мире в 2008 г.

В общей структуре потребления полиэтилена 30% приходится на тару и упаковку, 24% – на производство товаров народного потребления, 18% – на пленки, 9% – на трубы и детали трубопроводов.

Мировые мощности по производству полиэтилена в 2008 году составляли 82,3 млн т, при спросе 68 млн т. Россия на мировом рынке полиэтилена занимает весьма скромную

долю – 2,1%, суммарные производственные мощности отечественных предприятий ниже средней производительности одного современного завода (рис. 3.30).



Источник: Chemical Market Associates, Inc. / CMAI (<http://www.cmaiglobal.com>),
ЗАО «Креон» (<http://www.creon-online.ru>), данные компаний

Рис. 3.30. Мощности крупнейших производителей полиэтилена в мире в 2007 г.

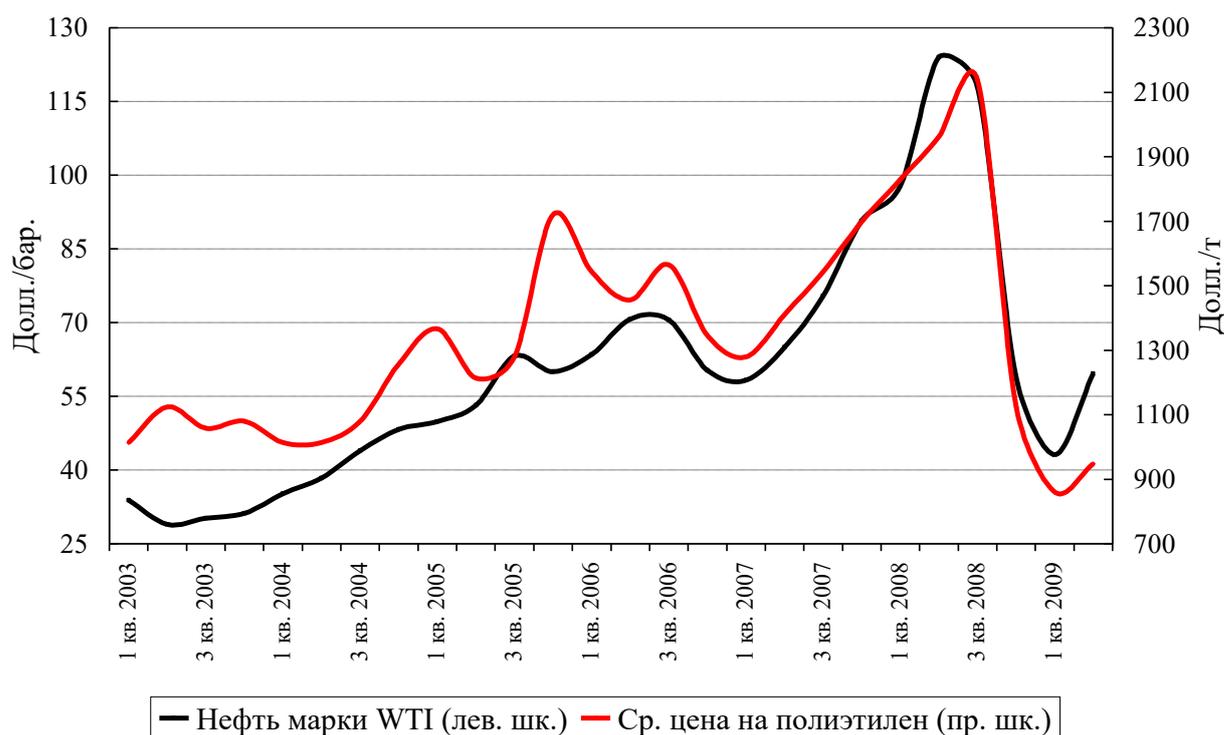
Во многом такое отставание объясняется невысоким показателем среднедушевого потребления полиэтилена в нашей стране, который составляет всего 10,5 кг на человека, в то время как в Северной Америке он достигает 38,4 кг на человека, а в Западной Европе – 33,8 кг на человека.

В настоящее время более 40% мирового спроса на полиэтилен приходится на развитые страны Северной Америки и Европы. В перспективе ведущую роль на мировом рынке полиэтилена будут играть два региона – Ближний Восток как основной производитель и экспортер и Азия как основной потребитель. Согласно прогнозам CMAI, прирост мощностей по производству полиэтилена на Ближнем Востоке с 2009–2012 гг. может составить порядка 7 млн т, а ежегодный выпуск достичь 13,2 млн т в год. Производители из стран Ближнего Востока будут иметь несомненное конкурентное преимущество перед компаниями из других регионов в силу доступа к дешевому углеводородному сырью.

Несмотря на замедление темпов роста мировой экономики, потребление полимеров, в том числе полиэтилена, по оценкам экспертов CMAI продолжит расти со скоростью, опережающей рост ВВП. Особенно это касается развивающихся стран Азии и

в первую очередь Китая. По прогнозам СМАІ, спрос на полиэтилен в Китае к 2012 г. может достигнуть порядка 20 млн т в год. При этом, несмотря на усиленное строительство собственных нефтехимических предприятий, объем введенных в строй мощностей составит лишь 13-14 млн т. Таким образом, Китай будет по-прежнему зависеть от импорта полиэтилена, закупая около 7-8 млн т/год на внешнем рынке.

Ретроспективный анализ цен на нефть и полиэтилен показывает наличие их высокой корреляции. Вместе с тем, волатильность цен на полиэтилен, безусловно, значительно меньше, чем цен на углеводороды (рис. 3.31).



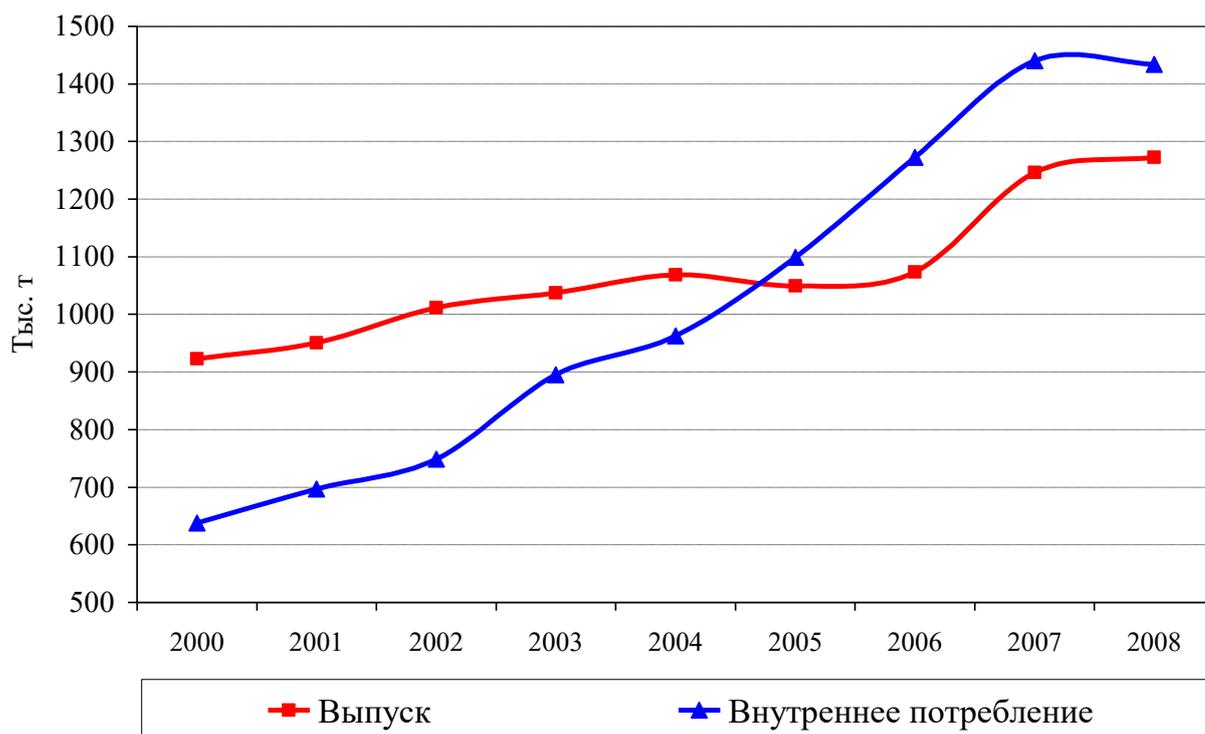
Источник: NOVA Chemicals Corporation (<http://www.novachem.com>)

Рис. 3.31. Динамика цен на нефть и полипропилен в 2003–2009 гг.

В связи со сближением структуры глобальных торговых потоков этих товаров, вероятно сохранение зависимости цен на полиэтилен от динамики цен на углеводороды и в будущем.

Российский рынок полиэтилена

В 2000-е годы спрос на полиэтилен в России рос темпами, опережающими рост экономики: с 2000 по 2008 гг. потребление полиэтилена выросло с 638 тыс. т до 1433 тыс. т. (рис. 3.32).



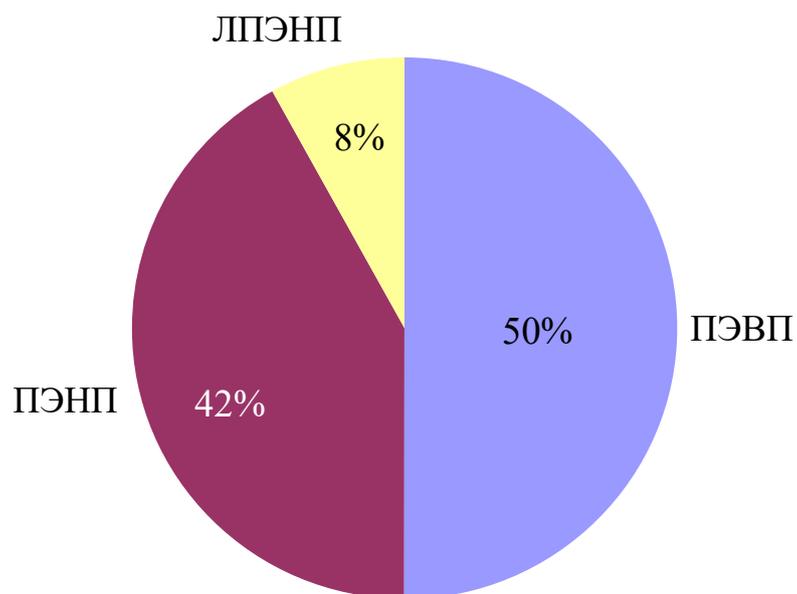
Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>)

Рис. 3.32. Динамика производства и внутреннего потребления полиэтилена в России в 2000–2008гг.

Общая высокая динамика рынка во многом определялась ростом розничного товарооборота (который обеспечивает спрос на упаковку и пленку), а также наблюдавшимся в 2000–2007 гг. оживлением строительного сектора (предъявляющий спрос на пластиковые трубы).

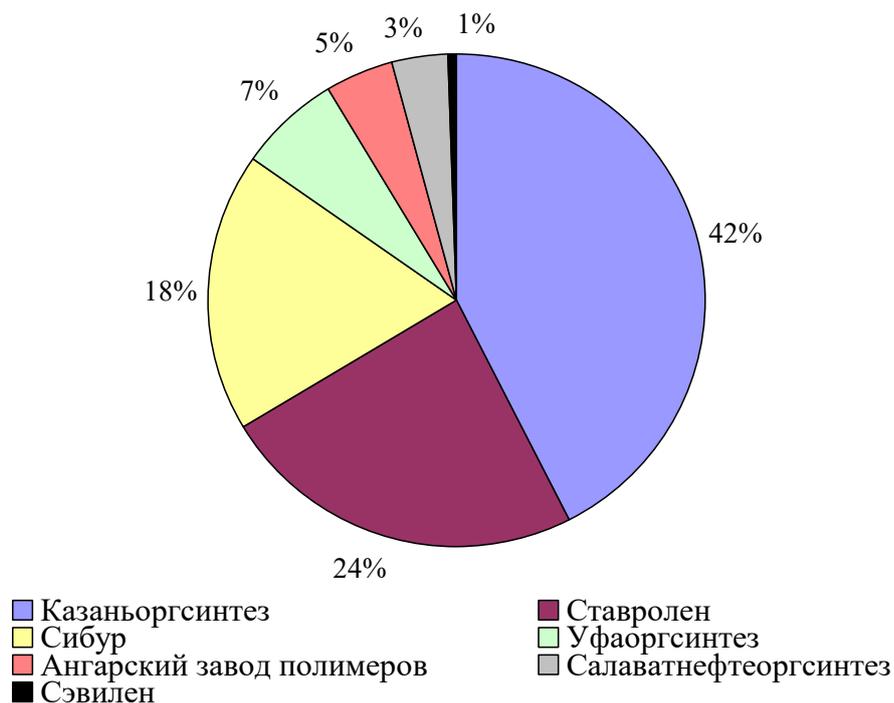
В настоящее время ПЭВП является самым востребованным из трех видов полиэтилена – на его долю приходится половина потребления полиэтилена в России (рис. 3.33). Ожидается, что темпы роста ПЭВП в ближайшие несколько лет будут превышать темпы роста ПЭНП, но будут ниже темпов роста ЛПЭНП.

Производство полиэтилена в России сосредоточено на 7 предприятиях в Приволжском, Южном и Сибирском федеральных округах, причем основная доля мощностей (более 50%) находится в Приволжском федеральном округе. Безусловным лидером рынка является ОАО «Казаньоргсинтез», которое выпускает полиэтилены как низкой, так и высокой плотности, а с 2007 г. компания первой в России начала производство линейного полиэтилена. На долю предприятия приходится 42% российского рынка полиэтилена. Другими участниками рынка являются завод «Ставролен» (входящий в группу «ЛУКОЙЛ-Нефтехим») и Томский нефтехимический комбинат («СИБУР-Холдинг»), доля которых составляет 24% и 18% соответственно (рис. 3.34).



Источник: ЗАО «Креон» ([http:// www.creon-online.ru](http://www.creon-online.ru))

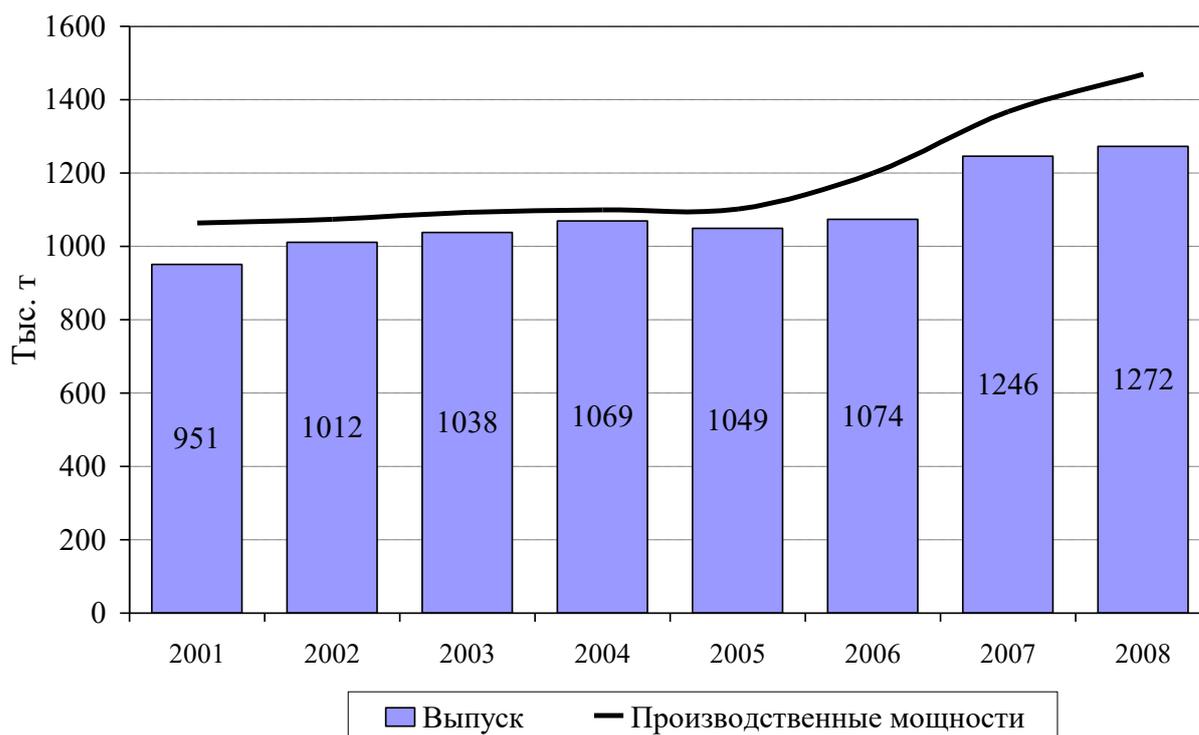
Рис. 3.33. Структура спроса на основные марки полиэтилена в России в 2008 г.



Источник: данные компаний

Рис. 3.34. Структура производства полиэтилена в России в 2008 г.

Практически все компании работают с высоким уровнем загрузки производственных мощностей, который в среднем по отрасли по данным Росстата в 2008 г. составил 93% (рис. 3.35).



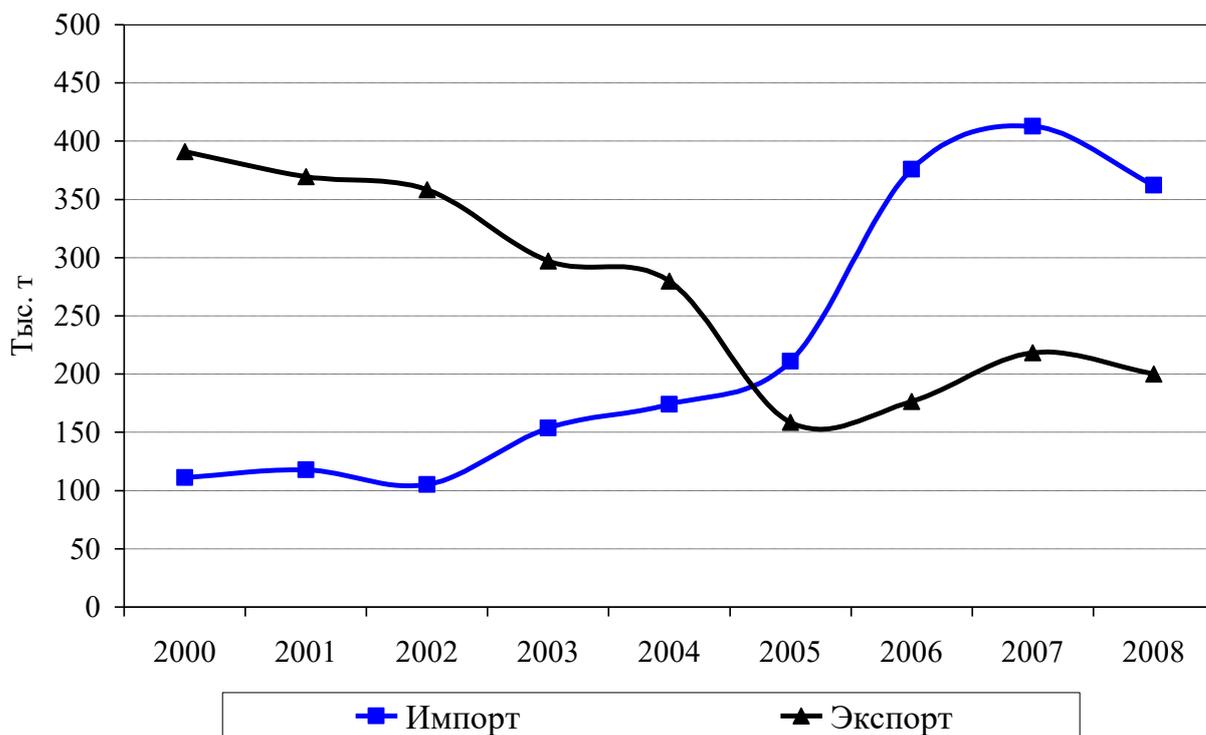
Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>),
 ЗАО «Креон» (<http://www.creon-online.ru>)

Рис. 3.35. Динамика производственных мощностей и выпуска полиэтилена в России в 2001–2008 гг.

Российские производители в последние годы в основном ориентируются на потребности внутреннего рынка – при увеличении выпуска полиэтилена, постепенно снижается доля экспорта (рис. 3.36). Вместе с тем, основной проблемой российского рынка полиэтилена является то, что в настоящее время отечественные производители не могут удовлетворить потребности внутреннего рынка ни по абсолютному объему, ни по марочному ассортименту.

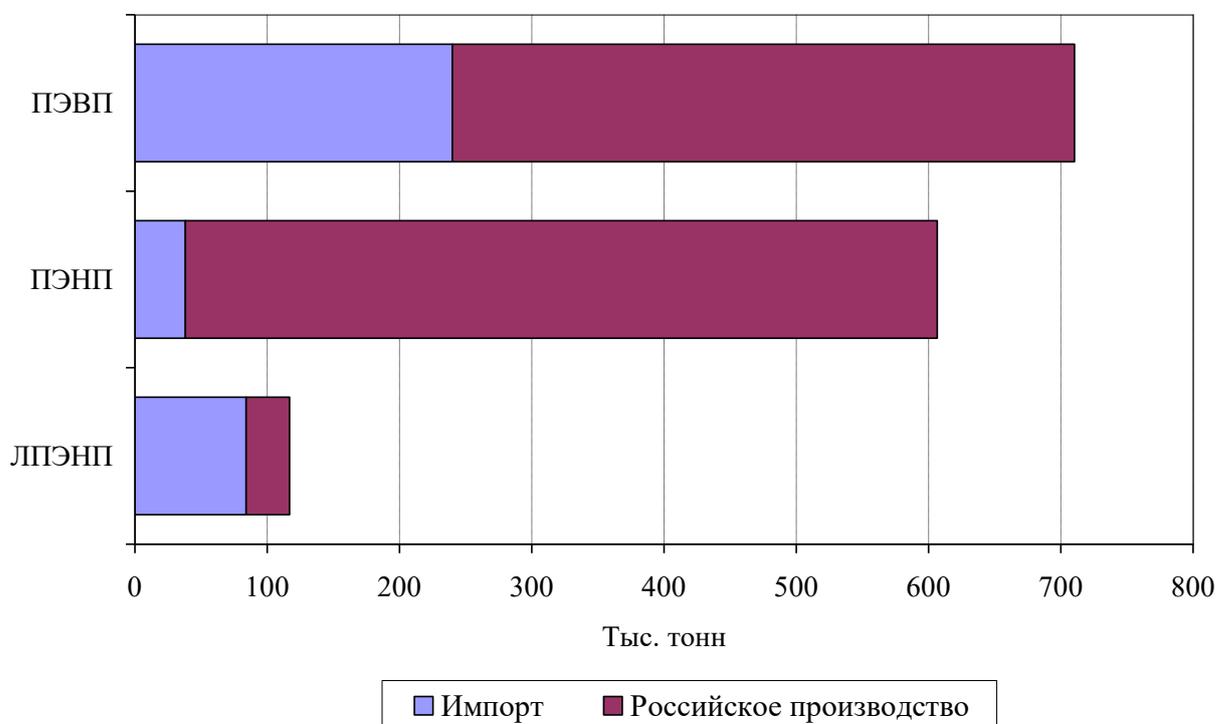
Дело в том, что большинство российских химических заводов строилось еще в советское время по давно устаревшим технологиям, которые рассчитаны на выпуск весьма узкого марочного ассортимента. Во многом именно несоответствие предлагаемых отечественными производителями продукции требованиям рынка, обуславливает рост импорта наиболее востребованных видов полиэтилена (рис. 3.37).

Значительная доля импорта и отсутствие резервов мощности у российских производителей, привели к ситуации, когда в последние несколько лет цены на полиэтилен на внутреннем рынке превышали мировые. Такой дисбаланс объясняется не только наличием импортных пошлин на полиэтилен, но возможностью производителей переложить повышенные издержки (от роста цен на газ и собственной неэффективности) на плечи потребителей в условиях быстрорастущего спроса.



Источник: ЗАО «Креон» ([http:// www.creon-online.ru](http://www.creon-online.ru))

Рис. 3.36. Динамика экспорта и импорта полиэтилена в России в 2000–2008гг.



Источник: ЗАО «Креон» ([http:// www.creon-online.ru](http://www.creon-online.ru))

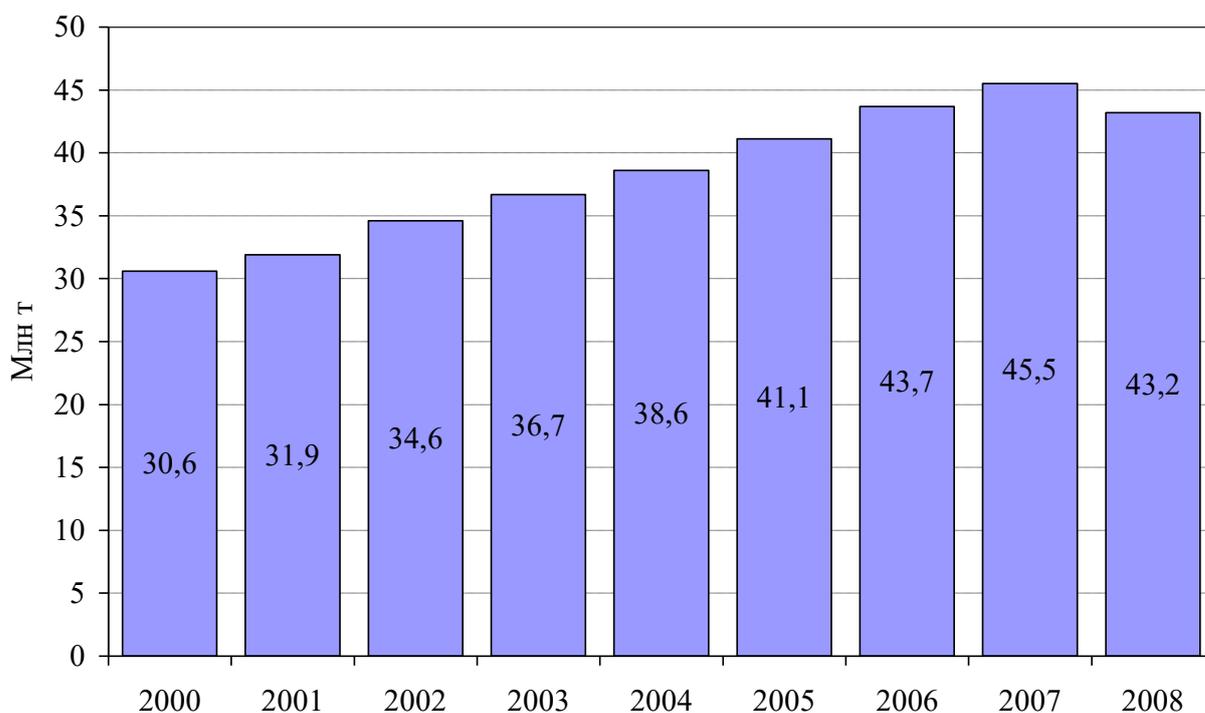
Рис. 3.37. Доля импорта в разрезе основных марок полиэтилена в России в 2008 г.

Падение цен на внешнем рынке и снижение платежеспособного спроса внутри страны в 2008–2009 гг. обострили существующие проблемы на российском рынке полиэтилена, дальнейшее развитие которого требует модернизации имеющихся и строительства новых современных заводов, ориентированных в первую очередь на удовлетворение растущего внутреннего спроса. Говорить о конкурентоспособности российских производителей полиэтилена на мировом рынке, с учетом географического расположения мощностей и их технического уровня, пока не приходится.

3.4.6. Рынок полипропилена

Мировой рынок полипропилена

Полипропилен является одним из базовых полимеров, производство которых в мире в последние годы растет быстрее всего. Так с 2000 г. по 2008 г. спрос на полипропилен в мире вырос на 45% (рис. 3.38).

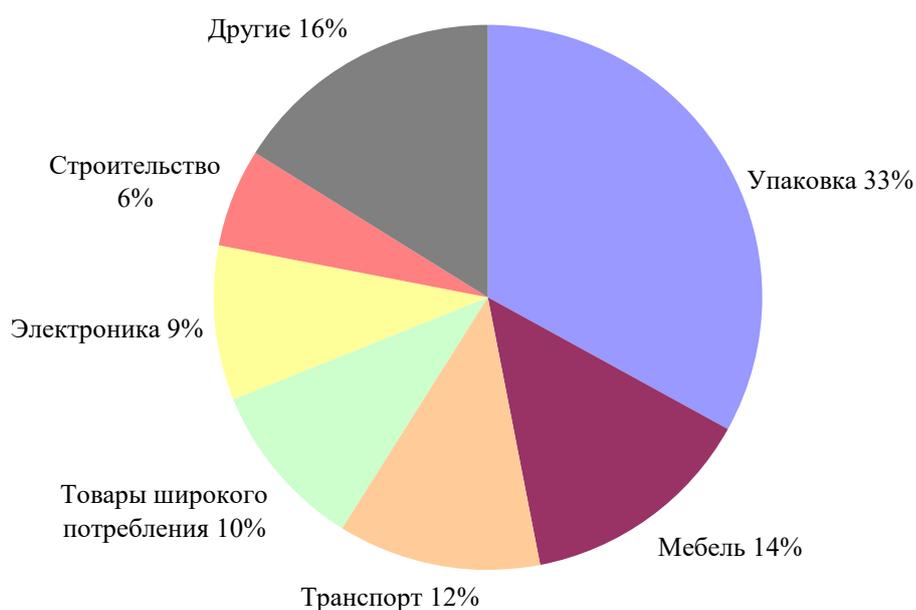


Источники: Chemical Market Associates, Inc. / CMAI (<http://www.cmaiglobal.com>),
ЗАО «Креон» (<http://www.creon-online.ru>)

Рис. 3.38. Динамика мирового спроса на полипропилен в 2000–2008 гг.

Одной из причин стремительного роста потребления полипропилена является расширение сфер его применения за счет вытеснения других полимеров. В первую очередь это касается полистирола и ПВХ. Ужесточение экологических стандартов в развитых странах заставляет производителей готовой пластиковой продукции все чаще использовать полипропилен, как менее токсичный и легко утилизируемый материал. Еще

один фактор, играющий в пользу полипропилена – цена. Во многих сферах применения полипропилена также удастся теснить другие полимеры, но уже не из-за экологии, а благодаря более низкой себестоимости. Именно этим полипропилен обязан своим достижением в сфере производства продукции так называемых инженерных пластмасс (электроника, автомобилестроение и т.д.). Сильны позиции полипропилена в производстве полимерных волокон и нитей. Здесь дешевизна и легкость утилизации позволяют полипропилену вытеснять другими материалами в сфере производства предметов домашнего обихода, предметов гигиены и предметов медицинской сферы (рис. 3.39).



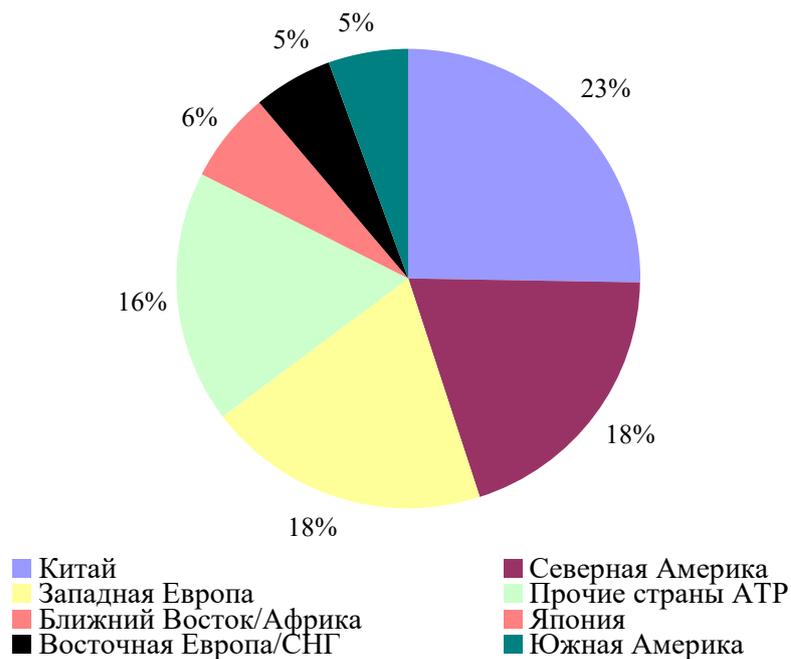
Источники: Chemical Market Associates, Inc. / CMAI (<http://www.cmaiglobal.com>), ЗАО «Креон» (<http://www.creon-online.ru>)

Рис. 3.39. Структура конечного потребления полипропилена в мире в 2007 г.

Учитывая широкое применение полипропилена в основных отраслях экономики, структура и текущее состояние рынка полипропилена во многом зависит от основных тенденций в развитии мировой экономики.

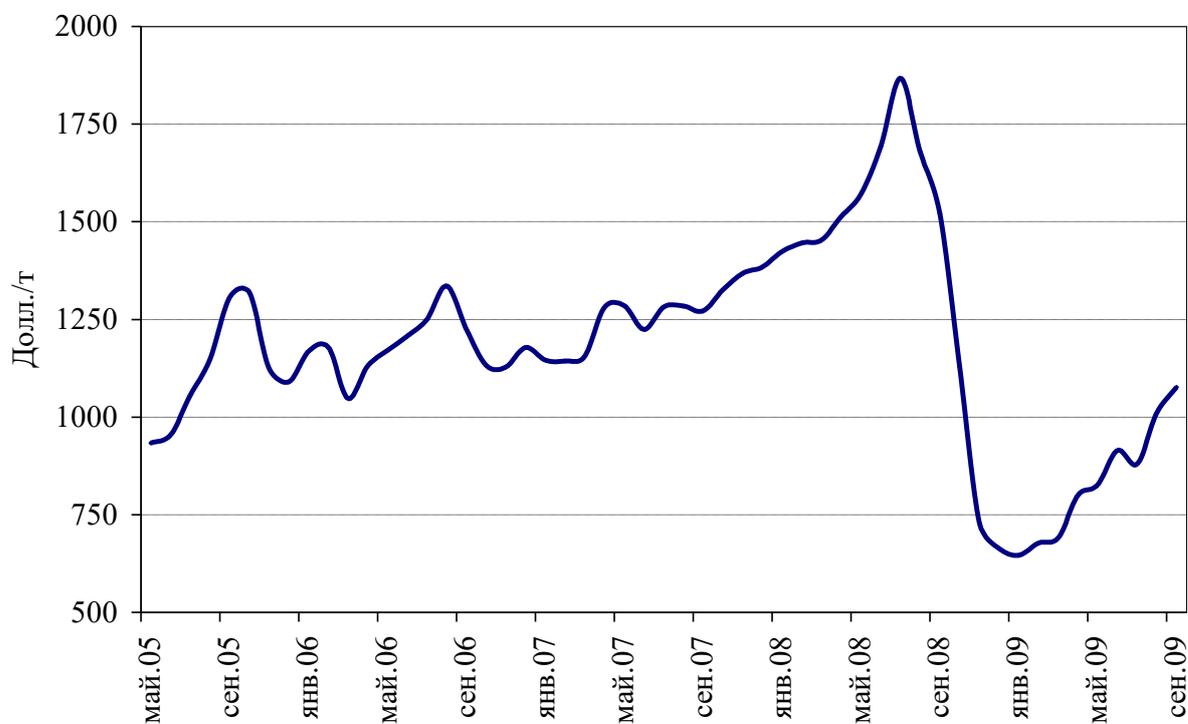
Крупнейшим потребителем полипропилена в мире является Китай, на долю которого приходится 23% мирового спроса. На страны Западной Европы и Северной Америки приходится по 18% совокупного мирового потребления полипропилена (рис. 3.40).

В 2008 году мировой спрос на полипропилен снизился на 2,3 млн т по сравнению с 2007 годом и составил 43,2 млн т. Наиболее сильное снижение спроса наблюдалось на рынках Западной Европы, Северной Америки, тогда как в Азии это тенденция была не столь выражена. Рост потребления в Китае опережает развитие производственных мощностей, в результате КНР продолжает оставаться крупнейшим мировым импортером полипропилена, что в настоящее время является основным стимулирующим фактором для повышательной коррекции цен на рынке полипропилена (рис. 3.41).



Источники: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>), Chemical Market Associates, Inc. / CMAI (<http://www.cmaiglobal.com>)

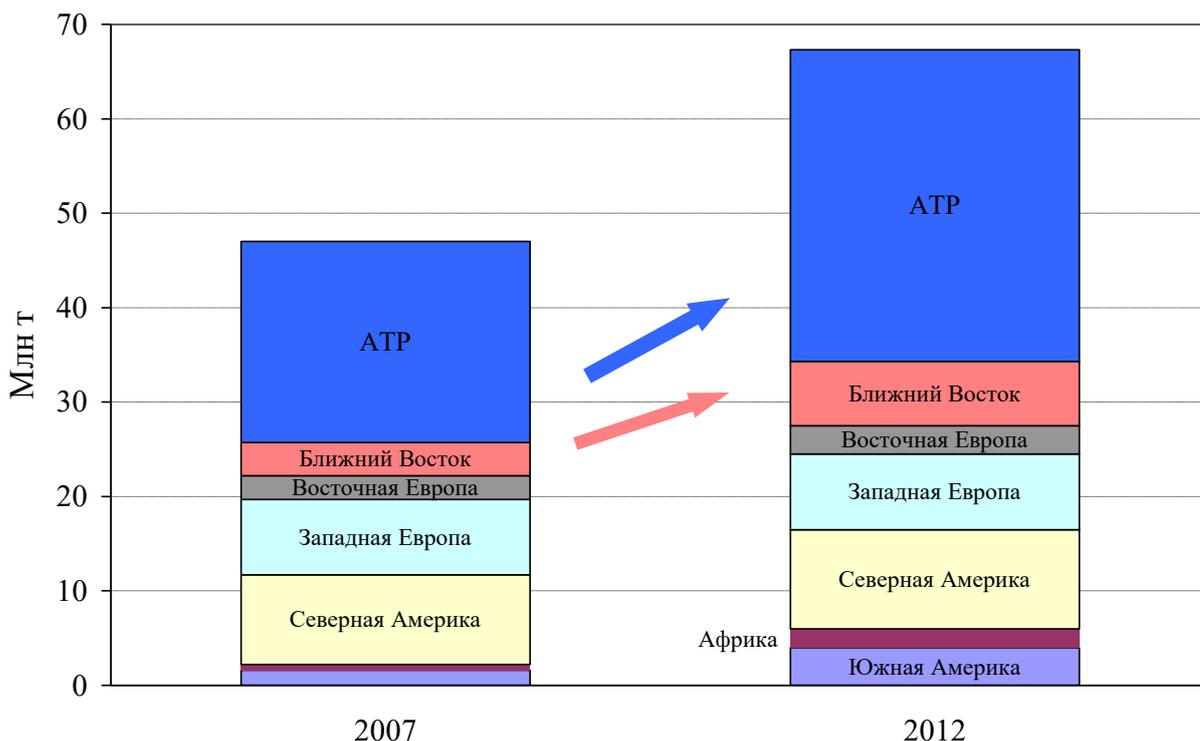
Рис. 3.40. Структура потребления полипропилена в мире по регионам в 2007 г.



Источник: London Metal Exchange (<http://www.lme.co.uk>)

Рис. 3.41. Динамика цен на полипропилен в 2005–2009 гг.

Основные мировые мощности по производству полипропилена сосредоточены в странах АТР, Северной Америки и Западной Европы. Однако в ближайшие годы наибольшие темпы прироста новых мощностей будут демонстрировать страны Ближнего Востока, доля которых в производстве полипропилена увеличится до 12% к 2012 году (рис. 3.42). Рост спроса на полипропилен в странах АТР и наращивание экспортно-ориентированных производственных мощностей на Ближнем Востоке станут основными драйверами мировой торговли полипропиленом в ближайшие годы.

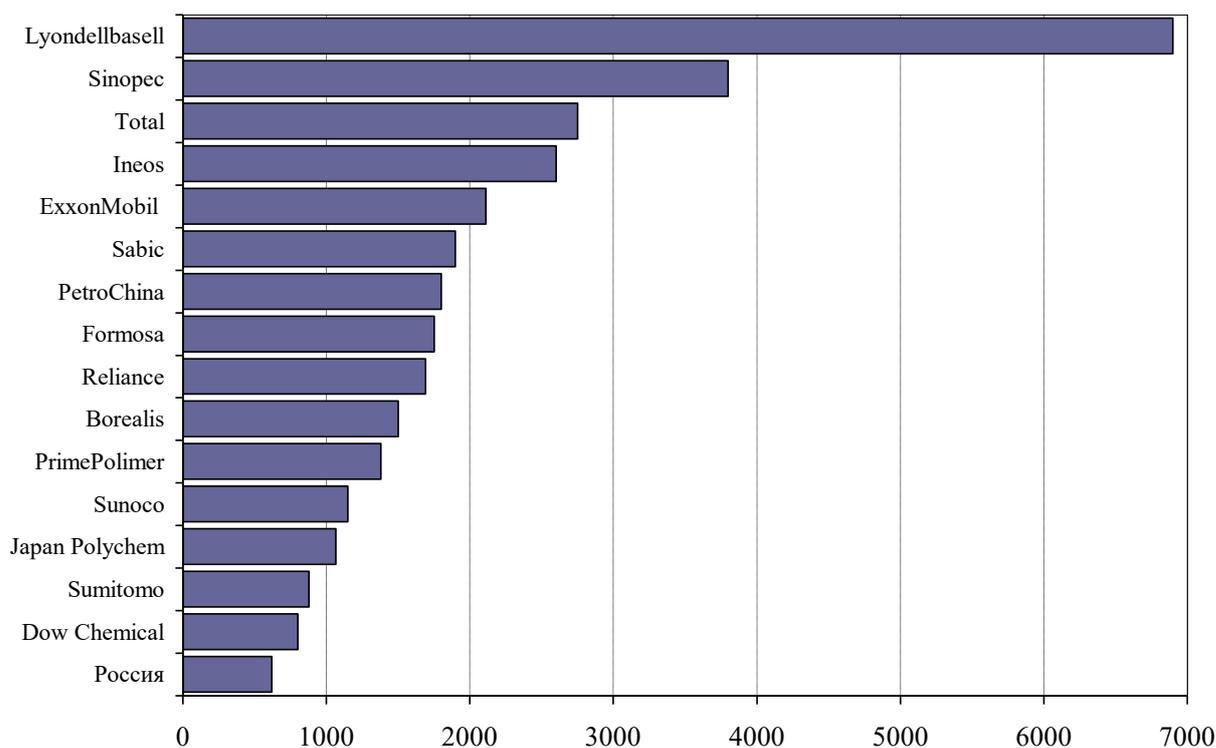


Источник: LyondellBasell Industries AF S.C.A. (<http://www.lyondellbasell.com>)

Рис. 3.42. Динамика изменения мощностей по производству полипропилена в мире в 2007–2012 гг.

На сегодняшний день в число основных игроков рынка входят крупнейшие частные химические компании мира, а также государственные компании развивающихся стран. На долю 15 крупнейших производителей полипропилена приходится около 70% мировых мощностей (рис. 3.43).

Россия на мировом рынке полипропилена занимает весьма скромные 1,3%, что не удивительно – душевое потребление полипропилена в нашей стране составляет всего 4 кг на человека, в то время как в Северной Америке оно достигает 25 кг на человека, а в Западной Европе – 21 кг.



Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>), Chemical Market Associates, Inc. / CMAI (<http://www.cmaiglobal.com>), данные компаний

Рис. 3.43. Мощности крупнейших производителей полипропилена в мире в 2007 г., тыс. т

Российский рынок полипропилена

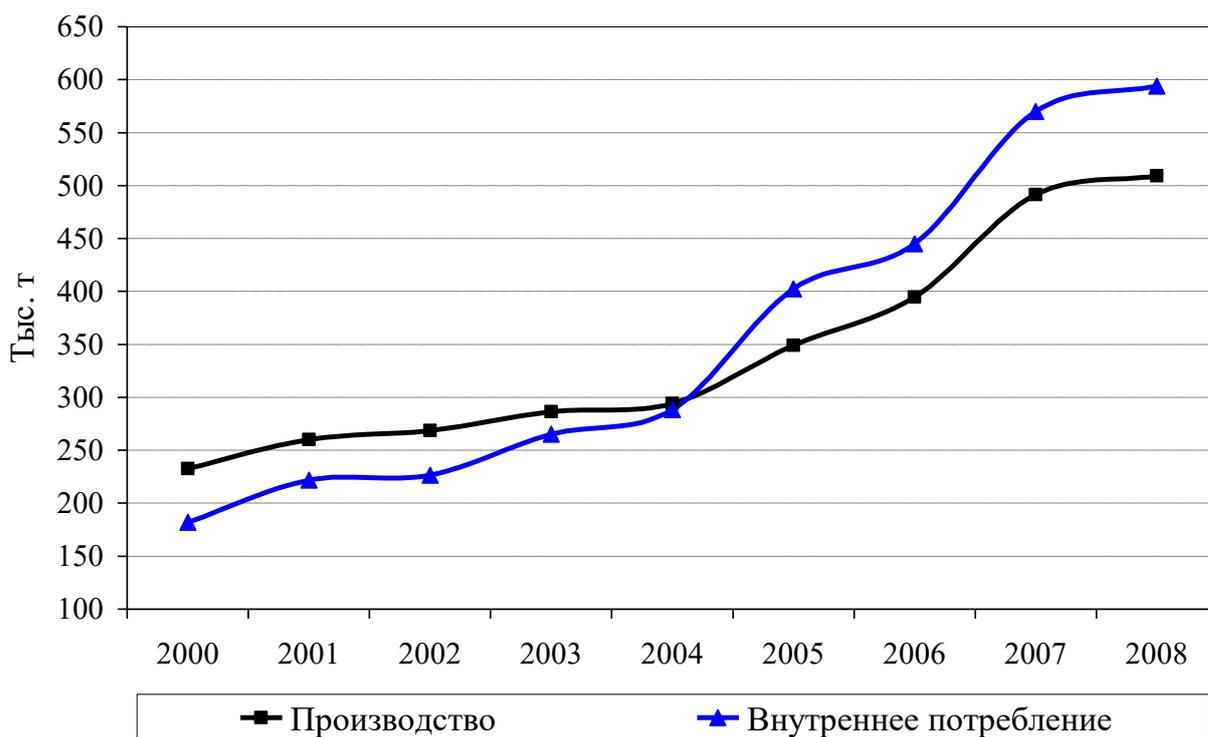
Российский рынок полипропилена в 2000-х годах был одним из наиболее быстрорастущих в мире. На фоне экономического роста, увеличения доходов населения и роста торговли, объем потребления полипропилена в России с 2000 по 2008 г. вырос в 3 раза (рис. 3.44).

Рост производства полипропилена в России в последние годы значительно отставал от спроса. В настоящее время полипропилен в стране выпускают пять компаний: ОАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «Томскнефтехим», ОАО «Уфаоргсинтез», ООО «НПП Нефтехимия» и ОАО «Ставролен» (табл. 3.12).

Таблица 3.12 – Производственные мощности и объем выпуска полипропилена в России в 2008 г., тыс. т

Производитель	Производственные мощности	Объем производства	Уровень загрузки мощностей, %
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	180	172,7	95,9
ООО «Томскнефтехим»	120	117,4	97,8
ОАО «Уфаоргсинтез»	100	103,1	103,1
ООО «НПП Нефтехимия»	100	98,1	98,1
ОАО «Ставролен»	120	18,1	15,1
Всего	620	509,4	82,2

Источники: данные компаний, ЗАО «Креон» ([http:// www.creon-online.ru](http://www.creon-online.ru))



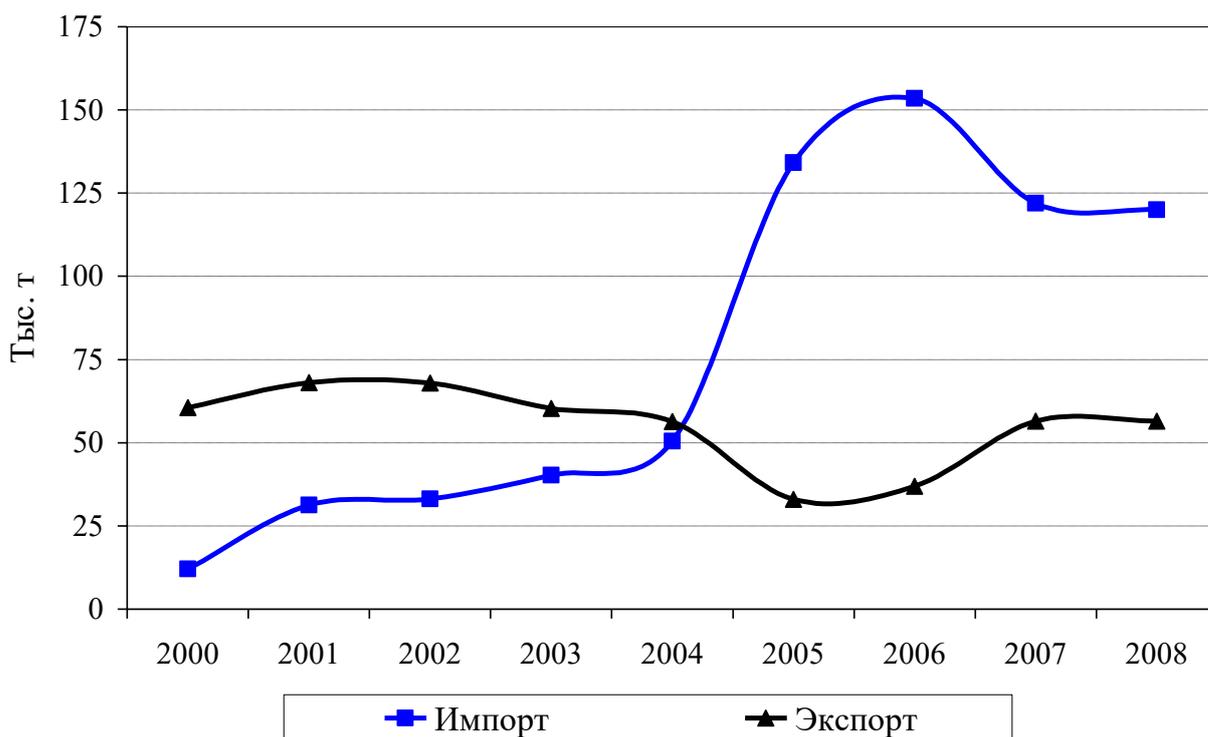
Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>),
 ЗАО «Креон» (<http://www.creon-online.ru>)

Рис. 3.44. Динамика производства и внутреннего потребления полипропилена в России в 2000–2008 гг.

В 2008 г. суммарные мощности российских производителей составили 620 тыс.т, объем производства достиг 509,4 тыс. т. Показатель загрузки производственных мощностей на всех предприятиях кроме «Ставролен» (который из-за аварии и проведения ремонтных работ простаивал большую часть 2008 года) были близки к максимальным.

Основные планы по расширению производства полипропилена в ближайшие годы связаны с вводом в эксплуатацию в 2012 году установки мощностью 500 тыс.т в Тобольске. Реализация этого проекта в нынешних экономических условиях будет зависеть от государственной поддержки, без которой привлечь финансирование СИБУРа, видимо не удастся.

Несмотря на расширение мощностей и рост объемов производства полипропилена, российские производители все еще не могут в полной мере удовлетворить потребности внутреннего рынка не только по объему, но и качеству и ассортименту выпускаемой продукции. В результате в настоящее время российский рынок в значительной степени зависит от импорта, доля которого в потреблении по итогам 2008 года составила 20% (рис. 3.45).



Источник: ЗАО «Креон» ([http:// www.creon-online.ru](http://www.creon-online.ru))

Рис. 3.45. Динамика экспорта и импорта полипропилена в России в 2000–2008 гг.

Дальнейшее развитие отрасли по производству полипропилена в России требует с одной стороны увеличения объемов производства и повышения технического уровня отечественных производителей, с другой стороны, учитывая невысокие удельные показатели потребления, необходимо стимулирование дальнейшей глубокой переработки и использования полипропилена и производства конечной продукции для удовлетворения потребности внутреннего рынка.

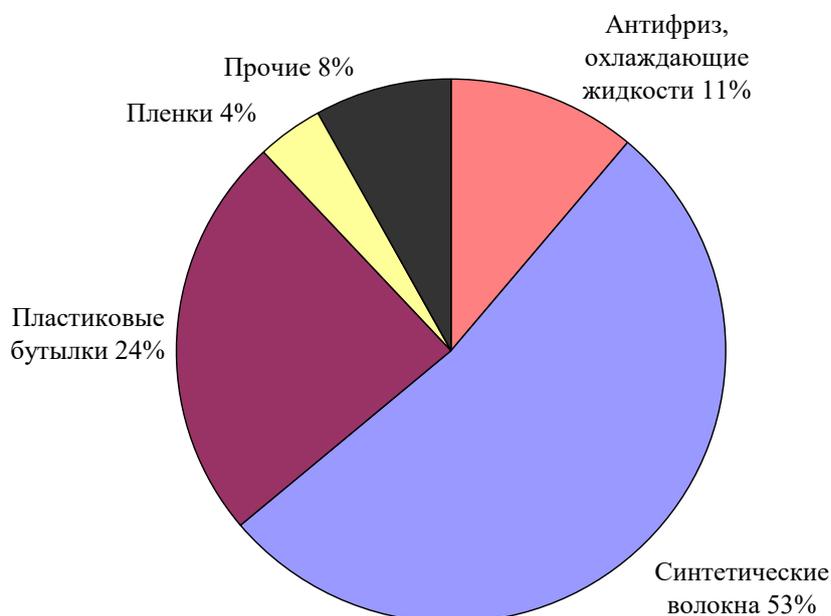
3.4.7. Рынок этиленгликоля и винилацетата

Рынок этиленгликоля

Этиленгликоль является продуктом гидратации окиси этилена. Ввиду своих свойств понижать температуру замерзания водных растворов этиленгликоль широко используется как основа при получении низкотемпературных охлаждающих жидкостей – антифризов, предназначенных для осуществления теплоотвода или теплопередачи, используемых для охлаждения двигателей и в качестве рабочего тела в системах теплоснабжения и холодильных установках. В последние годы этиленгликоль в основном используется в качестве базового компонента для производства полиэтилентерефталата, из которого в свою очередь изготавливают пластиковые бутылки, современные синтетические волокна, превосходящие по своим характеристикам

натуральные ткани, пленки, обладающие высокими электроизоляционными свойствами и газонепроницаемостью. Третьей крупной областью потребления этиленгликоля является производство гидравлических жидкостей, используемых в гидроприводах металлургического, металлорежущего, подъемнотранспортного оборудования, экскаваторах, сельхозмашинах, автомобилях и в авиации.

К менее крупным, но заметным областям потребления относятся: использование в качестве пластификатора полимерных пленок, бумаги, волокон и кожи, растворителя лакокрасочных материалов, электролитной жидкости, антиобледенительных и огнетушащих жидкостей, производство щавелевой кислоты и ее солей, эфиров – этилцеллозольва, бутилцеллозольва. Кроме того, из этиленгликоля получают многие ценные химические продукты: этиленгликольацеталь, пиперазин, моновиниловый эфир, аминокарбинолы, глиоксаль, диоксаланы (рис. 3.46).



Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>)

Рис. 3.46. Текущая структура конечного использования этиленгликоля в мире

В государствах с высокоразвитой автомобильной промышленностью (США, страны Западной Европы) ведущее место в структуре потребления этиленгликоля занимает производство антифризов. В странах, где большое развитие получила текстильная промышленность и, в частности, промышленность синтетических волокон, основную долю в структуре потребления этиленгликоля занимает производство полиэфирных волокон (Япония, КНР, Республика Корея, Мексика).

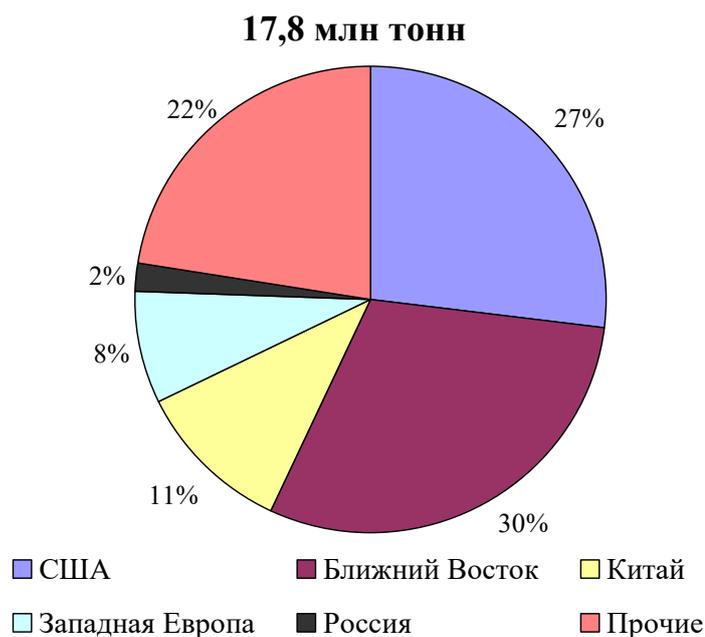
Учитывая широкий спектр применения этиленгликоля и растущую динамику мирового производства в базовых отраслях промышленности, спрос на этиленгликоль в мире в последние годы неуклонно возрастал. Основной прирост потребления этиленгликоля в последние десять лет пришелся на КНР. Во многом это связано с

перемещением мирового производства полиэфирных волокон в Азию, особенно в Китай, где трудовые затраты ниже, чем в развитых странах. В настоящее время Китай потребляет 6,9 млн т этиленгликоля (38,7% мировых объемов).¹

В Северной Америке главным стимулом для роста производства этиленгликоля продолжает оставаться производство бутылок из полиэтилтерефталата. Но если этот рынок в США и Западной Европе уже практически близок к зрелому состоянию, то в развивающихся странах в ближайшее 5–10 лет он будет расти быстрыми темпами.

По оценкам экспертов, в ближайшее время основной спрос на мировом рынке этиленгликоля будет исходить со стороны азиатских стран. По прогнозам компании PCI если темпы роста потребления в регионе сохранятся на уровне последних 5 лет, доля спроса азиатского региона на этиленгликоль к 2015 году может возрасти до 70%, при этом в Китае потребление этиленгликоля к 2015 г. может достичь 12 млн т.

Основным продуцентом этиленгликоля в мире являются США и страны Ближнего Востока, на долю которых приходится около 60% всех производственных мощностей (рис. 3.47).



Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>)

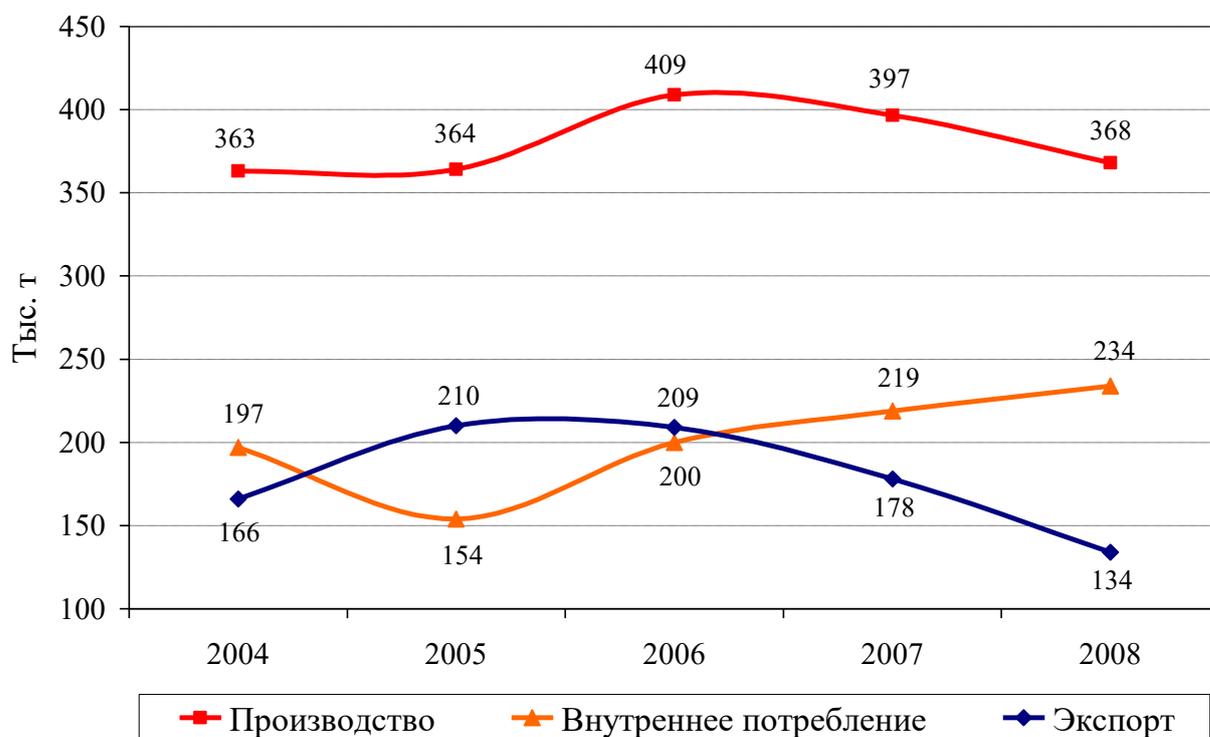
Рис. 3.47. Структура мирового производства этиленгликоля в 2007 г.

Доля России в мировом производстве этиленгликоля составляет 2%. Суммарная мощность отечественных производителей в настоящее время ниже средней мощности одного типового завода, водимого в последние годы на Ближнем Востоке.

¹ Источник: Shell Chemicals (<http://www.shell.com/chemicals>).

Основной тенденцией последних лет является перенос основных производственных мощностей из развитых стран в развивающиеся. Основные проектируемые заводы по производству этиленгликоля будут расположены на Ближнем Востоке (в непосредственной близости от источников дешевого сырья) или азиатско-тихоокеанском регионе (вблизи от потребителей). Строительство новых мощностей в Северной Америке и Западной Европе не планируется. Вместе с тем, ключевые игроки рынка - Shell, Dow, ExxonMobil, LG Chem, Mitsubishi Chemical Corp, Mitsui Chemicals и другие крупные западные химические компании не теряют своих позиций, поскольку практически все новые мощности в мире, как правило, создаются при их финансовом и технологическом участии.

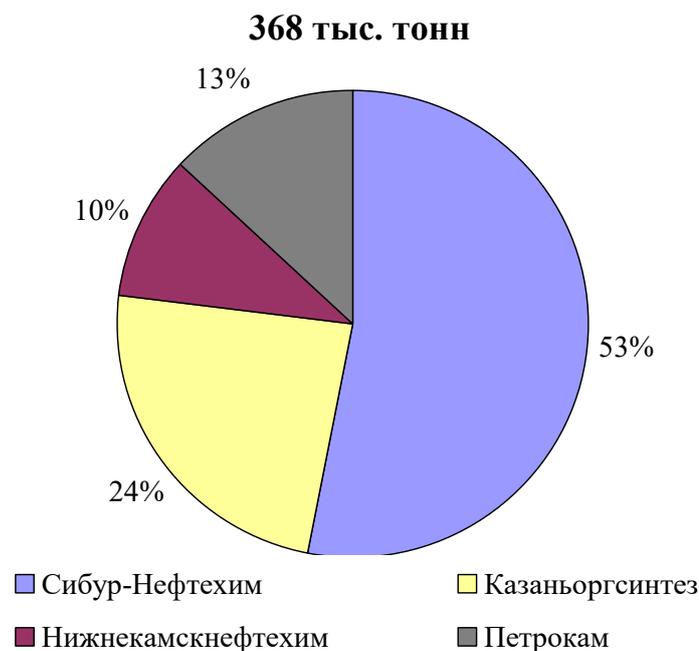
Общероссийское производство этиленгликоля в 2008 г. составило 368 тыс. т. Объем потребления этиленгликоля в России в последние годы увеличивается, при этом спрос удовлетворяется в основном за счет снижения экспортных поставок (рис. 3.48).



Источники: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>), ФТС РФ (<http://www.customs.ru/ru/stats>), данные компаний

Рис. 3.48. Динамика производства, внутреннего потребления и экспорта этиленгликоля в России в 2004–2008 гг.

В настоящее время основными игроками на рынке этиленгликоля являются: ОАО «Сибур-Нефтехим», ОАО «Нижекамскнефтехим», СП «Петрокам», ОАО «Казаньоргсинтез». На долю ОАО «Сибур-Нефтехим» – крупнейшего производителя этиленгликоля в 2008 г. – пришлось более половины выпуска (рис. 3.49).



Источник: данные компаний

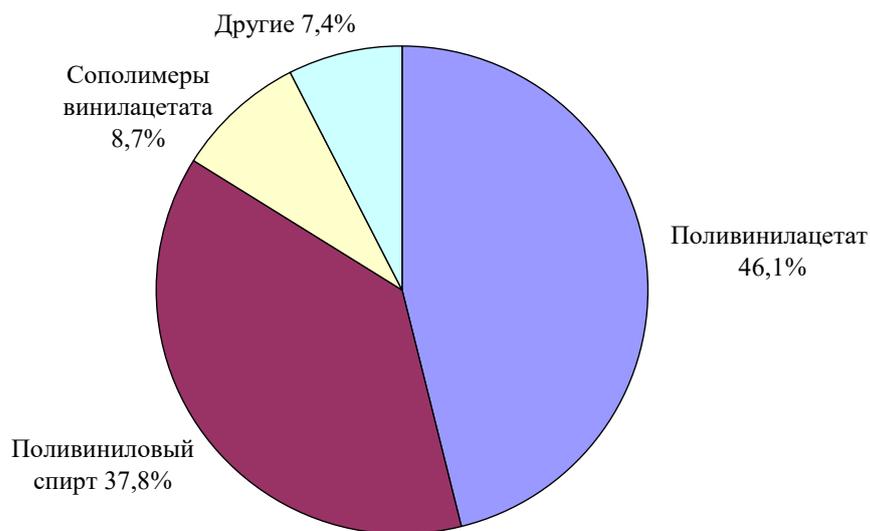
Рис. 3.49. Структура производства этиленгликоля в России 2008г.

Структура потребления этиленгликоля в России несколько отличается от мировой – большая часть этиленгликоля используется для производства антифризов (72%), остальные объемы идут на выпуск полиэтилентерефталата (28%). С одной стороны рынок этиленгликоля в России выглядит самодостаточным – производство существенно превышает внутренний спрос. С другой стороны, удельные показатели потребления этиленгликоля на душу населения в России составляют 1,6 кг/чел. в год, в то время как в Западной Европе – 4,5 кг/чел., а в США – 10,5 кг/чел. Такая структура использования этиленгликоля в России и этот разрыв в среднедушевом потреблении во многом вызваны плачевным состоянием отрасли по производству синтетических волокон и тканей и российской текстильной промышленности в целом. Так производство синтетических волокон на душу населения в России составляет 0,8 кг/чел. в год, в США – 12 кг/чел. В текущей ситуации, очевидно, что без государственной поддержки развития обрабатывающей и легкой промышленности, внутренний спрос на химическую продукцию, и в частности на этиленгликоль, так и будет стагнировать на очень низком уровне.

Рынок винилацетата

Винилацетат – продукт парофазного взаимодействия этилена и уксусной кислоты. Винилацетат является одним из важнейших мономеров промышленного органического синтеза. Важнейшее промышленное применение имеют продукты его полимеризации: поливиниловый спирт (37,8%) и поливинилацетатная эмульсия (46,1%), широко применяемые в производстве пластмасс, лакокрасочной продукции, клеев для древесины, бумаги, кожи, тканей. На базе винилацетата получают бесосколочное стекло, применяемое в автомобильной, авиационной промышленности и строительстве. Перспективным и быстро развивающимся направлением является использование

винилацетата для получения сополимеров с винилхлоридом, этиленом и другими непредельными соединениями (8,7%) – рис. 3.50.



Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>)

Рис. 3.50. Структура использования винилацетата в мире в 2008 г.

В настоящее время объем мирового производства винилацетата составляет 5 млн т. Основные производственные мощности расположены в двух регионах – Северной Америки и странах АТР. Суммарно на их долю приходится 3/4 мировых производственных мощностей по выпуску винилацетата (рис. 3.51).



Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>)

Рис. 3.51. Структура мощностей по производству винилацетата в мире в 2005 г.

Большую часть мирового рынка винилацетата контролируют крупнейшие частные химические компании: Celanese, LyondellBasell, Dow Chemical, DuPont, Wacker, INEOS и др. (табл. 3.13)

Таблица 3.13 – Мощности основных производителей по выпуску винилацетата в 2008 г.

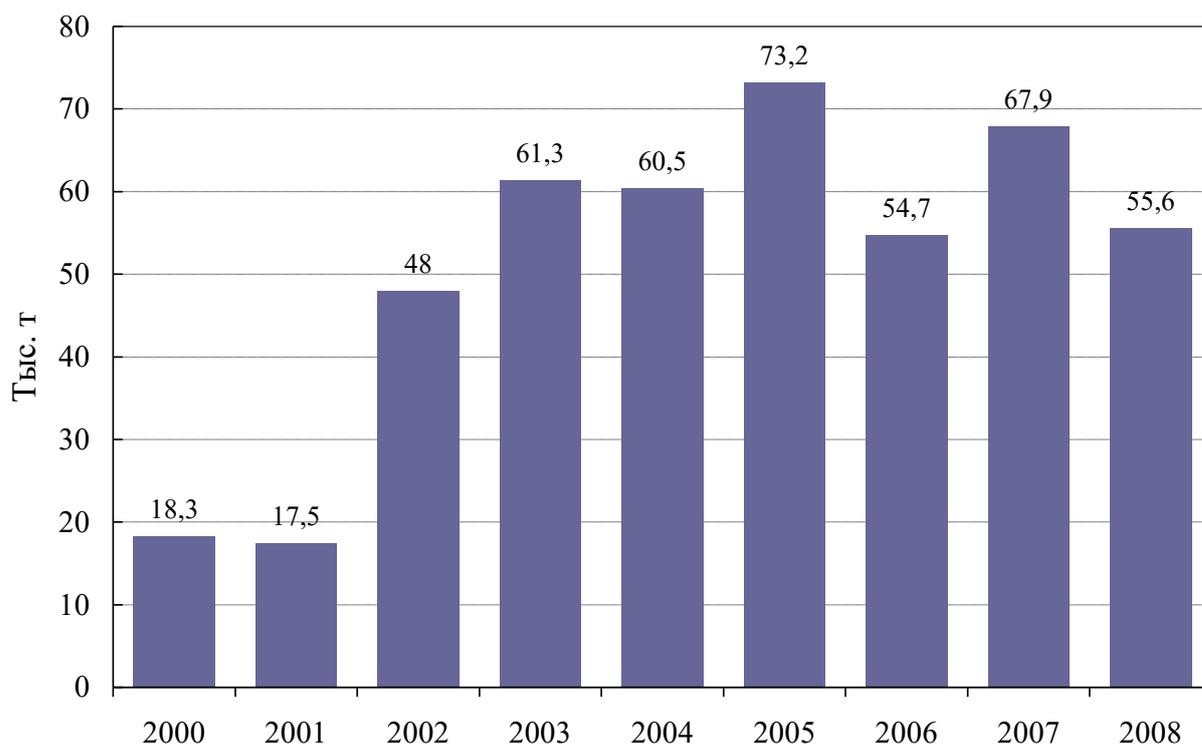
Компания	Мощности (тыс. т)
Acetex Chimse (Франция)	165
Celanese (г. Бэй-Сити, США)	300
Celanese (г. Клиар-Лайк, США)	310
Celanese (Германия)	285
Celanese (Мексика)	115
Celanese (Испания)	200
Companhia Alcoiquimica Nacional (Бразилия)	80
Dom Chemical (США)	365
Dupont (США)	335
INEOS (Великобритания)	250
LyondellBasell (США)	380
Wacker Chemie (Германия)	200

Источник: PCI Consulting Group (<http://www.thepcigroup.com>), данные компаний

Необходимо отметить, что винилацетат и его производные – это продукты, средняя стоимость которых составляет 3–5 тыс. долл. за тонну, и именно они делают бизнес крупнейших химических компаний мира более устойчивым, поскольку рост потребления этих продуктов, как правило, превышает средний темп роста экономики, а показатель рентабельности по ЕВITDA по ним никогда не опускается ниже 25% [Sterin, 2008].

На сегодняшний день на долю России приходится порядка 1% от мирового производства винилацетата. Основной объем выпуска обеспечивают два предприятия – ООО «Ставролен» (Лукойл-Нефтехим), производственные мощности которого составляют 50 тыс. т и ОАО «Невинномыский Азот» (ЕвроХим) с мощностью 18 тыс. т. Динамика объемов производства показана на рис. 3.52.

Примерно половина производимого в России винилацетата экспортируется, поскольку в настоящее время не находит применения внутри страны из-за низкого спроса со стороны отечественного автомобилестроения и производителей лакокрасочной продукции. Удельный показатель потребления винилацетата в России – 0,25 кг/чел. в год, что в 15 раз ниже чем в США (3,9 кг/чел.), в 12 раз ниже чем в Западной Европе (3 кг/чел.) и в 3,5 раза ниже чем в Китае (0,86 кг/чел.).



Источник: ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsdi>)

Рис. 3.52. Динамика производства винилацетата в России в 2000–2008 гг.

3.4.8. Краткие выводы

Выполненный анализ рынков базовых химических продуктов показал, что в последние годы в мировой химической промышленности происходят значительные структурные изменения. На рынки крупнотоннажной химической продукции вышли компании развивающихся стран (Саудовской Аравии, Ирана, Кореи и др.), конкурентоспособность которых часто связана с поддержкой государства. Стремительно развивается химическая промышленность Китая – по объему произведенной продукции Китай вышел на второе место в мире (после США). Следует особо отметить, что в настоящее время Китай принимает активное участие в формировании новой системы разделения труда в мировой химической промышленности – системы, во многом отвечающей собственным экономическим интересам. В политике «Поднебесной», вне всяких сомнений, просматривается и здоровый прагматизм, и точный расчет. Понимая, что даже стремительно прогрессирующая национальная химическая промышленность не поспевает за внутренним спросом, Китай главным образом делает ставку на развитии тех отраслевых сегментов, во-первых, в которых он традиционно силен (неорганическая химия) и, во-вторых, которые являются наиболее перспективными и позволяют максимизировать ценность выпускаемой продукции (производство сложной продукции и готовых изделий). Импорт базовых нефтехимических полупродуктов и полимеров оказывается не слишком обременительным, благо, что поставщиков хватает, будь то нефтедобывающие страны, быстро наращивающие свою «химическую мускулатуру», или ближние соседи – Япония, Южная Корея, Сингапур, Таиланд и проч., – и даже США.

Впрочем, начиная с 2005–2006 гг., Китай постепенно, но решительно приступил к ослаблению своей зависимости от импорта полимерной продукции (рис. 3.55).

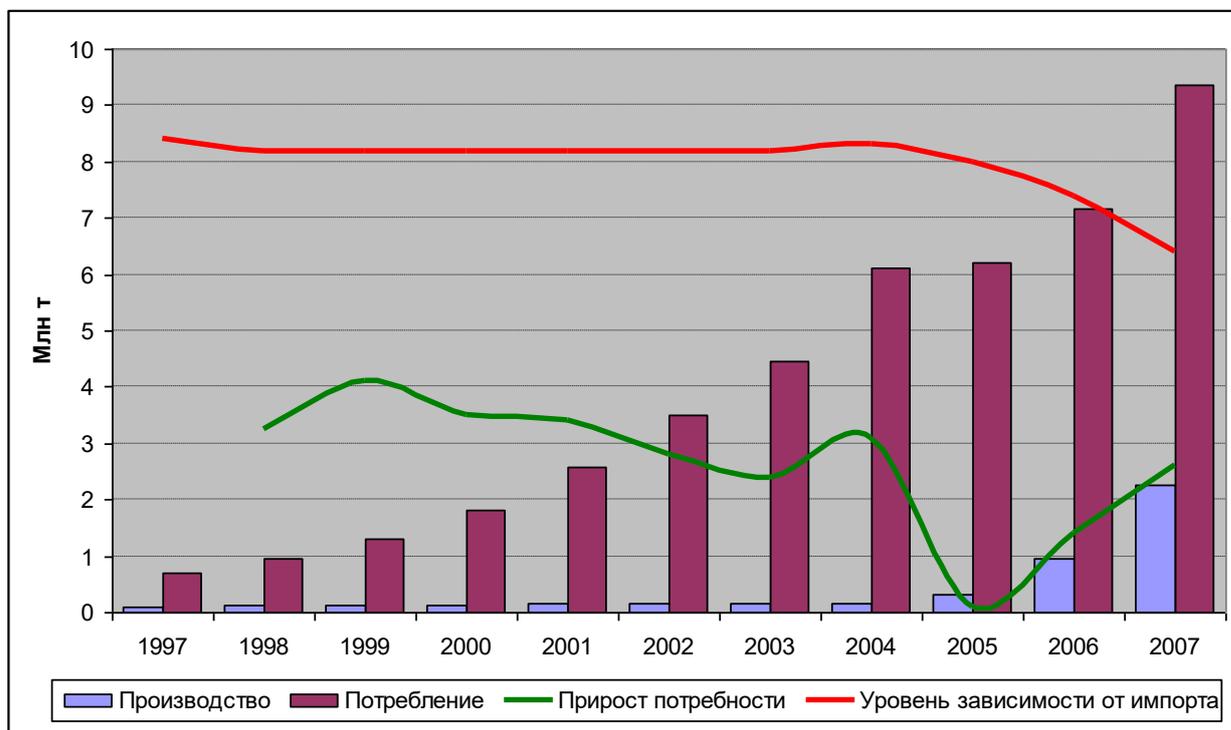


Рис. 3.55. Производство и потребление пластмасс в Китае в 1997–2007 гг., млн т
[Chemicals in China, 2009]

Основной прирост производственных мощностей по выпуску химических продуктов низкой и средней степени передела приходится на страны Ближнего и Среднего Востока, конкурентоспособность которых предопределяют близость к источникам дешевого углеводородного сырья, масштаб производства (позволяет снизить удельные издержки) и выгодное месторасположение (производственные мощности находятся прямо на побережье, что позволяет минимизировать транспортные расходы).

Если взглянуть на общую картину, нетрудно увидеть, что стремительный рост новых продуцентов уже в ближайшем будущем может существенно изменить расстановку сил в мировой химической элите. Так, если в 2008 г. в числе 10-ти крупнейших химических компаний мира было всего два представителя Азии и Ближнего Востока, то в 2015 г. – по прогнозу KPMG – их будет уже 6, причем из 5-ти различных стран, а не только из Китая и Саудовской Аравии (табл. 3.14). В очередной раз приходится поскорбеть, что ни в обозримом (да и не в очень обозримом) будущем вряд ли какой из российских компаний удастся попасть на эту «доску почета», ибо в очередной раз нам приходится сравнивать несравнимые величины. Достаточно сказать, что объемы продаж сегодняшней крупнейшей компании мира (BASF – 71,4 млрд долл. в 2008 г.) сопоставимы по величине со стоимостью продукции, произведенной всеми российскими химическими компаниями вместе взятыми.

Таблица 3.14 – Крупнейшие химические компании мира в 2008 г. и прогноз на 2015 г.
[The Future..., 2010]

	2008 г. – Факт	2015 г. – Прогноз
1.	BASF (Германия) – продажи 71,4 млрд долл.	SABIC (Саудовская Аравия)
2.	ExxonMobil (США)	BASF (Германия)
3.	Dow Chemical (США)	Dow Chemical (США)
4.	Royal Dutch Shell (Великобритания/Нидерланды)	China National Petroleum Corporation (Китай)
5.	Ineos (Великобритания)	China National Chemical Corporation (Китай)
6.	SABIC (Саудовская Аравия)	DuPont (США)
7.	LyondellBasell (США/Нидерланды)	Reliance Industries (Индия)
8.	China National Petroleum Corporation (Китай)	ExxonMobil (США)
9.	DuPont (США)	Int. Petroleum Investment Company (Абу-Даби)
10.	Total (Франция)	Petrochemicals Industries Company (Кувейт)

В связи с потерей конкурентоспособности на рынке крупнотоннажной продукции из-за высоких цен на сырье, химические компании развитых стран переносят свои производственные мощности в богатые сырьевые регионы, создавая на базе своих технологических наработок высокоэффективные химические заводы в форме совместных предприятий с государственными компаниями стран Ближнего Востока и АТР.

Появление новых сильных игроков на традиционных для отечественных химических компаний рынках сбыта усложняют позиции российских экспортеров в конкурентной борьбе. Необходимо отметить, что при имеющейся сегодня в России структуре производства и экспорта, в которой преобладает продукция низкого и среднего переделов, отечественный химический комплекс на внешних рынках в состоянии обеспечивать только ценовую конкурентоспособность, которая до сих пор поддерживается только относительно низкими ценами на природный газ внутри страны (доля сырья в себестоимости таких продуктов как метанол и аммиак составляет порядка 70%). Рост цен на газ и повышение тарифов на продукцию и услуги естественных монополий (электроэнергия, ж/д тарифы на транспортировку) оказывает негативное влияние на бизнес российских химических предприятий, сводя на нет последнее конкурентное преимущество.

3.5. Анализ направлений развития перерабатывающих производств на базе газовых ресурсов Восточной Сибири

При анализе направлений развития перерабатывающих производств на базе ресурсов газового сырья главными задачами являются:

- сравнительный анализ эффективности в разрезе направлений продуктовой специализации, т.е. по производствам отдельных видов потенциально возможной продукции;

- анализ эффективности по вариантам формирования технологических схем ЦГПГ, включающих допустимые наборы процессов глубокой химической переработки газового сырья.
- комплексный анализ эффективности вариантов размещения ЦГПГ с учетом затрат на транспортировку сырого газа и вывоз производимой продукции.

Направления продуктовой специализации и размещения ЦГПГ должны определяться в рамках общей концепции развития перерабатывающих производств в регионе. Что касается вариантов технологических схем ЦГПГ, то они определяются под влиянием двух факторов: с одной стороны, рыночной целесообразности развития производств тех или иных видов продукции; а с другой стороны, величиной ресурсов газа и содержания в нем различных углеводородных компонентов (прежде всего – углеводородов C_{2+} выше).

При этом нужно учитывать действие институциональных факторов, которые могут приводить к возникновению противоречивых интересов у различных сторон, связанных с процессами развития перерабатывающего сегмента газовой отрасли. Прежде всего речь идет о возможном несовпадении интересов государства и частных инвесторов при осуществлении проектов по развитию газохимических производств, хотя, в принципе, каждая из названных сторон нацелена на максимизацию добавленной стоимости и чистого дохода. Проблема заключается в том, что прямые (налоговые) доходы государства являются издержками для инвестора. И если государство не участвует в финансировании инвестиций в тот или иной проект, то формируются различные соотношения издержек и выгод по проекту в целом, для инвестора и государства. Соответственно, при разных критериях максимизации ценности складываются разные варианты структуры газохимических производств.

3.5.1. Выбор оптимальной структуры производства

Авторами были исследованы основные тенденции формирования оптимальной структуры газохимических производств на базе сырьевых ресурсов Восточной Сибири. Для целей анализа использовались две оптимизационные экономико-математические модели, построенные для прогнозного периода с 2010 по 2030 г. – агрегированная и детализированная.

В обеих моделях ресурсная база для оценки направлений развития перерабатывающих производств определена на основе имеющихся прогнозов добычи газа в Восточной Сибири (табл. 3.15). Входная цена сырого газа для условий базисного (2009-го) года принята равной 51,3 долл./тыс.м³, что вытекает из агрегированной финансовой оценки проектов по развитию ГТС в Восточной Сибири и предполагаемых затрат на добычу. Варианты размещения перерабатывающих производств в моделях не

рассматриваются, а главный акцент сделан на выборе оптимальной структуры производств в масштабах региона и оценке выгод с позиций различных участников.

Таблица 3.15 – Варианты прогноза добычи природного и нефтяного газа в Восточной Сибири на период 2010–2030 гг., млрд м³

	2010	2015	2020	2025	2030
Вариант 1 – Минимальный вариант согласно ВГП*					
Восточная Сибирь – всего	0,9	4,5	17,5	18,4	18,9
Иркутская область	0,4	2,6	8,9	9,5	9,7
Красноярский край (южная часть)	0,5	1,9	8,6	8,9	9,2
Вариант 2 – Максимальный вариант согласно ВГП**					
Восточная Сибирь – всего	0,8	45,8	59,1	60,1	60,6
Иркутская область	0,3	37,1	43,5	44,1	44,3
Красноярский край (южная часть)	0,5	8,7	15,6	16	16,3
Вариант 3 – «Стратегия комплексного освоения»***					
Восточная Сибирь – всего	3,2	40,5	70,3	78,2	81,0
Иркутская область	3,2	33,5	49,8	53,5	54,3
Красноярский край	0,0	7,1	20,5	24,7	26,8
Вариант 4 – Рекомендуемый вариант****					
Восточная Сибирь – всего	3,2	8,0	24,0	40,0	60,0
Иркутская область	2,7	5,0	16,0	24,0	39,0
Красноярский край	0,5	3,0	8,0	16,0	21,0

Примечания:

* – целевой вариант сценария «Восток» без подключения к ЕСГ;

** – интенсивный вариант сценария «Восток» без подключения к ЕСГ [Программа..., 2007];

*** – Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока [Коржубаев и др., 2009];

**** – варианта прогноза добычи, наиболее благоприятный для развития перерабатывающих производств (оценка авторов).

Технико-экономические показатели процессов (включая показатели капиталоемкости), включенных в модель, определены на основе результатов анализа около 200 реальных проектов-аналогов, реализованных или находящихся в стадии осуществления в разных странах мира, а также на основе справочных материалов [Petrochemical, 2005]. Значения усредненных коэффициентов капиталоемкости, полученных при обработке собранных данных, актуализированы для условий 2009 г. с использованием индекса инфляции затрат на строительство нефтехимических предприятий (Chemical Engineering Plant Cost Index – CE Index).¹ В качестве базисных приняты также показатели цен и эксплуатационных затрат (включая расходы на энергоресурсы и заработную плату) для условий 2009 г.

¹ Источник: <http://www.che.com/pci>.

Для проведения расчетов был сформирован набор сценарных условий, учитывающий:

- фактической состояние российской и мировой экономики в 2009 г. (цены на нефть и газ, темпы экономического роста, уровень инфляции, валютный курс рубля к доллару, изменение цен на инвестиционные ресурсы и проч.) – по материалам Росстата и Минэкономки РФ;
- основные параметры уточненного прогноза социально-экономического развития РФ на 2010 год и плановый период 2011 и 2012 годов – по материалам Минэкономки РФ¹;
- положения Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации [Концепция, 2008].

Сценарные условия включают следующие основные прогнозные параметры, определенные при помощи метода линейной регрессии:

- темпы роста мировой и российской экономики (как фактор влияющий на динамику цен на химическую продукцию);
- индексы внутренних и мировых цен на нефть, газ и химическую продукции;
- индексы-дефляторы ВВП и инвестиций;
- индексы инфляции затрат на строительство нефтехимических предприятий (для импортных технологий);
- валютный курс рубля к доллару.

Агрегированная оптимизационная модель главным образом предназначена для определения наиболее эффективных направлений продуктовой специализации по различным критериям и охватывает несколько групп производственных процессов:

- газопереработку – глубокое отбензинивание «сырого» газа с получением этана, СУГ, топливного газа (СОГ) и гелиевого концентрата;
- газохимию – процессы химической переработки метана с получением метанола, аммиака и основных производных продуктов (формалина, карбамида, КФК);
- GTL-процесс – получение жидких углеводородов из газа (метана);
- производство низших олефинов (этилена, пропилена, бутадиена), являющихся базовым сырьем для широкого спектра нефтехимических производств, – на основе процессов пиролиза этана и СУГ и процесса МТО/ОСТ;
- органический синтез – агрегат процессов получения продуктов органического синтеза (гликолей, уксусной и терефталевой кислоты, акрилонитрила и др.) на базе продуктов пиролиза и газохимических продуктов (метанола и аммиака);
- производство базовых ССП – агрегат процессов для получения базовых видов полимеризационных пластмасс (полиэтилена, полипропилена, полиэтилентерефталата, полистирола и его сополимеров, поливинилхлорида);

¹ Источник: <http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/prog2010>.

- производство специальных ССП – агрегат процессов для получения сложных смол и пластмасс (ПВА и сополимеров, реактопластов, полиацеталей, полиэфиров и проч.).

При проведении расчетов по модели максимизировался показатель дисконтированного (ставка дисконта = 15%) интегрального дохода, т.е. разность между стоимостью произведенной продукции и полными затратами (капитальными и текущими). Поскольку издержки и выгоды связанные с развитием газохимии в регионе, могут оцениваться с различных позиций, оптимизация структуры производства проводилась с использованием трех критериев оптимальности, максимизирующих, соответственно:

- 1) общую чистую выгоду (Ч.Т.С. отраслевого проекта в целом без учета распределения издержек и выгод между инвестором и государством);
- 2) чистую выгоду инвестора (Ч.Т.С., определяемую с учетом изъятия части дохода в пользу государства в виде налогов), или показатель коммерческой эффективности;
- 3) прямую чистую выгоду государства (показатель бюджетной эффективности) в виде Ч.Т.С., в которой доходами являются суммы налоговых платежей, а расходами – государственные инвестиции (при условии долевого участия государства в финансировании инвестиций).

В базовом варианте расчетов доля участия государства в финансировании инвестиций принята равной нулю, что вполне соответствует российским реалиям. В данном случае все издержки и риски, связанные с развитием газохимических производств ложатся на плечи инвестора (инвесторов), а государство выступает в роли «чистого» получателя доходов. Расчеты по модели показали, что при таком сценарии каждому варианту критерия оптимальности соответствует свой вариант оптимального плана производства и реализации продукции. Причем имеют место весьма существенные различия между вариантами по финансовым (рис. 3.56) и экономическим (рис. 3.57) показателям, а также по структуре производства (табл. 3.16) и реализации конечной продукции (табл. 3.17).

Характеризуя различия между полученными решениями, нужно отметить следующее обстоятельство. Основные экономические показатели (величина инвестиций, стоимость продукции, валовая прибыль) достигают наибольших своих значений в варианте максимизации выгод государства, а наименьших – в варианте решения, максимизирующего выгоды инвестора (рис. 3.57). Т.е. для реализации прямых фискальных выгод государства развитие газохимии должно идти по пути создания наиболее капиталоемких производств, позволяющих получать как можно больше дорогостоящей продукции (специальных пластмасс – табл. 3.16 и 3.17).

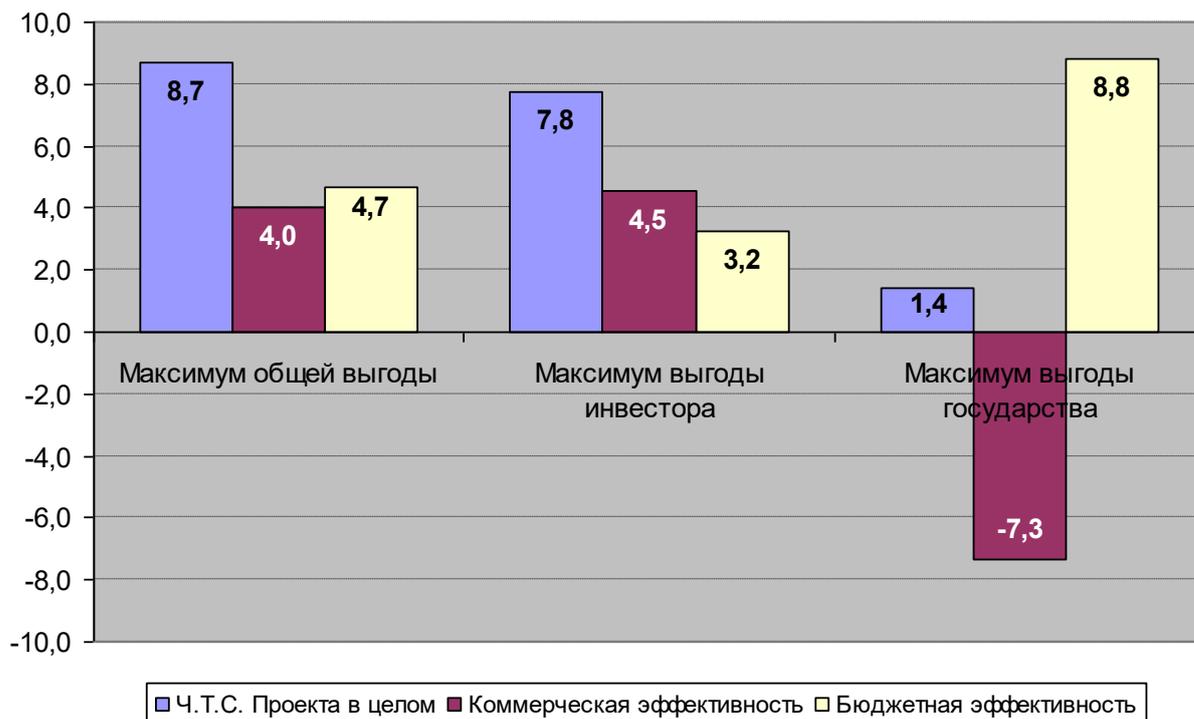


Рис. 3.56. Показатели общей, коммерческой и бюджетной эффективности (Ч.Т.С.) при различных критериях оптимальности, млрд долл. (минимальный вариант сырьевой базы согласно ВГП)

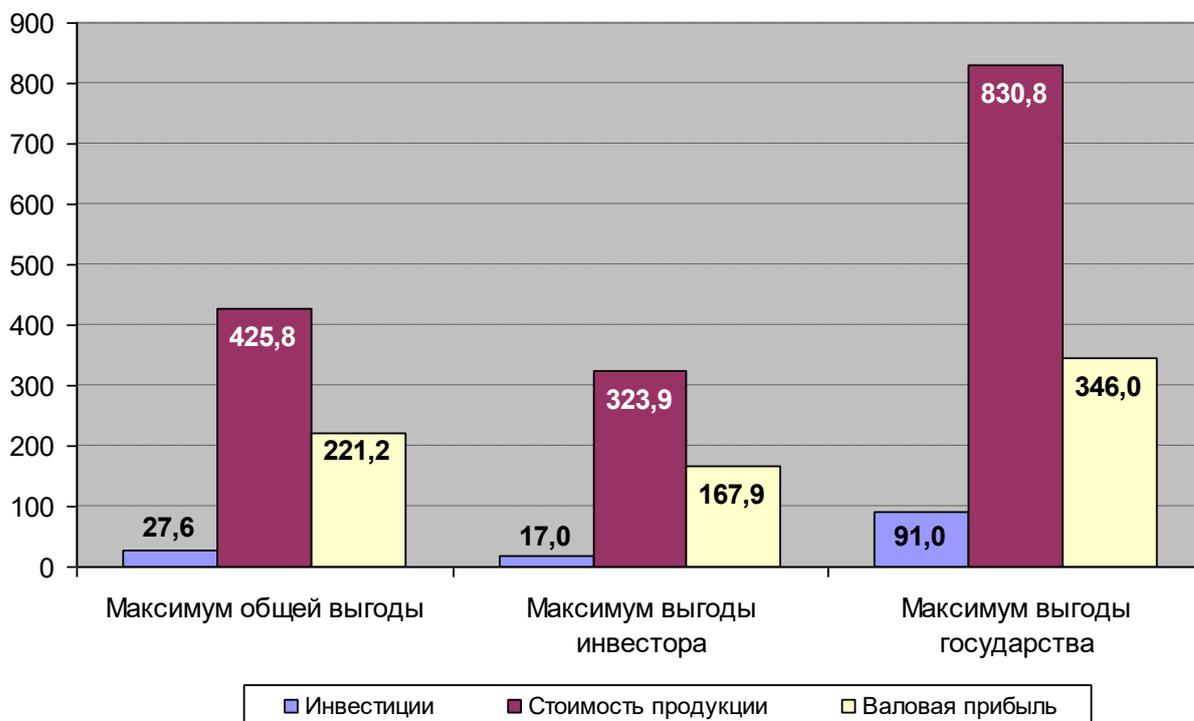


Рис. 3.57. Экономические показатели отраслевого проекта по развитию газохимии при различных критериях оптимальности, млрд долл. (минимальный вариант сырьевой базы согласно ВГП)

Таблица 3.16 – Варианты оптимального плана производства продукции при различных критериях оптимальности, тыс. т (минимальный вариант сырьевой базы согласно ВГП)

Производство	2015	2020	2025	2030
Переработка газа, млрд м³	4,5	17,5	18,4	18,9
Пиролиз этана и СУГ	441	1 713	1 801	1 850
Газохимия				
- Максимум общей выгоды	715	2 118	2 215	2 269
- Максимум выгоды инвестора	486	486	486	540
- Максимум выгоды государства	3 507	13 640	14 342	14 731
Оргсинтез				
- Максимум общей выгоды	–	5 197	5 557	5 757
- Максимум выгоды инвестора	1 799	1 799	1 799	1 999
- Максимум выгоды государства	–	–	–	–
Базовые ССП				
- Максимум общей выгоды	–	–	–	–
- Максимум выгоды инвестора	–	1 482	1 584	1 584
- Максимум выгоды государства	–	–	–	–
Специальные ССП				
- Максимум общей выгоды	1 293	1 293	1 293	1 293
- Максимум выгоды инвестора	–	–	–	–
- Максимум выгоды государства	2 130	8 283	8 709	8 945

Таблица 3.17 – Варианты оптимального плана реализации конечной продукции при различных критериях оптимальности, тыс. т (минимальный вариант сырьевой базы согласно ВГП)

Продукция	2015	2020	2025	2030
СОГ, млн м³				
- Максимум общей выгоды	2 775	11 460	12 062	12 396
- Максимум выгоды инвестора	3 006	13 106	13 805	14 139
- Максимум выгоды государства	–	–	–	–
Продукты оргсинтеза				
- Максимум общей выгоды	33	5 339	5 707	5 911
- Максимум выгоды инвестора	1 837	1 947	1 954	2 158
- Максимум выгоды государства	29	114	120	124
Базовые ССП				
- Максимум общей выгоды	–	–	–	–
- Максимум выгоды инвестора	0	1 482	1 584	1 584
- Максимум выгоды государства	–	–	–	–
Специальные ССП				
- Максимум общей выгоды	1 293	1 293	1 293	1 293
- Максимум выгоды инвестора	–	–	–	–
- Максимум выгоды государства	2 130	8 283	8 709	8 945

При этом вариант плана, в наибольшей степени отвечающий интересам государства, оказывается очевидно невыгодным для инвестора, т.к. финансовые показатели проекта для инвестора принимают отрицательные значения (Ч.Т.С. = –7,3 млрд долл. – рис. 3.56). Как показывают полученные решения, в условиях высокой

капиталоемкости моделируемых производств интересы инвестора направлены в сторону минимизации общей суммы инвестиций с получением в итоге относительно недорогой продукции (базовых ССП и продуктов органического синтеза). С точки зрения инвестора (в отличие от государства), абсолютная ценность (цена) продукции не имеет первостепенного значения, а более важным является соотношение между ценностью продукции и совокупными издержками (включая налоги) на ее получение с учетом распределения издержек и выгод во времени. Поэтому, при прочих равных условиях, для инвестора более привлекательны производства с относительно невысокой капиталоемкостью, ибо наименьшие выгоды проект приносит на начальной стадии – стадии инвестирования, когда издержки являются наибольшими.

Характеризуя состав производств и структуру конечной продукции, нужно обратить внимание на следующие аспекты полученных решений.

1. Во всех вариантах (различающихся по критериям оптимальности) объемы переработки сырого газа выходят на верхнюю границу, соответствующую заданным ресурсам, и полностью используются ресурсы образующегося при переработке газа пиролизного сырья с получением базовых нефтехимических полупродуктов (низших олефинов). Т.е., полное вовлечение имеющихся ресурсов сырья в глубокую переработку соответствует любой из рассмотренных позиций (критериев оптимальности), с которых оценивается эффективность газохимического проекта.
2. Во всех вариантах решения в структуре конечных продуктов отсутствует так называемая газохимическая продукция (агрегат, включающий метанол, аммиак и их основные многотоннажные производные). Иными словами, производство указанного вида продукции имеет смысл лишь для дальнейшей переработки в более сложные продукты, но не для реализации на рынке.
3. Максимально возможное – на уровне содержания в исходном сырье – вовлечение в химическую переработку метановой компоненты природного газа имеет место только в 3-м варианте (при постановке задачи с критерием оптимальности на максимум прямой выгоды государства). В структуре товарной продукции отсутствует СОГ, а базовые газохимические продукты, получаемые из метана, полностью используются в качестве сырья для производства ССП. Решение в данном варианте фактически не имеет каких-либо ограничений, связанных с затратами, соответственно – выбираются максимально возможные объемы производства наиболее дорогостоящей (ценной) продукции независимо от издержек на ее получение. В других вариантах объемы производства газохимической продукции (с использованием метана) существенно меньше, что вызывает включение в оптимальные планы значительных объемов реализации СОГ – до 12–14 млрд м³ в год.
4. Базовые ССП попадают в оптимальный план производства и реализации продукции только в варианте постановки на максимум выгоды инвестора, что связано со специфическим для данного варианта соотношением издержек и

выгод. Производство ССП оказывается неэффективным ни с общеэкономической точки зрения, ни с позиций прямых выгод государства.

Из сказанного выше можно сделать общий вывод, что решения, полученные с использованием оптимизационной модели, во многом опровергают стереотипные представления о целях, задачах и возможных направлениях развития газохимической промышленности в Восточной Сибири. В частности, в «Восточной газовой программе» акцент делается на производстве и экспорте газохимической продукции и базовых ССП. Однако в настоящее время складывается такое соотношение издержек (прежде всего – капиталоемкости) и выгод (цен реализации на внутреннем и внешнем рынках), связанных с данными видами продукции, при котором производство метанола, аммиака, карбамида, полиолефинов в действительности оказывается невыгодным с общеэкономических позиций, а соответствует лишь корпоративным интересам вероятных инвесторов.

Говоря о возможном согласовании, нужно подчеркнуть, что оптимальным с точки зрения национальных экономических интересов («объективно оптимальным») является вариант решения, полученный при максимизации общей выгоды проекта без учета распределения получаемых доходов. Значение показателя В.Н.Р. данного варианта (23,3% – рис. 3.58) можно считать критериальным при поиске механизмов, выравнивающих выгоды проекта для инвестора и государства.

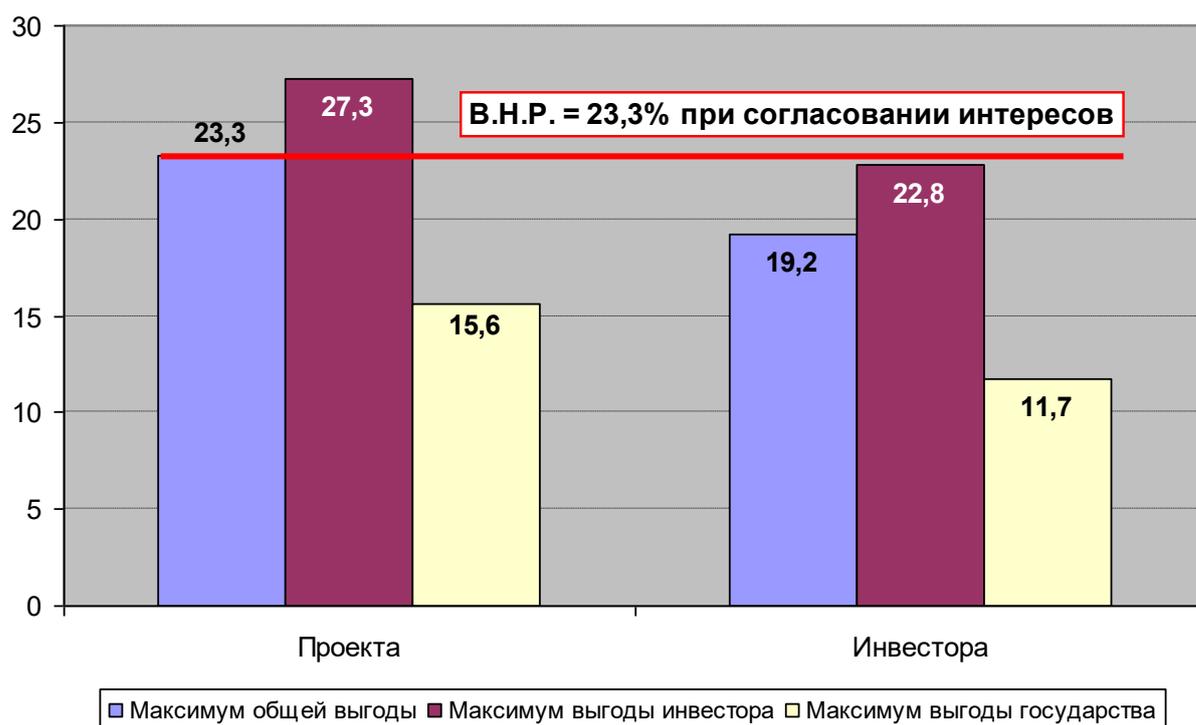


Рис. 3.58. Показатели общей и коммерческой эффективности проекта (В.Н.Р.) при различных критериях оптимальности, %

Одним из таких механизмов может стать доленое участие государства в финансировании инвестиций (например, в форме государственно-частного партнерства). Учитывая специфику условий развития газохимии в Восточной Сибири, государственные

инвестиции должны быть направлены в создание необходимой инфраструктуры, которая в настоящее время отсутствует. Как показали выполненные расчеты, требуемая доля участия государства в инвестициях (при которой происходит выравнивание значений В.Н.Р. для участников проекта и совпадают варианты оптимального плана при различных критериях оптимальности) находится на уровне 24%.

Еще один момент, на который следует обратить внимание, связан с возможным масштабированием сырьевой базы, вытекающим из многовариантности имеющихся оценок и прогнозов (табл. 3.15). С использованием агрегированной оптимизационной модели (с критерием оптимальности на максимум общей выгоды) были выполнены расчеты применительно к максимальному варианту сырьевой базы согласно ВГП, основные результаты которого приведены в табл. 3.18.

Таблица 3.18 – Оптимальный план производства и реализации продукции (максимальный вариант сырьевой базы согласно ВГП), тыс. т

Производство / Вид продукции	2015	2020	2025	2030
Производство продукции				
Переработка газа, млрд м ³	45,8	59,1	60,1	60,6
Пиролиз этана	3 053	3 940	4 007	4 040
Пиролиз СУГ	1 431	1 846	1 877	1 893
Газохимия	7 277	8 713	8 821	8 875
Оргсинтез	–	5 317	5 717	5 917
Базовые ССП	–	–	–	–
Специальные ССП	13 160	13 160	13 160	13 160
Реализация конечной продукции				
СОГ, млн м ³	28 246	37 131	37 800	38 134
Газохимические продукты	–	–	–	–
Нефтепродукты	110	142	144	145
Продукты оргсинтеза	334	5 763	6 171	6 375
Базовые ССП	–	–	–	–
Специальные ССП	13 160	13 160	13 160	13 160

Результаты расчетов показывают, что при прочих равных условиях изменение ограничений по ресурсам сырья (природного газа) не ведет к изменению оптимального плана производства и реализации продукции. Происходит простое масштабирование – увеличение мощностей и объемов производства кратно увеличению ресурсов сырья, задаваемых в качестве ограничений модели, без изменения структуры оптимального плана. Отсюда можно сделать вывод, что возрастание объемов добычи газа в Восточной Сибири само по себе не приведет к изменению возможных (или желаемых) направлений развития газохимической промышленности. Выбор приоритетов в развитии отрасли гораздо в большей степени зависит от иных факторов – рыночных условий, финансовых ограничений, технологических параметров.

Более полное представление о рациональных направлениях формирования структуры газохимических производств дают результаты, полученные с использованием деагрегированной оптимизационной модели, в которой:

во-первых, более детально представлена структура по группам основных продуктов с выделением внутри каждой из групп отдельных продуктовых или номенклатурных позиций (табл. 3.19);

во-вторых, учитываются взаимосвязи между химическими производствами, базирующимися на газообразном и жидком УВС – прямогонном бензине, получаемом при переработке нефти и газового конденсата (в модель введены переменные по «импорту» прямогонного бензина в систему).

Таблица 3.19 – Состав продуктов и сырьевых компонентов, включенных в деагрегированную модель, и ограничения сверху на объемы производства товарной продукции для условий 2030 г.

Группа	Вид продукции	Ограничение, тыс.т
Сырьевые компоненты	Сырой (природный и нефтяной) газ	–
	Этановая фракция	–
	Пропан-бутановая фракция	–
	Метановая фракция (топливный газ)	–
	Прямогонный бензин (нафта)	–
Топливные компоненты продукции	Топливный газ	Не задано
	Прямогонный бензин (нафта)	Не задано
	Средние дистилляты	Не задано
Промышленные газы	Гелиевый концентрат	Не задано
Газохимические продукты	Аммиак	Не задано
	Метанол	Не задано
	Карбамид	Не задано
	Формалин	Не задано
Базовые нефтехимические мономеры	Этилен / Пропилен / Бутадиен	Не задано
	Ароматические углеводороды	Не задано
Продукты органического синтеза	Уксусная кислота	2500
	Акрилонитрил	2000
	Этиленгликоль	5000
	Фенол / Ацетон	Не задано
	Терефталевая кислота	Не задано
Базовые ССП	Полиэтилен	4000
	Полипропилен	3000
	Полистирол и его сополимеры (АБС / САН)	Не задано
	Полиэтилентерефталат	Не задано
	Поливинилхлорид	Не задано
Специальные ССП	Поливинилацетат	2000
	Реактопласты (фенольные, эпоксидные смолы и др.)	1600
	Инженерно-технические пластмассы (полиацетали и др.)	1000

Таким образом, с использованием деагрегированной модели может быть получена достаточно полная картина, рисующая перспективы развития новых производств по глубокой химической переработке УВС в Восточной Сибири, включая подсистемы газохимии и нефтехимии.

Учитывая общую логику решения оптимизационных задач, при использовании дезагрегированной модели (в отличие от агрегированной) становится актуальным введение ограничений на выпуск товарной продукции, учитывающих вероятную динамику рыночного спроса. Указанные ограничения были сформированы исходя из сформулированной выше (см. раздел 3.3) концепции «химического рывка», в соответствии с которой объемы производства, например, синтетических смол и пластмасс в России в период до 2030 г. должны вырасти в 4–5 раз. При этом допускалось, что в Восточной Сибири может быть размещено 50–70% прироста мощностей. Соответственно, для условий 2030 г. предельные объемы производства, к примеру, полиэтилена определены на уровне 4 млн т, полипропилена – 3, ПВА – 2, этиленгликоля – 5 млн т и т.д. (табл. 3.19). На производство ряда товарных продуктов (полистирола, ПВХ, фенола, ацетона и некоторых других) ограничения сверху не устанавливались, так как соответствующие им способы входили в оптимальный план в последнюю очередь.

Расчеты по модели проводились с использованием критерия оптимальности на максимум общего чистого эффекта (без учета распределения издержек и выгод между государством и бизнесом) применительно ко всем 4-м вариантам формирования сырьевой базы (табл. 3.15). Таким образом, полученные варианты решения складывались с учетом и возможных ограничений по ресурсам сырья, и вероятных ограничений со стороны рыночного спроса на конечную продукцию.

Объемы переработки сырого газа по вариантам оптимального плана показаны на рис. 3.19 и в табл. 3.20.

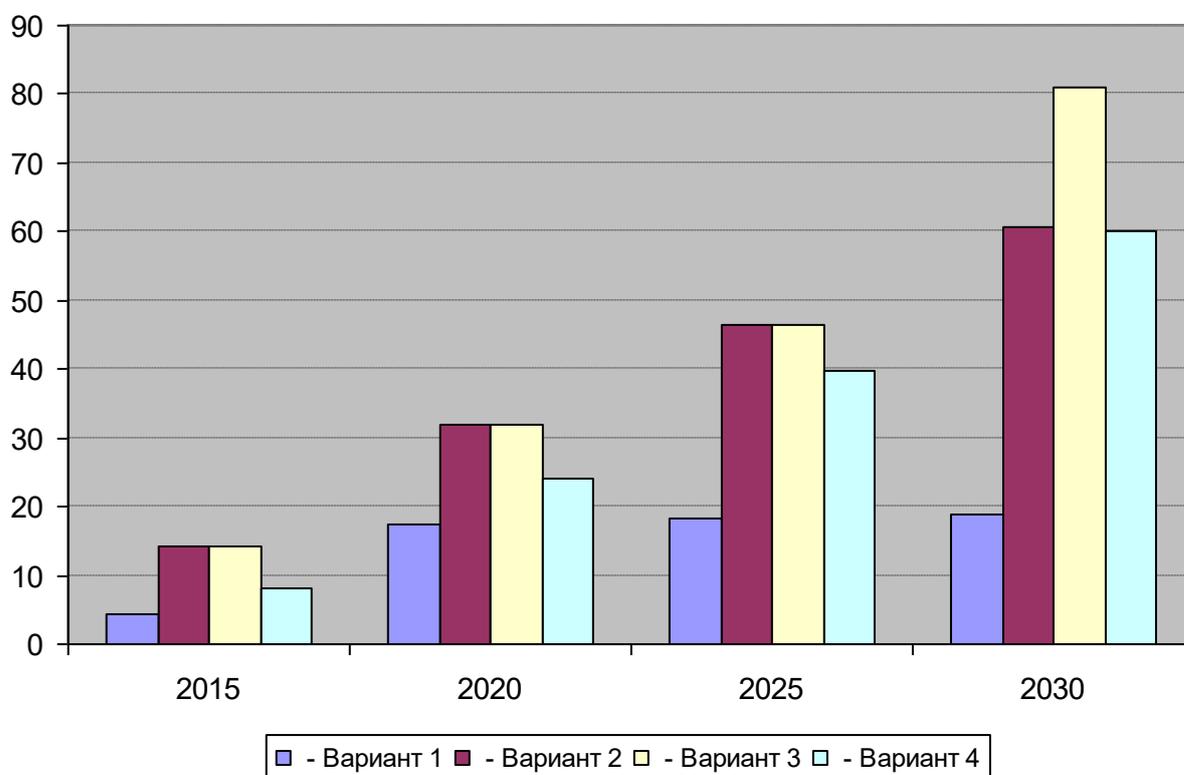


Рис. 3.59. Объемы переработки природного и нефтяного газа в оптимальном плане при различных вариантах сырьевой базы, млрд м³

Таблица 3.20 – Объемы переработки УВС и неиспользуемые ресурсы газа при различных вариантах сырьевой базы

		2015	2020	2025	2030
Переработка газа, млрд м³:	- Вариант 1	4,5	17,5	18,4	18,9
	- Вариант 2	14,3	32,0	46,6	60,6
	- Вариант 3	14,3	32,0	46,6	81,0
	- Вариант 4	8,0	24,0	39,6	60,0
Неиспользуемые ресурсы газа, млрд м³:	- Вариант 1	–	–	–	–
	- Вариант 2	31,5	27,1	13,5	–
	- Вариант 3	26,2	38,3	31,6	–
	- Вариант 4	–	–	0,4	–
Переработка нефти, млн т:	- Варианты 1–4	0,06	2,10	4,19	6,32

Обращает на себя внимание тот факт, что ресурсы сырья выбираются полностью только в 1-м и 4-м вариантах, тогда как в вариантах 2 и 3 в период 2015–2025 гг. имеет место значительное недоиспользование предполагаемой сырьевой базы. Это обусловлено «неудобной» для развития перерабатывающих производств динамикой наращивания ресурсов газа – быстрым ростом в период до 2020 г. с последующей стабилизацией (в первые 15 лет прогнозного периода заданные ограничения по рыночному спросу на конечную продукцию не позволяют полностью утилизировать имеющиеся ресурсы сырья). При этом во всех вариантах оптимального плана заданные ресурсы жидкого сырья («импорт» прямогонного бензина) полностью вовлекаются в переработку, что связано с относительно высокой ценностью получаемой продукции. Общий вывод, который вытекает из полученных результатов, заключается в том, что с точки зрения развития перерабатывающих производств, во-первых, более предпочтительным является постепенный (равномерный) рост объемов добычи газа, а во-вторых, необходимо комбинирование двух направлений развития – на основе использования ресурсов газового и жидкого углеводородного сырья. Последнее обстоятельство позволяет существенно расширить номенклатуру выпускаемой продукции и повысить ее ценность.

Проведенные расчеты показали, что объемы производства газохимической продукции (получаемой из метановой компоненты) оказываются обратно пропорциональными ресурсам газа, вовлекаемого в переработку. Наибольшие объемы выпуска газохимической продукции характерны для варианта 1, а наименьшие – для варианта 3 (рис. 3.60). При этом общая динамика объемов производства газохимической продукции в решающей степени складывается под влиянием ввода мощностей по выпуску метанола – в варианте 1 удельный вес метанола в суммарном производстве газохимической продукции достигает 75% (рис. 3.61). Но это не оказывает заметного влияния на объемы товарной газохимической продукции, которые во всех вариантах примерно оптимального плана одинаковы (табл. 3.20). Метанол в значительных объемах используется в качестве сырья для получения низших олефинов (этилена и пропилена) по процессу МТО/ОСТ, восполняя тем самым ограниченность ресурсов традиционного пиролизного сырья (этана, СУГ, прямогонного бензина), наиболее ощутимую в 1-м варианте формирования сырьевой базы.

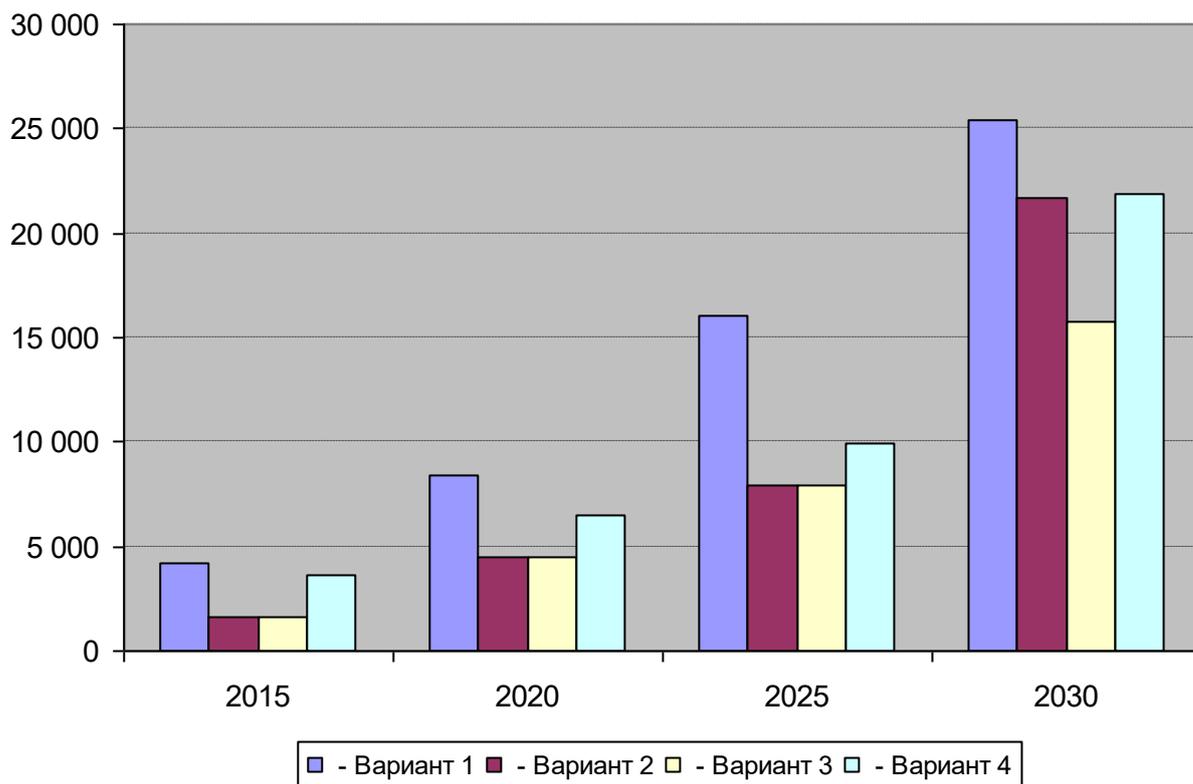


Рис. 3.60. Производство газохимической продукции

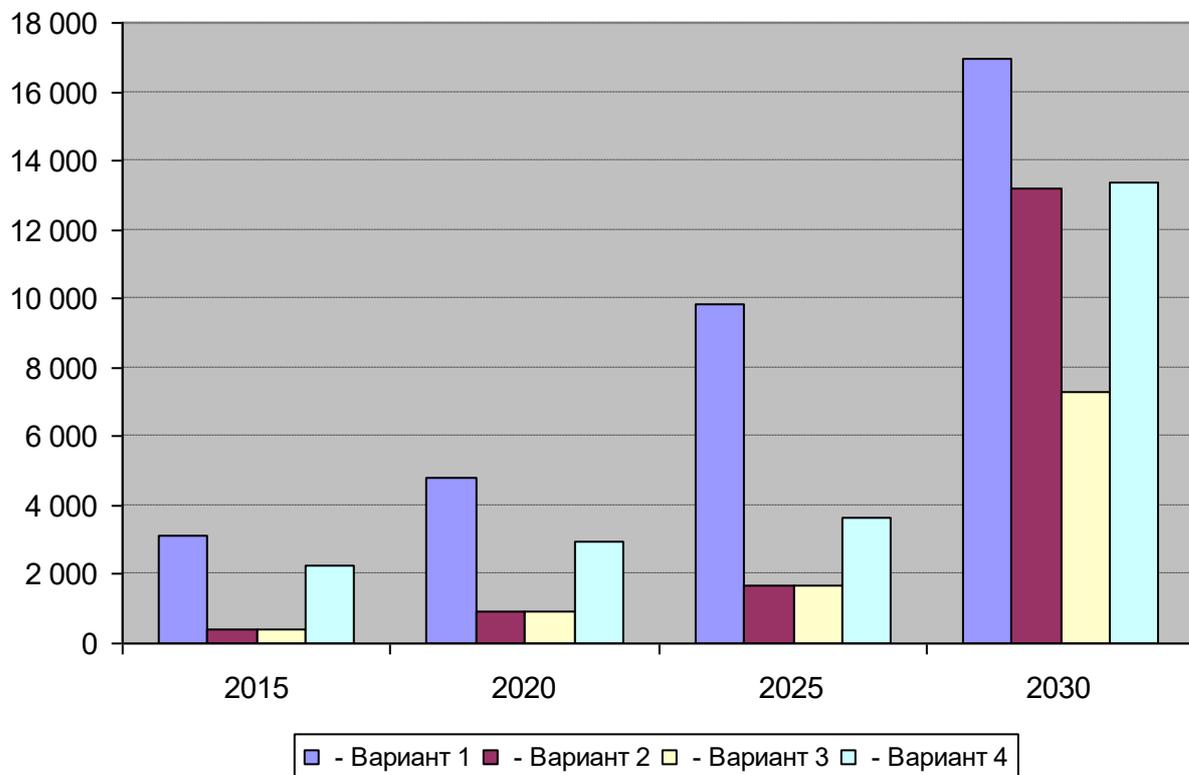


Рис. 3.61. Производство метанола

Таблица 3.20 – Объемы производства и реализации продукции при различных вариантах сырьевой базы, тыс.т

Производство / Вид продукции		2015	2020	2025	2030
Производство олефинов и ароматики	- Вариант 1	1 640	5 138	8 436	12 280
	- Вариант 2	1 712	5 336	8 584	15 793
	- Вариант 3	1 712	5 336	8 584	15 900
	- Вариант 4	1 667	5 172	8 548	15 790
Производство газохимической продукции:	- Вариант 1	4 219	8 403	16 062	25 414
	- Вариант 2	1 598	4 504	7 891	21 663
	- Вариант 3	1 598	4 504	7 891	15 744
	- Вариант 4	3 593	6 519	9 906	21 838
Производство продуктов оргсинтеза:	- Вариант 1	1 261	3 477	6 399	9 162
	- Вариант 2	1 293	3 488	6 420	11 249
	- Вариант 3	1 293	3 488	6 420	11 264
	- Вариант 4	1 278	3 482	6 415	11 249
Базовые ССП и ПВА:	- Вариант 1	1 600	4 280	6 310	9 095
	- Вариант 2	1 617	4 353	6 449	11 897
	- Вариант 3	1 617	4 353	6 449	11 998
	- Вариант 4	1 600	4 312	6 415	11 894
Реактопласты:	- Вариант 1	169	400	800	1 600
	- Вариант 2	200	400	800	1 600
	- Вариант 3	200	400	800	1 600
	- Вариант 4	200	400	800	1 600
Инженерно-технические пластмассы:	- Вариант 1	0	200	500	1 000
	- Вариант 2	50	200	500	1 000
	- Вариант 3	50	200	500	1 000
	- Вариант 4	21	200	500	1 000
Товарная газохимическая продукция:	- Вариант 1	549	1 695	2 687	2 958
	- Вариант 2	539	1 691	2 678	2 945
	- Вариант 3	539	1 691	2 678	2 942
	- Вариант 4	742	1 693	2 680	2 946
Товарная продукция оргсинтеза:	- Вариант 1	1 100	3 000	5 500	7 450
	- Вариант 2	1 100	3 000	5 500	9 500
	- Вариант 3	1 100	3 000	5 500	9 500
	- Вариант 4	1 100	3 000	5 500	9 500
Товарный топливный газ, тыс.м ³ :	- Вариант 1	655	9 208	5 646	–
	- Вариант 2	10 503	23 674	34 231	35 519
	- Вариант 3	10 503	23 674	34 231	56 244
	- Вариант 4	4 094	15 799	27 183	34 911

В вариантах 1 и 2 процесс МТО/ОСТ входит в оптимальный план начиная уже с первых лет прогнозного периода, причем в варианте 3 – с наибольшей интенсивностью (рис.3.63). Для сравнения, в вариантах 2 и 3 ввод мощностей данного процесса происходит только в последнем контрольном отрезке прогнозного периода (в 2026–2030 гг.). Вовлечение в переработку наибольших объемов газа в варианте 3 позволяет соответствующим образом нарастить и мощности пиролиза УВС – этана и пропан-бутановой фракции (рис. 3.63). Суммарные мощности пиролиза в данном варианте к концу прогнозного периода оказываются в 2,5 раза больше, чем в 1-м варианте, и примерно на 20% больше, чем в вариантах 2 и 4.

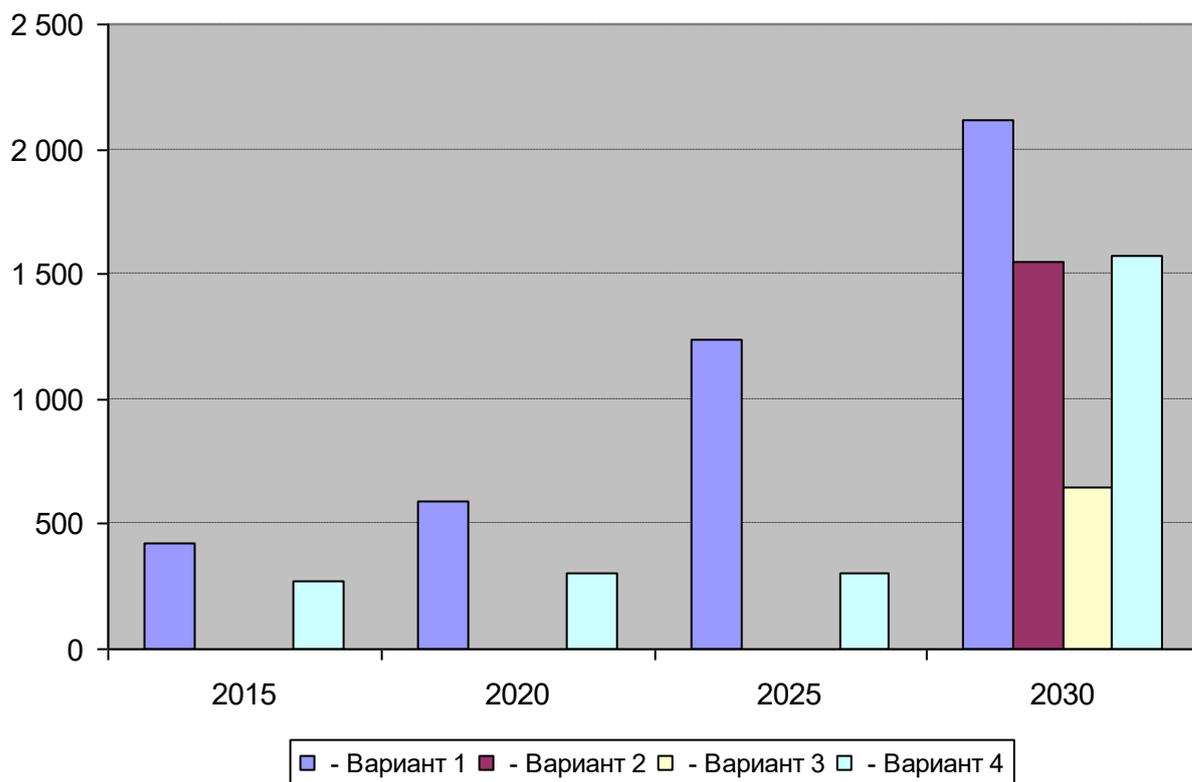


Рис. 3.62. Мощности процесса МТО/ОСТ, тыс. т/год в расчете на этилен

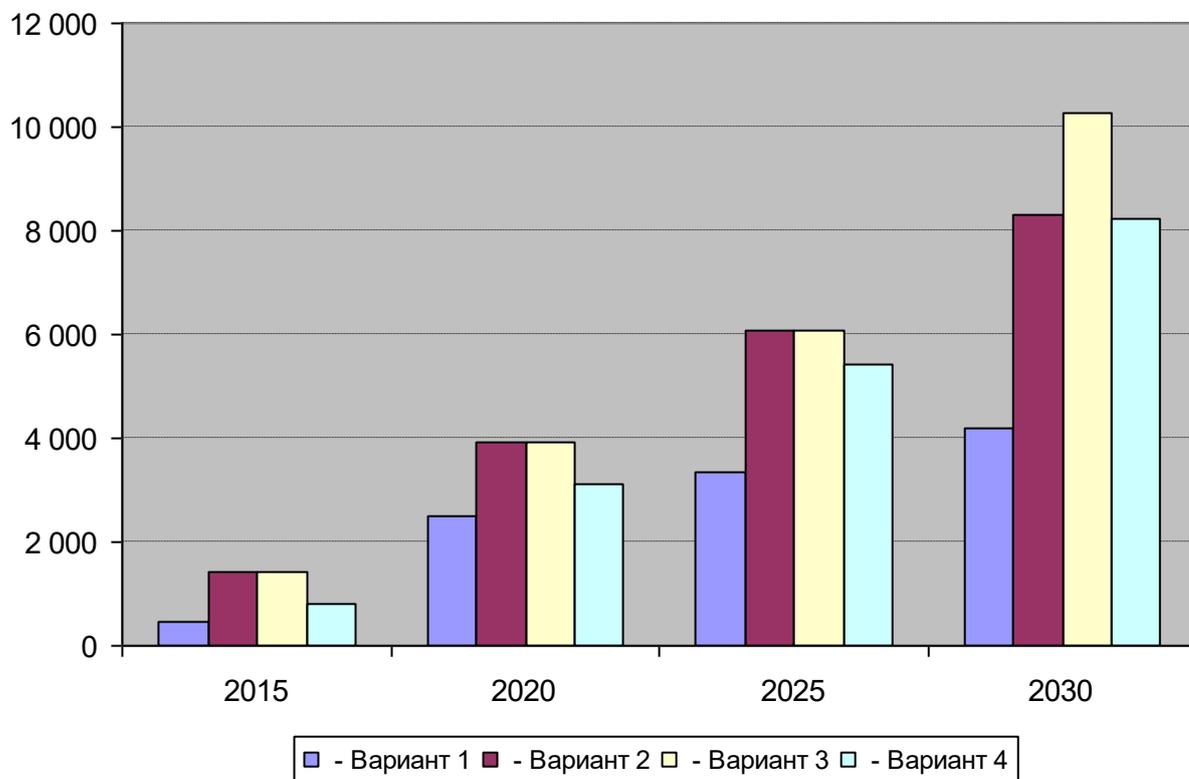


Рис. 3.63. Мощности по пиролизу УВС, тыс. т/год в расчете на этилен

Характеризуя в целом структуру производств и выпускаемой продукции по вариантам расчетов, нужно отметить, что вариабельность сырьевой базы оказывает существенное влияние только на мощности процессов по производству основных нефтехимических мономеров (соотношение мощностей пиролиза УВС и процесса МТО/ОСТ) и газохимических продуктов. При этом вариантная дифференциация по ресурсам газового сырья в существенно меньшей степени воздействуют на объемные показатели и структуру товарной продукции (табл. 3.20). Так, в вариантах 2–4 вообще не просматривается сколько-нибудь заметных различий по структуре и объемам выпуска товарной продукции, а вариант 1 отличается от остальных только некоторым уменьшением выпуска продуктов органического синтеза и базовых ССП (примерно на 20%).

Аналогичные различия между вариантами оптимального плана выявляются и при сравнительном анализе финансово-экономических показателей (табл. 3.21). Решение в варианте 1 характеризуется несколько меньшими по сравнению с остальными вариантами значениями абсолютных показателей эффективности (Ч.Т.С. – на 10%, стоимости продукции – на 16%, величины бюджетных доходов – на 14%) и инвестиций (на 20%). Но при этом во всех вариантах наблюдается очень близкий уровень рентабельности: по проекту в целом она составляет 33,5–34,5%, а В.Н.Р. инвестора находится в диапазоне 29,0–29,7%, т.е. разница между показателями по вариантам находится в пределах 1 процентного пункта.

Таблица 3.21 – Основные финансово-экономические показатели сводного проекта развития газо- и нефтехимии при различных вариантах сырьевой базы

Показатель		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Инвестиции, млн долл.					
- в ценах 2009 г.		62 674	77 718	78 466	77 696
- в ценах текущих лет		137 835	177 150	179 159	177 597
Стоимость продукции, млн долл.		1 856 713	2 215 292	2 270 263	2 187 497
Бюджетные доходы, млн долл.		289 772	334 992	340 329	332 574
Финансовые показатели					
- по проекту в целом:	- Ч.Т.С., млн долл.	55 548	62 102	62 753	60 366
	- В.Н.Р., %	33,5	34,4	34,5	33,9
- инвестора:	- Ч.Т.С., млн долл.	38 723	43 205	43 696	41 890
	- В.Н.Р., %	29,0	29,7	29,7	29,3
- государства:	- Ч.Т.С., млн долл.	16 825	18 897	19 057	18 475
	- В.Н.Р., %	–	–	–	–

Среднегодовая сумма капитальных вложений по вариантам составляет 3,1–3,9 млрд долл. США в ценах 2009 г. Для сравнения, в 2008 г. общая величина инвестиций в основной капитал по виду деятельности «Химическое производство» в России составила

110 млрд руб. (3,5 млрд долл.)¹. Таким образом, инвестиции, ежегодно требуемые для развития комплекса газо- и нефтехимических производств в Восточной Сибири, сопоставимы по своей величине с теми вложениями, которые сейчас направляются в отечественную химическую отрасль в целом. В динамическом срезе, как это показано на рис. 3.64, обращает на себя внимание, что в период 2011–2025 гг. величина инвестиций по всем вариантам примерно равна, а существенная дифференциация между показателями 1-го варианта, с одной стороны, и вариантов 2–4, с другой, обнаруживается только в последнем контрольном отрезке прогнозного периода (2026–2030 гг.).

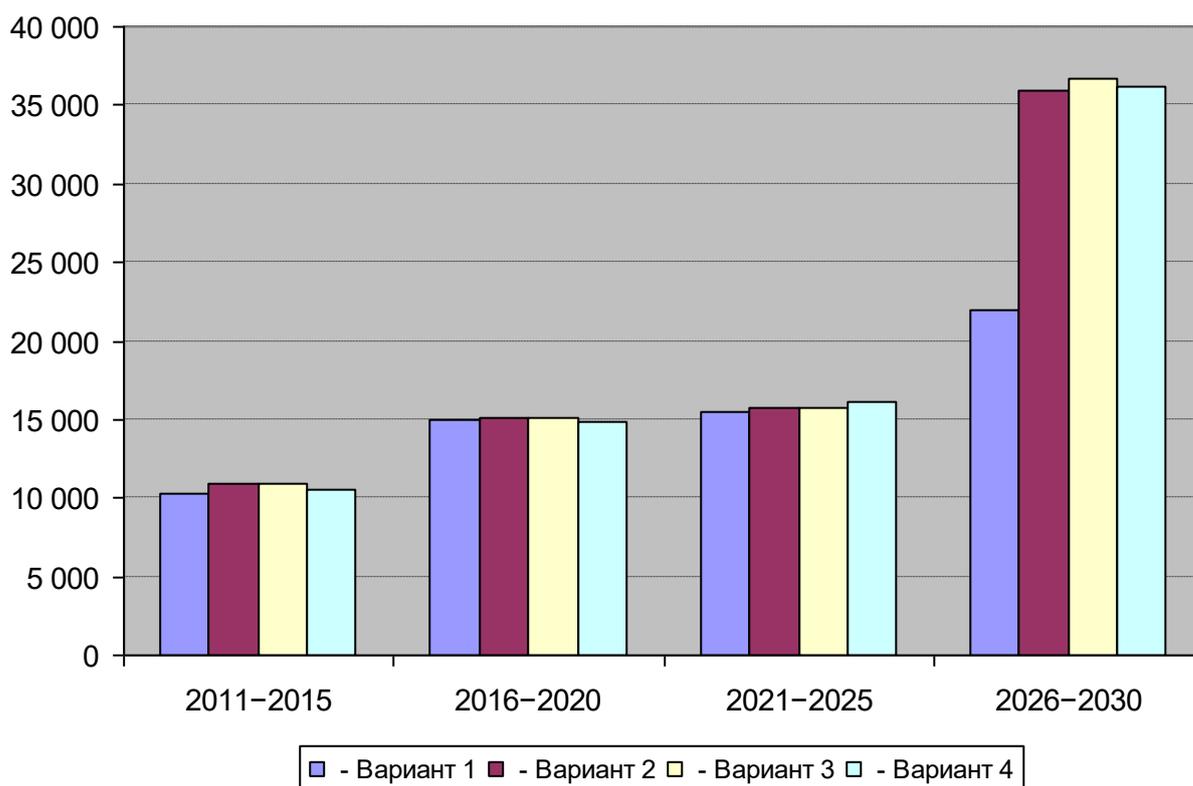


Рис. 3.64. Величина инвестиций по контрольным отрезкам прогнозного периода, млн долл., в ценах 2009 г.

В целом же на основании результатов расчетов по дезагрегированной оптимизационной модели можно сделать следующие выводы.

1. Имеющийся сырьевой потенциал Восточной Сибири (даже при минимальной прогнозной оценке добычи газа) создает широкие возможности для развития газо- и нефтехимических производств. При этом максимальный эффект может быть получен благодаря комбинированию глубокой переработки различных сырьевых компонент – газообразного и жидкого УВС.

¹ По данным Росстата – ЦБСД Росстата (<http://www.gks.ru/dbscripts/Cbsd/DBInet.cgi>).

2. Вариабельность ресурсов газа не оказывает заметного влияния на объемы и структуру конечной (товарной) продукции. Формирование оптимального плана выпуска продукции находится под решающим воздействием со стороны рыночных факторов, т.е. вероятного спроса на химическую продукцию. Ограничения по ресурсам газового сырья во многом определяют технологическую структуру производства базовых нефтехимических мономеров (низших олефинов) – либо путем пиролиза этана и СУГ, либо из метана через метанол (по технологии МТО/ОСТ).

3. Наиболее благоприятное соотношение издержек и выгод характерно для сложных видов продукции (специальных ССП – несмотря на высокую капиталоемкость производства), полиолефинов и ряда продуктов органического синтеза (уксусной кислоты, акрилонитрила, этиленгликоля). Наименее привлекательными с точки зрения продаж являются газохимические продукты (аммиак, карбамид, метанол, формалин), включение которых в оптимальный план реализации носит вынужденный характер (избыточное количество, не используемое в качестве сырья для получения сложной полимерной продукции).

4. Интегрированный проект развития газо- и нефтехимической промышленности в Восточной Сибири характеризуется в целом достаточно высокой эффективностью – общая рентабельность проекта находится на уровне 33,5–34,5%, а В.Н.Р. инвестора составляет 29,0–29,7%¹. Незначительные различия между вариантами свидетельствуют о равноэффективности различных сочетаний технологических процессов, обеспечивающих сопоставимые объемы и структуру выпуска конечной продукции. Данное обстоятельство является очень важным для выбора эффективных направлений развития отрасли в условиях неоднозначности прогнозных представлений о формировании сырьевой базы.

3.5.2. Типизация и характеристика возможных вариантов технологической структуры перерабатывающих предприятий

Представляется целесообразным сформировать несколько принципиально различающихся вариантов технологических схем ЦГПГ, позволяющих в дальнейшем комплексно (во взаимосвязи технологических процессов друг с другом) оценить эффективность направлений развития и специализации перерабатывающих производств в рамках отдельных предприятий (инвестиционных проектов).

1. Вариант газопереработки («нулевой вариант») – включает только ГПЗ без производства химической и нефтехимической продукции.

В качестве основной товарной продукции ГПЗ рассматриваются: топливный газ (СОГ); пропан-бутановая фракция (СУГ); гелиевый концентрат.

2. «Минимальный нефтехимический» вариант (Мин-НХ) – включает ГПЗ с выделением этана и комплекс нефтехимических производств на базе переработки

¹ Для сравнения: ведущие российские нефтяные компании считают приемлемой норму рентабельности инвестиционных проектов на уровне 15–20%.

этановой и пропан-бутановой фракций (пиролиз и, в том числе, переработку побочных продуктов пиролиза с получением бутадиена и ароматических углеводородов). Основными конечными продуктами являются базовые полимеры (полиэтилен, полипропилен), продукты органического синтеза и товарные продукты ГПЗ.

3. «Минимальный нефтегазохимический» вариант (Мин-НГХ) – включает ГПЗ с выделением этана, комплекс нефтехимических производств на базе переработки этановой и пропан-бутановой фракций (по аналогии с Мин-НХ), комплекс газохимических производств и комплекс производств продукции на пересечении газо- и нефтехимических технологических линеек.

В состав комплекса газохимических производств могут быть включены производства аммиака, метанола, карбамида, формалина (и их ближайших производных), а также полиацеталей (полиформальдегида). Вариант называется минимальным, так как включает только по одной крупнотоннажной установке по выпуску базовых газохимических продуктов. С целью увеличения стоимости конечной продукции комплекса в его состав включено производство дорогостоящих полиацеталей.

Состав комплекса комбинирующих производств:

- уксусная кислота – на базе метанола;
- винилацетат-мономер – на базе уксусной кислоты и этилена;
- поливинилацетат и сополимеры.

В целом состав производств по данному варианту сформирован таким образом, чтобы примерно в 2 раза уменьшить выход наименее привлекательных для реализации товарных аммиака и метанола (по сравнению с мощностями по производству).

4. Максимальный нефтегазохимический» вариант (Макс-НГХ) – включает ГПЗ с выделением этана, комплекс нефтехимических производств на базе переработки этановой и пропан-бутановой фракций (по аналогии с Мин-НХ), комплекс газохимических производств и комплекс производств продукции на пересечении газо- и нефтехимических технологических линеек (по аналогии с Мин-НГХ).

Отличие данного варианта от предыдущего состоит в том, что мощности базовых газохимических процессов выведены на максимум с целью минимизации выпуска товарного топливного газа.

5. «Максимальный нефтехимический» вариант (Макс-НХ) – включает ГПЗ с выделением этана, комплекс нефтехимических производств на базе переработки этановой и пропан-бутановой фракций, комплекс газохимических производств, производство низших олефинов на базе метанола (по технологии МТО/ОСТ), комплекс производств продукции на пересечении газо- и нефтехимических технологических линеек.

В отличие от вариантов схемы Мин-НГХ и Макс-НГХ из состава газохимического комплекса исключены аммиак и его производные. Мощности метанола выведены на максимум с целью обеспечения сырьем материалоемких процессов МТО/ОСТ и минимизации выхода товарного топливного газа.

6. «Максимальный топливно-нефтехимический» вариант (Макс-ТопНХ) – включает ГПЗ с выделением этана, комплекс нефтехимических производств на базе переработки этановой и пропан-бутановой фракций, и технологический блок на базе GTL-технологии. При этом минимизируется выход товарного топливного газа. Состав продукции процесса GTL: средние дистилляты (дизельное топливо), нефтя, сжиженные газы (пропан-бутан).

Товарной продукцией являются только средние дистилляты, а нефтя и пропан-бутановая фракция направляются на пиролиз, что позволяет почти вдвое увеличить мощности по выпуску низших олефинов в сравнении с вариантом Мин-НХ.

7. «Минимальный топливный» вариант (Мин-Топ) – включает процесс GTL на базе сырого газа в предположении, что данная технологическая схема для некоторых объектов может быть реализована непосредственно на промыслах. В данном технологическом варианте продукцией является СЖТ (для закачки в нефтепровод и частичного использования в качестве топлива на промыслах).

Финансовый анализ инвестиционных проектов строительства отдельных предприятий, технологическая структура которых была сформирована согласно приведенной выше типизации, показал, что варианты технологических схем глубокой химической переработки газа, не предусматривающие применение GTL-процессов, примерно близки по уровню эффективности. При этом в вариантах Мин-НГХ и Макс-НГХ приращение эффективности (по сравнению с производством базовых газохимических продуктов) во многом достигается за счет удлинения технологических цепочек и включения в общую производственную схему некоторых процессов по получению сложных химических продуктов. Варианты Макс-НГХ и Макс-НХ характеризуются чрезвычайно высокой концентрацией мощностей, и поэтому их практическая реализация в рамках одного или даже двух ЦГПГ представляется крайне проблематичной.

По результатам оценки (применительно к минимальному прогнозному варианту сырьевой базы), учитывающий дифференциацию условия размещения предприятий, можно сделать обобщающий вывод о предпочтительности вариантов, которые предусматривают размещение ЦГПГ в районе Карабулы (рис. 3.65). Высокая финансовая эффективность вариантов размещения перерабатывающих производств в названном пункте обуславливается благоприятными экономическими показателями одновременно и по формированию ГТС, и по развитию собственно перерабатывающих производств. Причем максимум рентабельности (В.Н.Р.) характерен для варианта, в котором предусматривается размещение части производств (метанол, GTL) непосредственно на месторождениях – наиболее удаленных, а также для обеспечения собственных потребностей газодобычи и ГТС. Высокий показатель эффективности имеет также вариант с разбивкой всего комплекса производств между двумя ЦГПГ с размещением в районах Карабулы и Усть-Кута, что достигается главным образом, за счет сокращения суммарных издержек на транспорт газа.

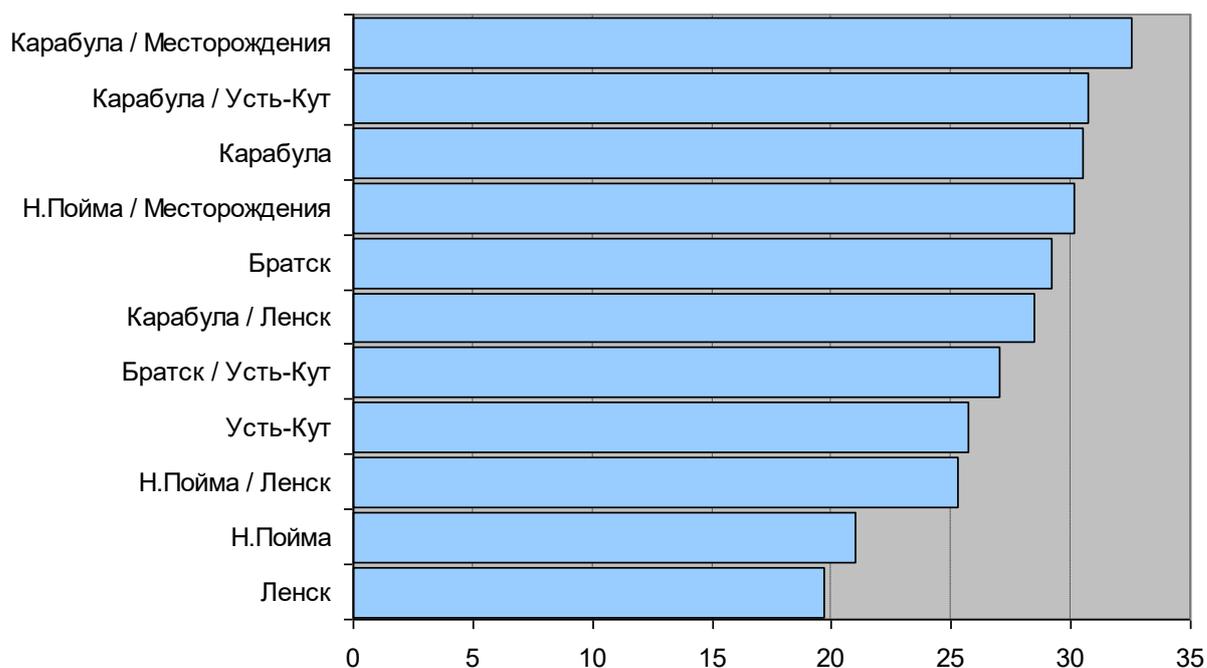


Рис. 3.65. Рентабельность проекта ЦГПГ с технологической схемой Мин-НГХ при различных вариантах размещения, %

Если не брать в расчет «нулевой вариант», то наиболее благоприятные показатели финансовой эффективности свойственны «минимальному нефтехимическому» варианту технологической схемы (рис. 3.66).

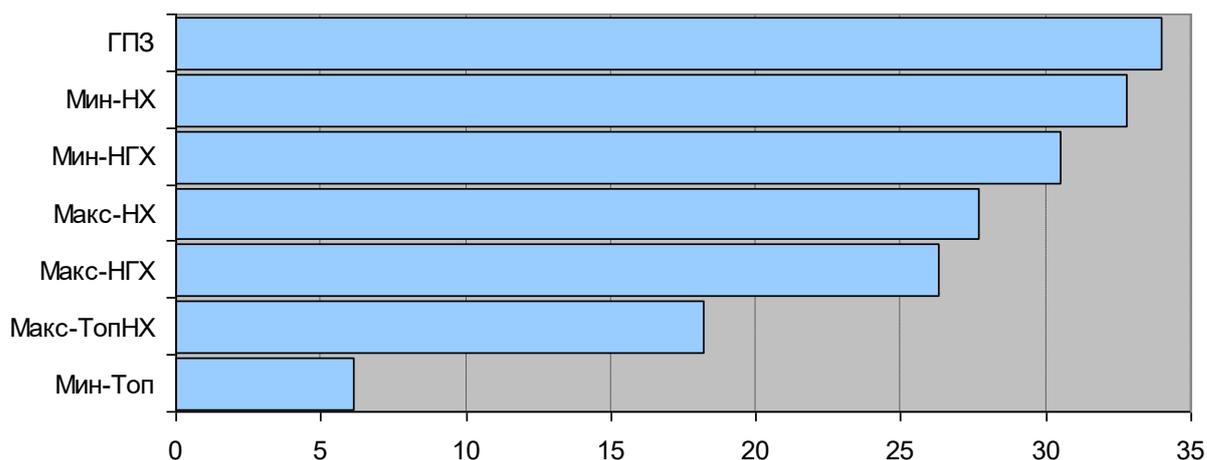


Рис. 3.66. Рентабельность проекта ЦГПГ с различными технологическими схемами при размещении в районе Карабулы, %

Однако в схеме Мин-НХ из состава производств ЦГПГ выпадает группа потенциально высокорентабельных производств – полиацеталей, винилацетата, ПВА. Поэтому дополнительные издержки по реализации технологической схемы Мин-НГХ при

формировании технологической структуры ЦГПГ представляются вполне оправданными. Данный вывод подтверждается сравнением показателей финансовой эффективности, по которым вариант Мин-НХ имеет весьма незначительное преимущество перед вариантом Мин-НГХ (примерно + 2,5 п.п. по В.Н.Р.).

Резюмируя вышесказанное можно отметить, что «перекрестный» сводный анализ оценок финансово-экономической эффективности отдельных ЦГПГ выявляет предпочтительность размещения производств по глубокой переработке газа в районе Карабулы. При этом технологическая схема перерабатывающего центра должна сочетать в себе и газохимическую, и нефтехимическую линейки с их комбинированием.

3.5.3. Рекомендации по созданию перерабатывающих производств

Опираясь на концептуальные соображения по проблемам, связанным с развитием газо(нефте)химических производств на базе ресурсов газа в Восточной Сибири, а также исходя из результатов оптимизационных расчетов и финансового анализа инвестиционных проектов отдельных предприятий, можно сформулировать следующие **выводы**.

1. Планы недропользователей по «монетизации» ресурсов газа Восточной Сибири имеют под собой вполне объективные основания, поскольку речь идет о создании крупных производств, позволяющих получать продукцию с высокой добавленной стоимостью и востребованную как на внутреннем, так и внешнем рынке.

Вместе с тем, развитие глубокой химической переработки газа представляет собой одну из важнейших задач государственного масштаба. На сегодняшний день Россия многократно отстает от других индустриальных стран мира и ведущих производителей мировых производителей нефти и газа по уровню развития химической (в частности – нефтехимической) промышленности, что препятствует решению многих задач, связанных с обеспечением устойчивого экономического роста. Это главным образом касается качественных характеристик экономического развития страны, но хорошо известно, что низкое качество роста (на базе добывающих отраслей и экспорта сырья) рано или поздно приводит к замедлению темпов и стагнации. Не имея высокоразвитой химической промышленности, трудно рассчитывать на серьезное повышение экономической и энергетической эффективности в масштабах народного хозяйства.

2. Текущий момент времени является не самым удачным для инициирования новых проектов по глубокой переработке газа. Мировой экономический кризис оказал весьма негативное воздействие на состояние рынков химической продукции и, по сути дела, обрушил рынки таких многотоннажных базовых продуктов, как метанол, аммиак, карбамид их ближайшие производные. В меньшей степени пострадали рынки полимерной продукции, поскольку в своей динамике они главным образом коррелируются с темпами экономического роста, а не с ценами на первичное углеводородное сырье (нефть и газ).

Но самая главная проблема заключается в том, что произошли неблагоприятные изменения в ценовых соотношениях между затратными компонентами (технологиями,

оборудованием) и результирующими, т.е. продукцией химической промышленности. В 2009 г. по сравнению с предыдущим стоимость нефтехимических технологий и оборудования снизилась примерно на 12% (по индексу СЕРСИ), тогда как имело место 2–3 кратное падение цен на базовые газохимические продукты, а цены на основные полимеры снизились примерно на 30–40%. Указанное изменение ценовых пропорций существенным образом снижает оценки финансовой эффективности новых проектов в связи с удорожанием инвестиций относительно стоимости продукции.

3. Другим значимым фактором, который негативно отражается на показателях финансовой эффективности перерабатывающих производств, является высокая входная цена на сырой газ, обусловленная высокими издержками на его утилизацию, прежде всего высокой капиталоемкостью создания ГТС. Данное обстоятельство заметно ухудшает расчетные показатели финансовой эффективности газо(нефте)химических проектов, а в реальной действительности ставит под сомнение возможность конкурировать на внешних рынках с ведущими производителями химической продукции (нефтедобывающими странами Ближнего и Среднего Востока, Китаем).

4. Проведенный анализ показал, что наиболее высокие показатели финансовой эффективности характерны для вариантов реализации проектов ЦГПГ с размещением в районе Карабулы (Богучанский район Красноярского края). Т.е. выявилась очевидная предпочтительность вариантов, позволяющих минимизировать транспортную составляющую в общей сумме инвестиций, что необходимо учитывать при принятии решений по вопросу о размещении перерабатывающих предприятий.

5. Различные варианты технологических схем газоперерабатывающих комплексов (за исключением схемы с GTL-процессом) характеризуются примерно одинаковым уровнем финансовой эффективности при сопоставимых условиях размещения. Но при этом технологическая схема «нефтехимического» типа (с переработкой только углеводородов C_{2+} выше) ограничивается только многотоннажными продуктами (олефинами и основными производными), тогда как эффективность схемы «газохимического» типа (на базе переработки метановой компоненты газа) удастся поднять до сопоставимого уровня лишь благодаря удлинению технологической цепочки до 3–4-й стадий передела с получением сложной продукции (в том числе в результате комбинирования с олефиновой линейкой). В целом выявляется предпочтительность направлений развития, ориентированных на выпуск полимерной продукции, включая базовые виды пластмасс (полиэтилен, полипропилен, ПВХ и др.) и полимеры специального назначения, а также продуктов органического синтеза.

6. Результаты проведенных оценок подтверждают целесообразность максимально возможного укрупнения мощностей ГТС и перерабатывающих производств с целью минимизации удельных капитальных затрат на получение конечной продукции. Именно фактор высокой капиталоемкости является тем грузом, который тянет вниз эффективность консолидированного проекта по утилизации ресурсов газа. В этой связи следует подчеркнуть, что укрупнение единичной производительности технологических установок и высокая концентрация производственных мощностей (наряду с близостью к международным транспортным коммуникациям) являются весьма значимыми факторами,

обеспечивающими высокую конкурентоспособность современной газо(нефте)химической промышленности Саудовской Аравии, Катара, Ирана, Китая и ряда других «новых химических» стран.

7. При разработке технико-экономических обоснований необходимо тщательно изучить вопрос о «химической ценности» газа в разрезе добычных объектов и, исходя из этого, принимать решения о формировании сырьевых потоков по направлениям транспорта и способам переработки. Следует также более широко подойти к вопросу о формировании технологических схем предполагаемых газо(нефте)химических комплексов. Сегодня при рассмотрении перспектив развития газохимии преобладает несколько упрощенный взгляд на проблему. Газохимия ассоциируется только с производствами аммиака, метанола, карбамида и с короткой этановой цепочкой (этилен, полиэтилен). Проведенный анализ показывает, что при выборе вероятных технологических схем для химических производств на базе нефтяного и природного газа существует чрезвычайно широкая вариабельность в области допустимых решений.

При этом нужно учитывать погрешность (и даже субъективность) любых оценок относительно рыночных перспектив того или иного продукта. Тот факт, что сегодня метанол и аммиак являются невыгодными продуктами (из-за кризисной конъюнктуры рынка) еще не означает, что ситуация не изменится уже в самые ближайшие годы. Нельзя исключать из рассмотрения ни один из базовых продуктов, поскольку это искусственным образом ограничивает область принятия решений. Например, отказавшись от производства метанола, мы «теряем» технологическую цепочку, позволяющую получать такие потенциально выгодные продукты, как полиацетали, ПВА, метилметакрилат. Отказавшись от производства аммиака, мы априори выводим из рассмотрения всю технологическую цепочку нитрильных синтезов с получением на конце АБС-пластиков и других сополимеров (имеющих цену в 1,5–2 раза более высокую по сравнению с тем же полиэтиленом).

Производства многотоннажных базовых продуктов должны составить основу технологической структуры предполагаемых газо(нефте)химических комплексов, что объективно связано необходимостью утилизации крупных ресурсов газа. Но это не равнозначно искусственному укорачиванию технологических цепочек. В условиях неблагоприятной рыночной конъюнктуры по базовым продуктам настоятельно необходимым представляется выход на получение хотя бы 2–3 видов сложной продукции высокой степени передела, что позволит улучшить финансово-экономические показатели перерабатывающих предприятий в целом.

3.5.4. Существующие предприятия химического профиля и энергетические предприятия региона – потенциальные конкуренты или вероятные партнеры?

При анализе возможностей и вариантов развития перерабатывающих производств на базе газовых ресурсов Восточной Сибири следует исходить из того, что данный проект

нельзя рассматривать как самодостаточный, реализуемый помимо каких-либо интеграционных связей и эффектов. Для этого есть множество оснований, включая:

- естественные закономерности развития газо(нефте)перерабатывающих и газо(нефте)химических производств, обуславливающие необходимость тесной кооперации между различными предприятиями по линии комплексного использования сырьевых ресурсов и формирования взаимосвязанных технологических цепочек. В основе указанного комбинирования лежат требования рационализации издержек и повышения экономической эффективности;
- наличие крупных ресурсов сырья, для полной утилизации которого необходимо создание адекватных по мощности перерабатывающих производств, счет может идти на миллионы тонн ежегодного производства химической продукции;
- «физические» и экономические ограничения на концентрацию мощностей перерабатывающих производств в границах отдельных пунктов размещения. «Физические» ограничения могут быть связаны, например, с допустимыми масштабами техногенных воздействий на окружающую среду или возможностями отчуждения земель под промышленную застройку. Экономические ограничения вытекают из того, что по мере роста концентрации мощностей могут возникать дополнительные производственные и транспортные издержки, снижающие эффективность производства.

Иными словами, существует объективная необходимость для рационального кооперирования новых газоперерабатывающих и газо(нефте)химических производств с уже существующими в регионе (и вероятно – за его пределами) предприятиями химического и энергетического профиля. Причем в рамках такового кооперирования вновь создаваемые ЦППГ Восточной Сибири по большей части будут выступать в качестве «доноров», т.е. как поставщики полупродуктов для последующей переработки и энергетического топлива.

В настоящее время комплекс производств, связанных с переработкой УВС, в Восточной Сибири представлен четырьмя крупными предприятиями, три из которых расположены в Иркутской области и одно – в Красноярском крае.

Предприятия **Иркутской области**, фактически образующие взаимосвязанный технологический комплекс:

- Ангарский нефтехимический комплекс (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания») в составе НПЗ номинальной мощностью 11 млн т/год по сырой нефти (загрузка в 2008 г. – 87%) и завода полимеров (на базе пиролизного производства ЭП-300);
- Саянский химический комплекс (ОАО «Саянскхимпром» входящий в группу «Ренова» и фактически связанный с нефтяной компанией ТНК-ВР), специализирующийся на выпуске продуктов хлорорганического синтеза (винилхлорид-мономер мощностью 270 тыс.т/год и суспензионного ПВХ – 250 тыс.т/год), хлора и каустической соды;

- химический завод в г. Усоль-Сибирское (ОАО «Усольехимпром», входящее в группу вертикально-интегрированной компании Nitol Solar, владельцами которой, в свою очередь, являются инвестиционный холдинг Ecolive, китайская компания Suntech Power – мировой лидер на рынке фотовольтаики – и Международная финансовая корпорация (IFC, институт Всемирного банка) – производитель продуктов хлорорганического синтеза (эмульсионный ПВХ – 24 тыс.т/год, трихлорэтилен, эпихлоргидрин), эпоксидно-диановых смол и других продуктов.

В Красноярском крае действует Ачинский НПЗ (мощностью 7 млн т/год по сырой нефти, входящий в состав «НК «Роснефть») – едва ли не самое молодое предприятие российской нефтепереработке, введенное в эксплуатацию в начале 1980-х годов, но имеющее технологическую схему исключительно топливного типа.

Как это ни парадоксально, но на сегодняшний день главной проблемой нефтехимического комплекса Восточной Сибири (точнее говоря – Иркутской области) является проблема сырьевого обеспечения. Установка ЭП-300 (введена в строй в 1981 г.) в составе Ангарского НХК в свое время проектировалась под мощность завода в 22 млн т/год по сырой нефти. Однако к настоящему времени, вследствие вывода из эксплуатации устаревших технологических установок номинальная производительность НПЗ в Ангарске уменьшилась ровно в 2 раза. Соответственно, сократились и объемы выпуска прямогонного бензина (нафты), используемого в качестве сырья в пиролизном производстве.

Фактическая загрузка мощности ЭП-300 в 2008 г. составила примерно 60% (выход этилена – 184 тыс. т, пропилена – чуть менее 100 тыс. т). В принципе, этого более чем достаточно для удовлетворения собственных потребностей в олефинах (производство ПЭНП – 76 тыс.т/год, и этилбензола – 55 тыс.т/год). Однако Ангарский завод полимеров технологически связан с Саянским химкомплексом по поставкам этилена (используется продуктопровод Ангарск – Саянск). В настоящее время ежегодные объемы поставок этилена из Ангарска на Саянский химкомплекс оставляют 100–120 тыс.т/год, что не позволяет полностью загрузить имеющиеся мощности по выпуску ПВХ, а тем более развивать и расширять это производство.

Чтобы «расшить узкие места» в Ангарско-Саянском нефтехимическом комплексе, необходимо или увеличить объемы выработки прямогонного бензина на Ангарском НПЗ (за счет углубления переработки нефти) или газифицировать этот комплекс – использовать в качестве пиролизного сырья продукты газопереработки (сжиженные газы, газовый конденсат).

Другая проблема существующего нефтехимического комплекса связана с высокой степенью физического износа и морального старения производственных процессов. Основные технологические установки в Саянске были введены в эксплуатацию в начале 1980-х годов, ЭП-300 в Ангарске – в 1981 г., ПЭНП – в 1978 г., стирол – в 1977 г., полистирол – в 1968 г. В лучшем случае возраст действующих производств составляет 15–17 лет, что для нефтехимических процессов можно считать «глубокой старостью».

Учитывая названные выше обстоятельства, действующие нефтехимические предприятия Восточной Сибири вряд ли можно считать прямыми конкурентами по отношению к новым газо(нефте)химическим комплексам. Скорее, наоборот, просматривается возможность для комбинирования действующих и новых производств с созданием единых технологических цепочек. При этом на действующих предприятиях могут быть значительно увеличены производственные мощности (в частности, путем комплексной реконструкции, замены устаревших установок новыми и более производительными).

Энергетические предприятия, которые могут быть связаны с новыми газоперерабатывающими производствами, в основном представлены ТЭЦ, входящими в состав энергосистем Красноярского края (ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)») и Иркутской области (ОАО «Иркутскэнерго»). Особенностью энергетических объектов такого типа является то, что они размещаются на территории крупных населенных пунктов (либо в непосредственной близости от них), что предъявляет повышенные требования к уровню экологической безопасности (прежде всего, по показателям выброса загрязняющих веществ в атмосферу).

В состав «Енисейской ТГК» входит 7 ТЭЦ (из них 4 – в Красноярске), работающих на угле (при очень незначительном потреблении мазута), общей электрической мощностью 1308 МВт и тепловой – 5140 Гкал/час. В 2008 г. они израсходовали более 7 млн т угля, 3,9 млн т у.т. Перевод указанных энергетических объектов на газовое топливо (без учета прироста мощностей) означает формирование регионального спроса на высококалорийный топливный газ в объемах порядка 3 млрд м³/год.

В состав ОАО «Иркутскэнерго» входит 8 ТЭЦ (из них 3 – в Иркутске и 2 – в Ангарске), имеющих установленную электрическую мощность в совокупности 3662 МВт и тепловую – 10211 Гкал/час. Расчетное потребление угля иркутскими ТЭЦ при загрузке мощностей, соответствующей условиям 2008 г., составляет 15,6 млн т (примерно 8,5 млн т у.т.), что эквивалентно 6,7 млрд м³ высококалорийного топливного газа.

Таким образом, суммарный потенциальный объем возможного потребления газа (СОГ) в Восточной Сибири, основанный на современных показателях расхода топлива по крупным энергетическим объектам (не считая котельных), расположенным в городах региона, составляет примерно 10–11 млрд м³/год.

По всей вероятности, энергокомпании Восточной Сибири для перевода своих электростанций на газовое топливо могут быть заинтересованы в сотрудничестве с нефтегазовыми компаниями при осуществлении проектов по развитию систем утилизации и переработки газа. Они располагают и определенным инвестиционным потенциалом, о чем можно судить на основании того интереса, который энергокомпании проявляют к приобретению активов (созданию СП) в угольной промышленности. С таким же успехом они могут участвовать в газовых проектах. Вопрос лишь заключается в цене, по какой энергетики смогут получать газ, – будет ли это выгодно им.

Следует, однако, учесть, что экологические аспекты перевода электростанций (крупных ТЭЦ в городах) с угля на газовое топливо в большей степени беспокоят

население и власти региона, нежели производителей электрической и тепловой энергии. Для последних же гораздо более важны экономические аспекты, связанные с расходами на топливо и надежностью его поставок.

3.5.5. Анализ возможных производственных связей новых и существующих производств и предприятий

Развитие перерабатывающих производств на базе ресурсов газа Восточной Сибири открывает потенциально широкие возможности для кооперирования и комбинирования с действующими химическими предприятиями, равно как и между новыми производствами. Развитие взаимосвязей необходимо хотя бы по причине вероятных пространственных ограничений на укрупнение производственных мощностей новых предприятий в районах размещения.

В основе формирования взаимосвязей между родственными перерабатывающими предприятиями должны лежать три главных принципа:

- 1) минимизация совокупных (производственных и транспортных) издержек на выпуск и реализацию конечной продукции;
- 2) построение комплексных технологических цепочек, позволяющих максимизировать суммарный выход дорогостоящей конечной продукции;
- 3) обеспечение высокой надежности функционирования всех предприятий (в частности, за счет бесперебойного снабжения сырьем всех технологических процессов).

В результате речь идет о повышении эффективности развития всего комплекса перерабатывающих производств и системы утилизации газа в целом.

Следует отметить, что практическая реализация перечисленных выше принципов комбинирования и кооперирования перерабатывающих предприятий возможна лишь на базе адекватной отраслевой инфраструктуры (системы специализированных транспортных коммуникаций), позволяющей организовать рациональные потоки сырья и полупродуктов при минимальных издержках. К сожалению, такая инфраструктура в Восточной Сибири в настоящее время отсутствует (если не считать единственного продуктопровода Саянск–Ангарск). Равно как отсутствуют и какие-либо обоснованные представления о возможных направлениях ее развития. Сегодня рассматриваются только варианты железнодорожных перевозок, что является минимально необходимой предпосылкой для развития перерабатывающих производств вообще, и (гипотетически) варианты создания продуктопроводов для транспорта сырья ($C_{2+выше}$) из северных добычных районов размещения ГПЗ в южном направлении (до Транссиба).

Крайне слабое развитие инфраструктурных систем является нашей общей проблемой. Впрочем, не только нашей – даже европейские страны серьезно отстают от США, где свыше 95% мощностей по выпуску олефинов связаны между собой системой продуктопроводов. В Европе олефинопроводы охватывают примерно 50% существующих мощностей. В настоящее время реализуется проект по созданию трансевропейской сети

олефинопроводов, рассчитанный на период до 2020 г., в рамках которого также планируется рационализировать размещение производственных мощностей (с закрытием целого ряда устаревших относительно небольших производств и созданием нескольких новых крупных комплексов).

Сейчас на практике возможности кооперирования новых производств с действующими предприятиями рассматриваются скорее в технологическом аспекте, нежели исходя из требований экономической эффективности. К примеру, это касается поставок пропан-бутановой фракции с новых ГПЗ на Ангарский завод полимеров (с использованием ж.д. транспорта) для дозагрузки сырьем технологического комплекса ЭП-300. С экономической точки зрения подобный вариант выглядит весьма сомнительным, поскольку, во-первых, сужаются сырьевые возможности для создания химических производств в составе новых перерабатывающих комплексов, а во-вторых, возрастает стоимость сырья для пиролизного производства в Ангарске. Данное решение можно рассматривать лишь как вынужденную меру (в рамках корпоративной структуры), а не реальный шаг на пути развития эффективных кооперационных связей между предприятиями.

Эффективная кооперация предполагает не только организацию потоков сырья и полупродуктов между перерабатывающими предприятиями, но и проведение согласованной (в региональном масштабе) политики по освоению месторождений УВС и утилизации ресурсов газа. Например, Ковыктинское и прилегающие к нему месторождения находятся примерно в 3 раза ближе к Ангарску и Саянску, чем например Юрубчено-Тохомская зона. Для повышения эффективности утилизации газовых ресурсов большое значение имеет и согласование графиков добычи (ввода месторождений в эксплуатацию) по объектам с созданием единой ГТС и выходом на крупный газоперерабатывающий комплекс.

В идеальном варианте должно быть предусмотрено:

- во-первых, распределение перерабатывающих мощностей между предприятиями (при максимально укрупнении отдельных технологических установок) в обширной пространственной зоне, охватывающей Богучанский район, Братск, Усть-Кут, Н.Пойму, Саянск, Ангарск;
- во-вторых, создание региональной системы продуктопроводов (для транспортировки ШФЛУ, СУГ, олефинов), соединяющей все восточносибирские предприятия друг с другом и имеющей выход в западном направлении (на Томск и Кемеровскую область).

Реализовать подобный план силами одной отдельно взятой компании попросту невозможно, и, следовательно, требуются согласованные решения и шаги со стороны всех заинтересованных участников (нефтяных компаний, «Газпрома», химических предприятий) при действенной (а не декларативной) поддержке со стороны государства.

4. Влияние газопереработки и газохимии на социально-экономическое развитие регионов Восточной Сибири

4.1. Анализ соответствия проектов освоения недр Восточной Сибири стратегическим задачам социально-экономического развития восточных регионов России

В последние годы на федеральном и региональном уровнях большое внимание уделяется разработке стратегических документов регионального долгосрочного социально-экономического развития (как субъектов Федерации, так и макрорегионов). Система стратегического планирования в восточных регионах также находится в стадии активного формирования. В общем случае она предназначена для построения механизма реализации конкурентных преимуществ территории, построения сценариев долгосрочного развития и мониторинга их реализации.

Стратегические задачи и перспективы социально-экономического развития восточных регионов России были проанализированы на основе следующих документов и материалов:

- Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утверждена Правительством РФ 17 ноября 2008 г.);
- Концепция Стратегии социально-экономического развития регионов Российской Федерации (рассмотрена на заседании Правительства РФ 30 июня 2005 года);
- Федеральная Целевая Программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья до 2013 года» (одобрена Правительством РФ, август 2007 г.);
- Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока, Республики Бурятия, Забайкальского края и Иркутской области на период до 2025 год (проект от 12 мая 2009 г.);
- Инвестиционный проект «Комплексное развитие Нижнего Приангарья» (утвержден распоряжением Правительства РФ от 30 ноября 2006 г. № 1708-р) (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 10 ноября 2007 г. № 1596-р);

- Стратегия социально-экономического развития Иркутской области на долгосрочную перспективу (рассмотрена в Министерстве регионального развития РФ 15 января 2008 г.);
- Программа социально-экономического развития Иркутской области на 2006–2010 годы (утверждена Законом Иркутской области от 26 октября 2006 г. № 68–оз);
- Основные направления социально-экономического развития Красноярского края на среднесрочную перспективу 2004–2010 годы (одобрены решением Губернаторского совета Красноярского края 22 января 2004 г.);
- Концепция социально-экономического развития Красноярского края на период до 2010 года (утверждена постановлением администрации края от 27 июня 2001 г. № 465-П);
- Программа социально-экономического развития Красноярского края до 2010 года (зарегистрирована в Министерстве экономического развития России в феврале 2005 г.);
- Концепция социально-экономического развития Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа на период до 2010 года;
- Стратегия создания нефтегазового комплекса для ускорения социально-экономического развития Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов (одобрена Советом администрации Красноярского края, май 2005 г.);
- Схема комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 года (одобрена Правительством РФ 8 февраля 2007 г.).

4.1.1. Идентификация стратегических задач социально-экономического развития восточных регионов России (на основе стратегий социально-экономического развития регионов)

В последние 10 лет практически все субъекты Федерации, в том числе и на Востоке России, разработали среднесрочные программы социально-экономического развития. Анализ данных документов показывает, что, несмотря на существенные различия по регионам, они имеют ряд общих черт, в том числе негативных.

В частности, как правило, эти стратегические документы, к сожалению, не содержат четкой программы действий, а подготовлены достаточно формально в соответствии с требованием Министерства экономического развития и торговли РФ (и по типовому макету) с главной целью – получить средства из Федерального фонда поддержки регионов. В сущности, эти документы представляют собой расширенную заявку на получение дополнительного финансирования из федерального бюджета.

Общим является и то, что ни в одном из субъектов Федерации в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, несмотря на наличие довольно обширного перечня стратегических

разработок, среднесрочные программы социально-экономического развития не являются элементом стройной и полной системы стратегического планирования региона, которой пока нет ни в одном из восточных регионов страны. Тем не менее, каждый из имеющихся стратегических документов, разработанных на региональном уровне, содержит блок обоснования целевых ориентиров и приоритетов развития на долгосрочную перспективу. Рассмотрим стратегические задачи, сформулированные в соответствующих документах восточных регионов страны.

В Красноярском крае отсутствует актуализированная на данный момент стратегия долгосрочного социально-экономического развития региона. Наиболее комплексным официальным стратегическим документом является *Программа социально-экономического развития Красноярского края до 2010 года* [Программа..., 2006]. В Программе провозглашена *основная цель* – повышение качества жизни населения края, включая увеличение реальных денежных доходов населения не менее чем в 2 раза, а также формирование благоприятной социальной среды, обеспечивающей всестороннее развитие личности.

В соответствии с Программой достижение цели предусматривается по следующим направлениям:

- эффективное развитие экономики региона путем развития приоритетных производственных отраслей, обеспечивающих высокие темпы экономического роста;
- развитие инфраструктуры жизнедеятельности, создание условий для сохранения и развития человеческого потенциала, повышения эффективности предоставления населению социальных услуг;
- развитие северных территорий;
- организационная и нормативно-законодательная деятельность, направленная на повышение конкурентоспособности региона, создание благоприятного предпринимательского и инвестиционного климата, развитие инфраструктуры бизнеса, совершенствование системы государственного управления.

Практически все сформулированные в Программе стратегические задачи имеют отношение к освоению недр территории, в том числе к реализации проектов по освоению углеводородных ресурсов. Среди них можно отметить:

- преодоление моноотраслевой структуры экономики путем ее диверсификации и повышения конкурентоспособности на основе опережающего развития обрабатывающих отраслей и производств по выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью (добыча углеводородных ресурсов и их переработка рассматриваются как диверсифицирующие отрасли специализации в экономике региона);
- повышение эффективности использования природных ресурсов за счет развития перерабатывающих отраслей;
- увеличение производства продукции, ориентированной на удовлетворение внутрикраевого спроса в сфере производства и потребления;

- развитие инновационной деятельности посредством создания краевой инновационной инфраструктуры и целевой подготовки кадров, обеспечивающих использование научных разработок в техническом перевооружении и создании новых производств (сложные географические и природно-климатические условия, а также геологические характеристики залежей на территории края диктуют резкий рост значения фактора инноваций при освоении нефтегазовых ресурсов);
- развитие транспортно-коммуникационного комплекса и создание Красноярского мультимодального транспортного узла (транспортная доступность новых индустриальных площадок является одним из ключевых факторов развития экономики региона, в первую очередь, северных территорий).

Более детально и предметно увязка целей социально-экономического развития края и перспектив освоения углеводородного потенциала на его территории выполнена в *Стратегии создания нефтегазового комплекса для ускорения социально-экономического развития Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов* [Стратегия..., 2005]. При подготовке данного документа сделана попытка в явном виде объединить и синхронизировать усилия федеральных и региональных структур власти и бизнеса с целью обеспечения баланса интересов. В соответствии с этим при разработке Стратегии были приняты следующие критерии:

- приоритет общегосударственных и социально-экономических интересов;
- обеспечение региональных интересов (рост индикаторов качества жизни населения за счет создания и развития нового для края комплекса отраслей промышленности, сохранение традиционного хозяйственного уклада малочисленных коренных народностей Севера и обеспечение им доступности к современным услугам и возможностям, эффективное использование нефтегазового потенциала, минимизация экологических последствий освоения нефтегазовых ресурсов и экологической безопасности);
- учет и обоснование баланса интересов Российской Федерации, объединенного Красноярского края, недропользователей.

При этом в качестве региональных целевых ориентиров и показателей роста качества жизни (к 2015 г.) на территории развития нефтегазового комплекса выбраны следующие:

- по доходам, обеспеченности жильем, связью, медицинским обслуживанием населения – достичь уровня Ханты-Мансийского автономного округа;
- качество жизни коренных малочисленных народов Севера приблизить к качеству жизни аборигенов Аляски;
- резко улучшить экологическую ситуацию в Красноярском промышленном районе. При этом необходимо частично перевести центральные районы края на газ.

В результате предложен комплекс мероприятий, обеспечивающих достижение стратегической цели, и оценен интегральный социально-экономический эффект от прироста налогооблагаемой базы и размещения трудовых ресурсов.

Стратегия предусматривает поэтапный ввод в эксплуатацию нефтепроводов, газопроводов и соответствующих нефтегазовых месторождений к 2012–2015 гг. Предполагается создание двух новых крупных центров нефтегазодобычи (один на юге Эвенкии и в Приангарье, второй – на северо-западе Красноярского края и Таймырского автономного округа) и газоперерабатывающее производство с извлечением концентрата гелия. По мнению разработчиков, это позволит обеспечить экспортные поставки нефти и газа, подготовить минерально-сырьевую базу углеводородов на длительную перспективу.

В Стратегии обоснованы и оценены основные ожидаемые от ее реализации *социально-экономические эффекты* для территорий объединенного Красноярского края: появление новых мощных отраслей с развитой транспортной инфраструктурой; значительное расширение доходной базы бюджета; появление дополнительных рабочих мест; полное удовлетворение потребностей региона в нефтепродуктах и газификация крупных промышленных центров.

В частности, поступления в федеральный бюджет от добычи нефти и газа оцениваются в сумме 20,7 млрд долл. США, от реализации продукции газоперерабатывающих и газохимических производств – в 2,0 млрд долл. и от лицензирования нераспределенного фонда недр – в 3,3 млрд долларов. Интегральный бюджетный эффект для территории объединенного Красноярского края к 2017 году оценивается в 1,7 млрд долларов.

По оценкам разработчиков создание нефтегазового комплекса будет стимулировать экономический рост в сопряженных отраслях таких как строительство, транспорт и связь, услуги. Мультипликативный эффект экономического роста территорий, охватываемых Стратегией развития нефтегазового комплекса, по различным оценкам может составлять от 30 до 70% доходов основных статей бюджета. Развитие нефтегазового комплекса позволит: создать новые рабочие места; активизировать рост производства в машиностроении и металлургии, изготовлении строительных материалов; осуществить ряд действенных социальных программ для коренных и малочисленных народов, малообеспеченных слоев населения автономных округов. Кроме того, реализация программы лицензирования обеспечит заметный приток инвестиций на этапах приобретения прав пользования недрами на участках нераспределенного фонда, а также разведки и освоения запасов и ресурсов УВС.

Среди других крупных социально-экономических эффектов отмечены следующие ожидаемые результаты реализации проектов, включенных в Стратегию:

- значительный рост (в 1,5–2 раза) расходов консолидированного бюджета на душу населения и рост среднедушевых доходов;
- существенное повышение инвестиционной привлекательности и возрастание притока инвестиций в Красноярский край;

- снижение диспропорций между экономикой Красноярского края (без округов) и Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов за счет резкого роста промышленного производства в нефтегазовой и сопутствующих отраслях.

В то же время значительное внимание уделено проблемам реализации Стратегии, в частности, *экологическим рискам создания нефтегазового комплекса* на территории региона, и необходимым шагам и мерам, которые призваны их снизить. Признается, что нефтегазовый комплекс неизбежно увеличивает техногенную нагрузку на природную экосистему. Причем, учитываются не только прямые воздействия на экосистемы строительства и функционирования предприятий нефтегазового комплекса, но и такие как:

- несанкционированное изъятие ресурсов (древесного сырья, недревесных лесных ресурсов, животных, птиц и рыб) населением и обслуживающим персоналом вследствие увеличения транспортной доступности территории; уменьшение биоразнообразия и плотности животного населения территории;
- проявление фактора тревоги у животных и птиц в связи с увеличением антропогенной нагрузки и хозяйственной деятельностью, перемещение популяций животных в другие районы, уменьшение емкости охотничьих угодий на данной территории;
- увеличение рисков пожаров в связи с ростом числа лиц, посещающих данную территорию.

Поэтому в Стратегии отмечается, что «краеугольным камнем стратегии создания и развития нефтегазового комплекса должна стать экологическая составляющая (экологизация всех технологических процессов, минимизация и даже полный запрет на выбросы и загрязнения водной среды, запрет технологий без очистных сооружений, снижение уровня шума, минимизация территорий, занятых под технологические установки и т.д.)» [Стратегия..., 2005]. С этой целью в качестве первоочередной меры предлагается принять краевой закон «Об экологической безопасности и допустимом воздействии на окружающую среду при создании Красноярского нефтегазового комплекса», с самого начала разработать требования по обеспечению экологической безопасности (с учетом региональных особенностей), предусмотреть создание хорошо оснащенных лабораторий и систем контроля, а также ориентироваться на привлечение эффективных и надежных технологий (и технических средств) высокого современного уровня.

Другим серьезным риском в освоении нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири является *нехватка квалифицированных кадров в регионе* – геологов, геофизиков, буровиков, строителей, которые потребуются для широкомасштабного освоения нефтегазового потенциала. Их подготовка, а также организация жизни в суровом климате требует немалых расходов. Региональные власти разрабатывают и реализуют конкретные шаги для решения этой проблемы.

Так, после одобрения Стратегии Советом администрации края губернатор края подписал распоряжение о создании рабочей группы по разработке предложений по

организации в регионе института нефти и газа с целью ускоренного обеспечения Красноярского края квалифицированными специалистами нефтегазового комплекса. С учетом того, что традиционные центры подготовки нефтяников (Москва, Томск, Тюмень, Уфа, Казань, Пермь) профессионально ориентированы на Западную Сибирь и европейскую часть России, были созданы с началом интенсивного проведения ГРП в конкретных регионах и учитывали потребности именно этих регионов. В свою очередь, Красноярский институт нефти и газа ориентирован на максимальное использование имеющегося потенциала сибирских высококвалифицированных специалистов-производственников, обладающих опытом поиска, разведки и освоения месторождений в Восточной Сибири. В настоящее время Институт нефти и газа (в рамках Сибирского федерального университета) готовит специалистов для профессиональной деятельности в научных, конструкторско-технологических и промышленных организациях авиатопливообеспечения, предприятий сервиса и фирменного обслуживания мобильных и стационарных технических средств газо-, нефте-, топливообеспечения, буровых предприятий НГС.

Стратегия социально-экономического развития Иркутской области до 2023 года [Стратегия..., 2008] позиционирует область как опорный регион для проектов нового освоения Забайкалья и Дальнего Востока. Разработана Стратегия с учетом анализа динамики развития АТР, тенденций и прогноза долгосрочного развития РФ, а также корпоративных изменений в базовых отраслях экономики региона.

В данном документе *стратегической целью* государственной политики по социально-экономическому развитию на долгосрочную перспективу заявлено повышение конкурентоспособности региона и рост на этой базе благосостояния жителей региона. Для достижения этой цели предложено три основных сценария долгосрочного развития – инерционный, новой индустриализации и капитализации Байкала.

Примечательно, что при любом из сценариев развития газовая отрасль не становится основной отраслью специализации, но входит в число ключевых отраслей экономики Иркутской области, имеющих наилучшие шансы для своего развития наравне с другими отраслями топливной промышленности, химической и нефтехимической промышленностью, черной и цветной металлургией и лесным комплексом.

При этом с одной стороны, отмечаются риски специализации на выпуске сырья и продукции его первичной переработки, что создает сильную зависимость социально-экономической ситуации в области от конъюнктуры на товарно-сырьевых рынках, особенно при реализации сценария инерционного развития. Показано, что в этих условиях для области реальны риски отставания по уровню развития от основных российских территорий. По экспертным оценкам, разрыв между территориями в темпах роста ВРП может вырасти до 2,5–3 раз. Связано это с тем, что поставка сырья в западном направлении на внутренний рынок РФ и на более зрелые, чем АТР, рынки будет сталкиваться с большим количеством ограничений, связанных как с альтернативными поставками внутри страны из источников, ближе расположенных к центрам потребления, так и с инфраструктурными ограничениями. Скорее всего, в этом случае многие новые

проекты будут проигрывать по привлекательности инвестиций уже реализуемым на территории других регионов.

С другой стороны, даже при реализации сценария, предполагающего усиление сырьевого сектора (в том числе за счет освоения большого углеводородного потенциала территории), видятся возможности для дополнительного социально-экономического роста, включая появление новых видов экономической и социальной деятельности. Но для того чтобы сгенерированный в сырьевом секторе экономики поток доходов привел к появлению в регионе новых видов экономической и социальной активности, необходимо, во-первых, выбрать основную базу для генерации долгосрочного экономического роста и, во-вторых, сформировать соответствующие условия для запуска и ускоренного развития альтернативного сектора экономики.

Однако признается, что в реальности состояние региональной инновационной системы в настоящее время не позволяет генерировать долгосрочный экономический рост региона. Создание мощной инновационной системы – долгий и очень ресурсоемкий процесс, и рассчитывать на качественное изменение ситуации в среднесрочной перспективе не представляется возможным. Накопленное отставание в технологическом развитии Иркутской области от других российских территорий приводит к тому, что региональный модуль инновационной системы не может обеспечить масштабность инновационно-технологического развития.

Как альтернативный инерционному сценарию, в Стратегии рассматривается сценарий новой индустриализации, делающий ставку на создание новых высокотехнологичных производств по глубокой переработке сырья. «Ядром конкурентоспособности» в данном сценарии должны стать химическая промышленность, нефтегазохимия, обогащение урана, лесопереработка и лесохимия. В первую очередь, речь идет о достраивании высоких переделов в отраслях, в которых уже сформировались или находятся на стадии формирования эффективные территориально-производственные кластеры. В частности, учитывая перспективные инвестиционные проекты, в качестве таковых могут выступать крупные добывающие проекты в нефтегазовой сфере и создаваемые на их основе мощные перерабатывающие комплексы.

Тем не менее, при сопоставлении сценариев новой индустриализации и капитализации Байкала в Стратегии предпочтение отдается второму. Он выигрывает сразу по нескольким параметрам:

- с точки зрения пределов роста;
- по устойчивости развития (вовлечения воспроизводимых ресурсов);
- в вопросах формирования более развитого и дифференцированного рынка труда;
- с точки зрения ориентированности на создание современной среды жизни, обеспечивающей собирание мобильной рабочей силы;
- с позиций повышения значимости региона в стране и в мире.

Показано, что сценарий новой индустриализации не обеспечивает достижение основной цели – обеспечение глобальной конкурентоспособности, не решает основных проблем, имеет много негативных долгосрочных последствий и не генерирует качественных изменений экономики области. На первый взгляд стратегия усиления использования традиционных ресурсов – более реалистичный вариант действия органов государственной власти области. Однако когда страна находится в ситуации перехода к новому качеству экономического роста, а источники текущего роста распределяются по территории неравномерно, ставка в государственной политике развития региона на удержание ситуации будет увеличивать риск утраты областью конкурентоспособности. Новые ресурсы роста будут концентрироваться вне ее границ. Область будет интегрироваться в глобальную экономику по самой невыгодной для нее модели.

Отмечается, что в связи с запуском на территории Иркутской области ряда проектов, связанных с добычей и транспортировкой сырья, возрастает необходимость опережающей про-активной государственной экологической политики как на уровне Российской Федерации, так на региональном уровне – в первую очередь обеспечения экологической безопасности и ответственности экспорта и транспортировки нефти и газа. В качестве наиболее актуальной задачи названо создание системы обязательного страхования экологических рисков, запуск экономических и финансовых механизмов компенсации ущерба при транспортировке нефти – аналогов американского Oil Pollution Act 1990 г., принятого, несмотря на сопротивление нефтяных корпораций, после катастрофы танкера Exxon Valdez. Пренебрежение экологическим фактором в ближайшие годы может оказать негативное воздействие на инвестиционную привлекательность региональной экономики, особенно с учетом перспектив привлечения инвестиций в развитие разведки, добычи и транспортировки углеводородов и иных природных ресурсов.

Для сохранения и улучшения состояния природной среды в Иркутской области предусмотрено:

- реализовать комплекс проектов по устранению последствий серьезных экологических нарушений и проблемных ситуаций в ряде территорий;
- усиливать природоохранное регулирование и экологический контроль;
- выставление в качестве обязательного требования к проектированию новых энергогенерирующих мощностей в регионе использование новых более экологичных технологий; внедрение новых экологических стандартов производства;
- формирование специальных государственно-частных партнерств для реализации органами государственной власти и добывающими предприятиями (природопользователями) экологических проектов и программ, как это делается, например, в отдельных землях Германии.

В целом можно заключить, что суть всех документов и аналитических материалов, подготовленных с участием региональных властей Иркутской области, состоит в том, что формирование нефтегазового комплекса должно продвинуть область к подъему уровня и улучшению качества жизни населения, к изменению демографической обстановки при

реализации любого из рассмотренных сценариев социально-экономического развития территории. Среди угроз и рисков основное внимание уделяется закреплению сырьевой специализации и экологии.

Комплексным документом, интегрирующим аналитические, прогнозные и стратегические проработки макроэкономической, социальной, отраслевой и территориальной направленности развития *Республики Саха (Якутия)* является *Схема комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики до 2020 года* [Схема..., 2007]. Целью Схемы является обоснование долгосрочных стратегических направлений, приоритетов и сбалансированных сценариев развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики, обеспечивающих устойчивое социально-экономическое развитие, совершенствование пространственной организации, рост уровня жизни населения, повышение роли Республики Саха (Якутия) в экономике страны и Дальневосточного округа на основе оптимального использования ее природно-экономического потенциала и конкурентных преимуществ.

Действующие республиканские программы социально-экономического развития в значительной степени исходят из положения об инерционности среднесрочного развития Якутии. Схема делает акцент именно на радикальные структурные сдвиги между видами экономической деятельности, внутри социальной сферы, в размещении производительных сил в пространстве Республики, которые ожидаются в Якутии в прогнозный период.

В отличие от среднесрочных программ социально-экономического развития, она определяет долгосрочные приоритеты, конкретные по направлениям, и общую стратегию социально-экономического развития, увязанную с приоритетами национального и межрегионального уровня. Большое внимание уделяется инвестиционным проектам национального масштаба, а не частным деталям отдельных направлений экономического и социального развития Республики и ее муниципальных образований.

Схема состоит из трех блоков. Во-первых, предполагается модернизация традиционных для республики отраслей промышленности. Во-вторых, намечается создание новых производств (развитие нефтедобычи и переработки с выходом на экспорт, построение центра газодобычи, добычи коксующегося угля, а также урана и железа). В-третьих, большое внимание уделяется формированию инфраструктуры.

Среди основных задач социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) на период до 2020 г. Схемой намечено осуществление масштабной диверсификации экономики с опорой на топливно-энергетический блок, развитие существующих и создание новых направлений в минерально-сырьевом комплексе.

В качестве ключевых направлений определены развитие нефте- и газодобычи, электроэнергетики (в части развития генерирующих мощностей и интегрирующих сетей электропередач), угольной промышленности, перерабатывающих нефтегазо- и углехимических производств, развитие транспортного комплекса. Причем, предполагается структурная перестройка республиканской экономики за счет ускоренного роста отраслей топливно-энергетического комплекса, ориентированных на мировые рынки нефти и газа

(в том числе, освоение и выход на проектную мощность Талаканского нефтегазоконденсатного, Чаяндынского газоконденсатного месторождений).

Также как и в стратегических документах других восточных регионов указывается на необходимость развития и совершенствования системы охраны окружающей среды с целью рационального использования природных ресурсов и сохранения уникальной природы региона.

Реализация положений Схемы предусматривает формирование условий, при которых возможно привлечение в экономику Республики крупных стратегических инвесторов, ориентированных на эффективные методы эксплуатации минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов.

4.1.2. Перспективы социально-экономического развития восточных регионов России в видении федерального центра

Стратегические документы, разработанные на федеральном уровне, отмечают исключительную важность восточных регионов страны. Ускоренное развитие экономики Сибири и Дальнего Востока названо одним из основных приоритетов государственной политики на предстоящую перспективу. В частности, государство сделало ставку на освоение новых нефтегазоносных провинций Восточной Сибири, Якутии, Дальнего Востока, шельфа северных и дальневосточных морей. Заявленные приоритеты в явном виде выражены в виде поддержки развития Дальнего Востока, Забайкалья и некоторых районов Восточной Сибири: приняты программные документы долгосрочного развития [Стратегия..., 2009; Федеральная целевая программа..., 2007; Энергетическая стратегия..., 2009], в соответствии с которыми выделяются инвестиционные ресурсы; приняты поправки к налоговому законодательству, предоставляющие недропользователям льготы при освоении месторождений в границах этих провинций.

В основе избранного курса по отношению к восточным регионам лежат по преимуществу геополитические интересы – стремление правительства за счет энергоресурсов укрепить позиции России в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Для экономики данного региона характерен динамичный рост, даже в условиях кризиса (особенно для Китая). При решении задачи восстановления глобальной роли России поистине стратегическое значение приобретают комплексный подъем и развитие экономики и социальной сферы восточных регионов России, чтобы «Восток России развивался опережающими темпами как неотъемлемая часть экономической системы страны, а не трансформировался в преимущественно сырьевой придаток соседних азиатских стран» [Материалы..., 2009].

Из экономических мотивов просматривается желание диверсифицировать экспортные рынки сбыта нефти и газа. Установка на формирование экономики, конкурентоспособной на мировом уровне, требует поддержания сбалансированных многовекторных экономических отношений с европейскими, азиатскими, американскими и африканскими экономическими партнерами. Одно из важных направлений, предлагаемых в *Концепции долгосрочного развития России* [Концепция..., 2008], является

закрепление и расширение глобальных конкурентных преимуществ России в таких традиционных сферах как энергетика, транспорт, аграрный сектор, переработка природных ресурсов. В том числе это направление предполагает:

- обеспечение стабильности и расширение поставок энергоресурсов крупнейшим мировым потребителям, географическую и продуктовую диверсификацию энергетического экспорта;
- переход от экспорта первичных сырьевых и энергетических ресурсов к экспорту продукции их глубокой переработки,
- формирование конкурентоспособной транспортной инфраструктуры, обеспечивающей реализацию транзитного потенциала российской экономики.

Существенное значение имеют и экономические факторы внутреннего свойства. Прежде всего, следует сказать об обеспечении надежного энергоснабжения восточных регионов страны (в первую очередь, нефтеснабжения, поскольку сейчас значительные объемы нефти на дальневосточные заводы приходится транспортировать из Западной Сибири по железной дороге). Но этим народнохозяйственное значение нефтегазовых ресурсов этой территории не ограничивается. Освоение указанных ресурсов является одним из важнейших факторов динамичного общего социально-экономического развития восточных регионов страны.

Таким образом, перспективы развития восточных регионов в видении федерального центра исходят, с одной стороны, из общегосударственных интересов, а именно способствуют:

- социально-экономическому развитию национальной экономики;
- повышению качества жизни населения за счет газификации страны;
- увеличению налоговых поступлений в федеральный и региональные бюджеты;
- продвижению геополитических интересов через координацию экспорта газа;
- экологической безопасности и рачительному использованию всех природных ресурсов (в том числе попутного газа).

С другой стороны, способствуют решению задач социально-экономического развития конкретных регионов на востоке страны. В число таких задач входят:

- газификация регионов, переход на экологически чистое топливо;
- предотвращение оттока населения за счет создания новых рабочих мест, борьба с бедностью;
- развитие инфраструктуры;
- развитие отраслей региональной промышленности с высокой добавленной стоимостью.

В основном стратегическом документе страны – в *Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г.* [Концепция..., 2008] – перспективам социально-экономического развития восточных регионов уделено большое внимание. И этому предшествует серьезное обоснование, поскольку Концепция,

в том числе, основывается на основных положениях *Бюджетной стратегии до 2020 года, Энергетической стратегии до 2030 г., Транспортной стратегии до 2030 г., Прогноза развития науки и техники, Внешне-экономической стратегии, Стратегии регионального развития, Концепции демографической политики и др. стратегических документов, утвержденных и разрабатываемых на федеральном уровне.*

Так, в *Энергетической стратегии России на период до 2020 года* [Энергетическая стратегия..., 2008] была поставлена задача – обеспечить полное воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородных ресурсов страны. Показано, что решить ее можно только за счет интенсивного освоения новых регионов добычи. Как правило (и Россия является тому ярким примером), новые регионы характеризуются худшими природно-климатическими и горно-геологическими условиями, нежели освоенные, и отсутствием развитой индустрии. Одним из крупнейших таких регионов в России является Восточная Сибирь, в недрах которой сосредоточены значительные ресурсы нефти и газа.

В *Концепции развития России до 2020 г.* в качестве первого вызова, отражающего мировые тенденции и внутренние барьеры развития, названо усиление глобальной конкуренции, охватывающей не только традиционные рынки товаров, капиталов, технологий и рабочей силы, но и включающей системы национального управления, поддержки инноваций, развития человеческого потенциала.

Одной из важнейших нерешенных проблем назван высокий уровень социального неравенства и региональной дифференциации. Соответственно, одним из целевых ориентиров долгосрочного развития является ***сбалансированное пространственное развитие***, что подразумевает формирование новых территориальных центров роста как в районах освоения новых сырьевых ресурсов, так и в традиционных регионах концентрации инновационного, промышленного и аграрного потенциала России.

Так, в Концепции указывается, что «после 2012 г. растущий вклад в региональное развитие будут вносить перспективные центры экономического роста, к которым относятся агломерации и индустриальные центры большого Поволжья, южного и среднего Урала, города Сибири с высоким уровнем развития человеческого капитала и потенциалом развития инновационной экономики, порты Севера и Дальнего Востока, новые центры освоения и переработки природных ресурсов ...».

К развитию восточных регионов также напрямую относится сформулированная в Концепции цель создания разветвленной транспортной сети, обеспечивающей высокий уровень межрегиональной интеграции и территориальной мобильности населения.

В частности, транспортное освоение Нижнего Приангарья [Инвестиционный проект..., 2007] и возрождение значимости Северного морского пути отвечают целям России по сохранению своей геополитической значимости на евроазиатском континенте. Важно, что в процессе освоения ресурсов Нижнего Приангарья и создания там комплекса взаимосвязанных производств должны быть задействованы другие районы края, что может обеспечить значительный мультипликативный эффект от реализации данного инвестиционного проекта на территории Красноярского края.

В полной мере учитывается тот факт, что уровень развития транспортной инфраструктуры является одним из факторов, сдерживающих экономическое развитие восточных регионов. При этом развитие транспортной инфраструктуры, в частности Иркутской области, может рассматриваться в двух аспектах. Во-первых, развитие транспортной инфраструктуры необходимо для освоения природных ресурсов самой Иркутской области, так как значительная часть этих ресурсов (в т.ч. запасы нефти и газа, золота) находится во внутренних и северных районах области, не имеющих сколько-нибудь приемлемого уровня развития транспортной инфраструктуры. Во-вторых, развитие транспортной инфраструктуры позволит Иркутской области превратиться в один из опорных российских регионов в Сибири. Уже сейчас Иркутская область в целом имеет неплохое транспортно-географическое положение: по ее территории проходит Транссибирская магистраль, в Иркутской области начинается Байкало-Амурская магистраль. В перспективе Иркутская область может стать транзитным регионом для освоения западных и центральных районов Якутии. Развитие трубопроводного транспорта также позволит сделать Иркутскую область ключевым организующим центром для новых инфраструктурных проектов, связанных с экспортом российской нефти и газа.

С целью создания благоприятных условий для реализации потенциала развития каждого региона, создания экономических и социальных условий для миграции трудовых ресурсов в регионы с дефицитом рабочей силы (в том числе в регионы Дальнего Востока) предполагается формировать полюса инновационного развития. Среди них:

- развитие инновационного, научно-технического и образовательного потенциала существующих крупных городских агломераций;
- формирование территориально-производственных кластеров на Северо-Западе, Поволжье, Южном Урале, Дальнем Востоке, ориентированных на высокотехнологичные производства в авиационной промышленности, судостроении, атомной промышленности, машиностроении, новых материалах, научных разработках, информатике и телекоммуникациях;
- развитие городских центров Урала и Сибири с высоким качеством населения и развивающейся инновационной и образовательной инфраструктурой (Екатеринбург, Челябинск, Томск, Новосибирск, Бийск, Красноярск, Омск, Иркутск);
- формирование крупных транспортно-логистических и производственных узлов Юга России и Дальнего Востока.

Основные приоритеты социальной и экономической политики в области расширения глобальных конкурентных преимуществ в традиционных отраслях на первом этапе (до 2012 г.) включают завершение крупномасштабных проектов в области добычи, переработки и транспортировки углеводородов, направленных на обеспечение внутреннего спроса и диверсификацию их экспорта.

Ставка на восточные регионы сохраняется и на втором этапе (2013–2020 гг.) – этапе повышения глобальной конкурентоспособности экономики на основе ее перехода на новую технологическую базу (информационные, био- и нанотехнологии), улучшения

качества человеческого потенциала и социальной среды, структурной диверсификации экономики.

Среди основных приоритетов в экономической сфере в этот период выделено: расширение ресурсной базы экономики, активное освоение месторождений углеводородов арктического шельфа и Восточной Сибири; завершение формирования опорной транспортной сети, интегрированной в мировую транспортную систему, наращивание экспорта транспортных услуг; транспортное обеспечение комплексного освоения и развития территорий Сибири и Дальнего Востока и разработки новых месторождений полезных ископаемых.

В области укрепления внешнеэкономических позиций России упор делается на расширение гибких разносторонних отношений с мировыми экономическими центрами, расширение участия в региональных организациях Азиатско-Тихоокеанского региона.

В области сбалансированного пространственного развития предусматривается комплексное развитие территорий Сибири и Дальнего Востока, закрепление населения в восточных регионах страны и снижение территориальной социально-экономической дифференциации.

Отмечается, что в рамках достижения поставленных целей необходимо транспортное обеспечение комплексного освоения и развития территорий Сибири и Дальнего Востока и разработки новых месторождений полезных ископаемых. В соответствии с целями и приоритетами государственной политики в нефтегазовом комплексе предусматривается возможность осуществления до 2020 года целого ряда крупнейших проектов, в том числе создание в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке ГТС для обеспечения нужд потребителей региона в газе и экспорте газа в страны АТР.

Инновационность развития для восточных регионов реализуется путем эффективного использования природных ресурсов, в частности путем более глубокой их переработки в существующих центрах индустриального роста (в том числе Красноярская, Иркутская и Хабаровская агломерации) и создания новых центров на слабоосвоенных территориях (в Нижнем Приангарье, Забайкалье и др.).

Позиция федерального центра по отношению к перспективам развития восточных регионов закреплена и конкретизируется в таких межрегиональных стратегических документах как *федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года»* *Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока, Республики Бурятия, Забайкальского края и Иркутской области на период до 2025 года* и *Стратегия развития Сибири*.¹

Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока, Республики Бурятия, Забайкальского края и Иркутской области на период до 2025 года охватывает территорию 12 субъектов Российской Федерации: Республики Саха (Якутия), Камчатского края, Приморский края, Хабаровского края, Амурской области, Магаданской

¹ К настоящему времени имеется несколько версий Стратегии социально-экономического развития Сибири.

области, Сахалинской области, Еврейской автономной области, Чукотского автономного округа, Республики Бурятия, Забайкальского края, Иркутской области.

В соответствии с этим документом *стратегической целью* развития Дальнего Востока и Байкальского региона является формирование развитой экономики и комфортной среды обитания населения в субъектах Российской Федерации, расположенных на этой территории, достижение среднероссийского уровня социально-экономического развития, для реализации геополитической задачи закрепления населения на Дальнем Востоке.

Признается, что для достижения этой цели необходимо *обеспечить сопоставимое или опережающее по сравнению со среднероссийскими темпами* социально-экономическое развитие субъектов Федерации, расположенных на территории Дальнего Востока и Байкальского региона, и решить ряд задач, первоочередными из которых являются:

- создание условий для развития перспективных экономических специализаций субъектов Российской Федерации, Дальнего Востока и Байкальского региона основе природо-ресурсного, индустриального, кадрового, научного потенциала в рамках взаимосвязанных федеральных отраслевых стратегий развития, стратегий социально-экономического развития субъектов Федерации и муниципальных образований, стратегических программ крупных компаний;
- формирование устойчивой системы расселения, опирающейся на региональные зоны опережающего экономического роста с высоким уровнем комфортности среды обитания человека;
- формирование нормативной правовой базы, определяющей особые условия ценовой, тарифной, таможенной, налоговой, бюджетной политики, которая обеспечивает экономический рост; конкурентоспособность продукции, товаров и услуг в соответствии с экономическими специализациями; снижение барьеров для экономической и социальной интеграции территории Дальнего Востока и Байкальского региона с остальными регионами России;
- формирование численности населения и трудовых ресурсов в объемах, необходимых для решения экономических задач, стоящих перед регионом, повышение качества человеческого капитала;
- сохранение и поддержка традиционного образа жизни коренных малочисленных народов Севера и Дальнего Востока.

С позиций федерального центра ключевыми конкурентными преимуществами Дальнего Востока и Байкальского региона являются их экономико-географическое расположение (в первую очередь, кратчайшие транспортные маршруты «Восток – Запад») в наиболее перспективном регионе мира – АТР, а также огромные запасы природных ресурсов (рудные и нерудные полезные ископаемые, водные биоресурсы и гидроэнергетические ресурсы, лесные, рекреационные и другие). Кроме того, сильными сторонами Дальнего Востока и Байкальского региона являются наличие протяженного морского побережья и протяженной внешней границы как возможности для социально-

экономического сотрудничества и развитой «базовой» портовой инфраструктуры, а также привлекательные туристические активы и близость к крупнейшим мировым туристическим рынкам.

Так, с позиций разработчиков *Стратегии* [Стратегия..., 2009] природные ресурсы Иркутской области позволяют в качестве базовых отраслей специализациями рассматривать также цветную металлургию, машиностроение, лесохозяйственный комплекс и химическую промышленность.

Данный стратегический документ, подготовленный для восточного макрорегиона под эгидой федерального центра с участием региональных властей, признает, что Иркутская область обладает мощным потенциалом экономического роста, который локализуется как в территориях, уже сейчас вносящих существенный вклад в ВРП, так и в территориях нового освоения. Выделяется четыре зоны опережающего экономического роста: Иркутская агломерация, Байкальская туристско-рекреационная, Братско-Усть-Илимская промышленная зоны и Ленско-Ангарское Прибайкалье.

Ленско-Ангарское Прибайкалье станет территорией концентрации производительных сил и инфраструктуры в притрассовой полосе Байкало-Амурской магистрали. В этой зоне выявлены и разведаны значительные запасы различных твердых полезных ископаемых (золото, слюда, калийные соли), а также нефтяные и газовые месторождения. Наибольший эффект от освоения территории будет получен при комплексном использовании ресурсов.

Развитие газовой отрасли в Иркутской области связывается с развитием Ковыктинской зоны нефтегазонакопления для газоснабжения и газификации южных районов области, использованием свободного и попутного нефтяного газа средних и малых месторождений Усть-Кут – Киренской группы, а также Братского газоконденсатного месторождения у г. Братска и Верхнечонского НГКМ на крайнем севере области вблизи с Республикой Саха (Якутия).

Потребности потребителей юга области в газе будут гарантированно удовлетворяться в обозримой перспективе за счет газа средних и малых месторождений, прежде всего – Чиканского ГКМ, перспективы ввода в эксплуатацию уникального Ковыктинского ГКМ будут зависеть от динамики развития внутреннего и внешнего рынков газа.

Реализация в Иркутской области генеральной схемы газоснабжения и газификации создает благоприятные условия для развития на территории области газоперерабатывающих и газохимических производств. Наиболее перспективными площадками представляются города Саянск и Усть-Кут (в последнем – на базе попутного нефтяного газа нефтегазоконденсатных месторождений северных районов области). На указанных заводах предусматривается организация производства, в т.ч. товарного гелия для поставок на рынок стран АТР. Газификация области позволит развивать в крупных городах генерацию на газе, что в свою очередь должно улучшить их экологию.

Предлагаемое в Стратегии развитие транспортной инфраструктуры должно создать условия для освоения богатой минерально-сырьевой базы области и реализации

мегапроектов по созданию зон опережающего развития, не только Иркутской области, но и Забайкалья и Дальнего Востока. Это связано с той транзитной и связующей функцией области, которую она несет в силу географического положения для регионов Дальнего Востока, Восточной и Западной Сибири. Опережающее развитие транспортной инфраструктуры Иркутской области позволит значительно повысить эффективность реализации всех мегапроектов Дальнего Востока и Забайкалья.

Ожидается, что смещение вектора политических и экономических интересов России на восток может принести огромные экономические и геополитические выгоды, основные из которых:

- обеспечение географической диверсификации рынков сбыта основных бюджетообразующих отраслей экономики Российской Федерации;
- предотвращение угрозы снижения экономического и политического государственного влияния на территории Дальнего Востока и Байкальского региона;
- предотвращение угрозы дальнейшего оттока населения с Дальнего Востока и из Байкальского региона;
- предотвращение угрозы переориентации международных транзитных грузопотоков в обход России;
- предотвращение угрозы переориентации в другие страны производств глубокой переработки добываемых сырьевых ресурсов, а также предприятий, выпускающих продукцию, товары и услуги с высокой добавленной стоимостью.

Именно важность сформулированных угроз предопределяет необходимость превращения стратегии развития Дальнего Востока и Байкальского региона в общенациональную программу достижения долгосрочных стратегических целей.

Широкомасштабное развитие газовой промышленности на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока – от добычи и создания газотранспортных систем до переработки с извлечением из газа ценных компонентов с высокой добавленной стоимостью – предполагает и *Восточная газовая программа* [Программа..., 2007], определяющая долгосрочную стратегию развития газовой отрасли на востоке страны.

Следует отметить, что имеющиеся федеральные целевые программы развития регионов и стратегические документы для восточных макрорегионов отражают лишь в некоторой степени приоритеты и интересы федерального уровня, поскольку инициаторами и «лоббистами» их разработки всегда выступали и выступают органы власти республик, краев и областей России. Тем не менее, позиция государства по отношению к перспективам долгосрочного развития Восточной Сибири и Дальнего Востока в таких документах подтверждена и закреплена.

4.1.3. Освоение недр как необходимое условие для реализации целей и задач регионального и федерального уровней в вопросах социально-экономического развития Восточной Сибири

Все стратегические документы, разрабатываемые в последние годы для восточных регионов на федеральном и региональном уровнях, исходят из того, что глобальной целью освоения имеющихся природных ресурсов территории субъекта Федерации является их использование в интересах общества. И в соответствии с этим, в том или ином виде ставится задача увеличить для проживающих на территории региона людей реальную отдачу от освоения имеющихся углеводородных ресурсов, максимизировать вклад в решение социально-экономических проблем и задач развития территории.

Все субъекты Федерации на рассматриваемой территории, несмотря на их отличия, видят решение поставленной задачи в реализации (в больших или меньших масштабах) следующих направлений развития: формирование инфраструктуры, модернизация традиционных для региона отраслей промышленности и создание новых производств (включая газодобычу, газохимию и переработку углеводородов), причем на современной технологической основе.

При этом конечно, можно отметить некоторые элементы «гигантомании» и неоправданной амбициозности, не всегда отвечающей реальным возможностям территорий, а также стремление «вложить» в рамки стратегии социально-экономического развития субъекта Федерации все возможные проекты и программы. Тем не менее, даже отсутствие в ряде стратегий четких формулировок целей и задач, балансовых обоснований и расчетов сценариев перспективного развития не оставляет сомнения, что освоение богатого природно-ресурсного потенциала и в настоящее время остается необходимым условием успешного развития на долгосрочную перспективу.

Не перечеркивает данного направления развития и ориентация на инновационный путь, поскольку в последние 2–3 десятилетия резко возросло внимание со стороны государства именно к инновационным аспектам развития сырьевого сектора, что не случайно, поскольку динамика инновационных процессов во многом определяет эффективность функционирования сырьевого сектора, возможности повышения его полезной отдачи для общества. При этом сама динамика инновационных процессов зависит не только от характера и направленности государственной научно-технической политики, а от всего комплекса условий, в которых приходится работать участникам «сырьевого» бизнеса. Все механизмы государственного регулирования (лицензионная, налоговая, ценовая, инвестиционная, антимонопольная, научно-техническая политика), непосредственное участие государства в хозяйственной деятельности так или иначе влияют на динамику разработки и внедрения новых технологий в сырьевой сектор. В известной степени, можно утверждать, какова модель государственного воздействия, такова и модель инновационного развития сырьевого сектора.

Значительная роль в российской экономике минерально-сырьевого сектора не противоречит инновационно-ориентированному пути ее развития. Для этого необходимо

формирование условий функционирования и устойчивого развития сырьевого сектора, как одного из наиболее приоритетных и значимых в социально-экономическом плане секторов экономики. Это предполагает:

- формирование и закрепление условий и предпосылок функционирования и развития сырьевого сектора на основе отечественного научно-технического и кадрового потенциала;
- усиление интеграции и взаимодействия сырьевого сектора с высокотехнологичными и передовыми секторами российской экономики;
- формирование современной и эффективной схемы взаимодействия государства и сырьевого сектора – создание основ эффективного государственного регулирования сырьевого сектора.

Сырьевой сектор должен стать и одним из факторов повышения научно-технического уровня всей российской экономики. Прежде всего, речь идет об инновационно-ориентированной направленности функционирования и развития сырьевого сектора в экономике.

Что касается целей и задач федерального уровня, здесь необходимо исходить из того, что Россия располагает минерально-сырьевым потенциалом, по своему размеру значительно превосходящим ее собственные потребности. И было бы крайне недальновидным не использовать имеющиеся возможности для развития международных экономических связей и укрепления позиций страны на мировой арене, используя фактор взаимной зависимости между поставщиками и потребителями топливно-сырьевых ресурсов, поскольку сегодня экономика ни одной страны не может обойтись без сырья и топлива. При этом, как уже отмечалось выше, для России важным представляется расширение географии экспорта (прежде всего за счет динамично развивающихся стран АТР) с целью недопущения зависимости от отдельных региональных рынков – и главным образом это касается нефти и газа, география экспорта которых находится в жесткой зависимости от развития специализированной транспортной инфраструктуры. Затрагивает развитие восточных регионов России и необходимость решения задачи постепенного замещения в структуре экспорта необработанного сырья продуктами более высокой степени обработки с большей добавленной стоимостью.

Сейчас уже можно смело констатировать, что Россия вновь стоит перед «лицом» Востока – в решении задач по налаживанию и расширению взаимовыгодных экономических отношений с государствами АТР видится новая база для повышения динамичности собственного экономического и общественного развития. Интеграция с Западом показывает, что наше участие в ней зарубежные партнеры зачастую понимают очень примитивно и однозначно, рассматривая Россию просто как источник поставок сырья и энергоресурсов. Восточный вектор экономической политики может дать не только ускорение темпов освоения новых ресурсов нефти и газа, но и способствовать формированию нового места нашей страны в системе мирохозяйственных связей.

В рамках «восточной политики», ни в коем случае нельзя противопоставлять друг другу, рассматривать в качестве взаимной альтернативы решение задач по расширению экспорта продукции НГС и высокотехнологичных отраслей экономики (как это часто

случается). Нужно использовать все имеющиеся возможности, а не пытаться разрешить надуманные дилеммы «или – или».

Точно также в экономике восточных регионов страны нельзя противопоставлять минерально-сырьевой комплекс несырьевым отраслям, а нужно прилагать всемерные усилия для развития обеих составляющих регионального хозяйства. При этом не следует забывать, что в развитии минерально-сырьевого комплекса у России по сути дела просто нет иной альтернативы, как использовать потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока. Уж так распорядилась сама природа, наделив восточные регионы богатствами, которых нет в других частях нашей страны. Но осваивать эти богатства нужно не по принципу «взял и ушел», а таким образом, чтобы создать основу для долговременного социально-экономического развития территорий и расширения всего спектра межрегиональных взаимодействий. Только таким видится путь, позволяющий решить сразу две задачи: во-первых, обеспечить эффективное развитие минерально-сырьевого комплекса; а во-вторых, сохранить и усилить российскую государственность за счет прочных позиций на востоке страны.

В то же время реализация эффективных стратегий по освоению нефтегазового потенциала восточных регионов страны сталкивается с серьезными препятствиями, имеющими в основном институциональную природу. Главная проблема заключается в том, что государству в лице федеральных органов власти и управления пока что не удалось в полной мере сформулировать внятные позиции ни по отношению к НГС, ни в вопросах региональной политики. Данное обстоятельство значительно повышает риски осуществления инвестиций в крупные капиталоемкие проекты по освоению ресурсного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока, особенно в малообжитых и не обустроенных районах, удаленных от сложившихся промышленных центров.

Совершенно очевидно, что вопрос освоения нефтегазовых ресурсов и развития восточных регионов страны – это прежде всего вопрос привлечения инвестиций. Однако современный инвестиционный климат в российской экономике во многом выглядит хуже даже по сравнению с тем, что существовал в начале и в середине 1990-х годов, когда в стране только началось проведение масштабных экономических реформ. В то время основные инвестиционные риски связывались с экономической нестабильностью, неустойчивостью нормативно-правовой среды, не вполне четким распределением полномочий между различными органами управления, непрозрачностью и частыми изменениями налоговой системы и т.п. – все это имело место и было вызвано переходным характером экономики. Реформы зачастую осуществлялись методом проб и ошибок, что также приводило к усилению нестабильности.

Достижение сформулированных целей долгосрочного социально-экономического развития и реализация намеченных проектов наталкиваются на социальные проблемы. Экономический кризис 1990-х привел к значительному ослаблению, а порою – к полному исчезновению прежних межрегиональных хозяйственных связей в России. В наибольшей степени от этого пострадали восточные регионы страны, многие из которых оказались почти в буквальном смысле слова отрезанными от «центра», от европейской части России. Спад в экономике восточных регионов во многих случаях был более глубоким, чем в

среднем по стране. Начались крайне негативные социальные процессы, связанные с оттоком и сокращением общей численности населения. Миграционный отток, принявший массовый характер, ведет к ухудшению структуры населения, поскольку в основном уезжают люди наиболее молодые, активные, образованные и востребованные в других регионах, что лишает Сибирь и Дальний Восток значительной части трудовых ресурсов. Рост различий между регионами в уровне социально-экономического развития чреват многими негативными последствиями, в частности, дальнейшим ростом социальной напряженности. А все вместе взятое это следует рассматривать как прямую угрозу территориальной целостности и экономическому суверенитету страны.

На огромных пространствах Сибири и Дальнего Востока, на которые приходится почти 75% территории страны, живет лишь 21% населения. А плотность населения в 11 раз меньше, чем в европейской части России. Отстают восточные субъекты Федерации по бюджетной обеспеченности, развитию инфраструктуры и качеству жизни.

В регионе уровень жизни ниже, чем в среднем по России, климатические условия тяжелее. Поэтому неудивительно, что наблюдается серьезный миграционный отток квалифицированной рабочей силы, или в лучшем случае, происходит их концентрация вокруг региональных центров. Эту проблему нельзя решить за счет притока дешевой рабочей силы из приграничных государств. И не только в силу геополитики, а в силу того, что намеченные проекты развития экономики региона предполагают не только наличие квалифицированной рабочей силы, но и постоянное поддержание и развитие компетенций, а это работа не только по привлечению кадров, но и по их обучению. Поэтому роль образовательной системы, университетского центра, безусловно, очень велика.

Для решения всех этих проблем государством как на федеральном, так и на региональном уровнях, должны быть приняты меры против «обезлюдения» территории восточных регионов и свертывания там экономического пространства. Освоение недр территории, с одной стороны, невозможно без принятия таких мер, а с другой стороны, является необходимым условием для решения накопившихся серьезных социально-экономических проблем территории и для достижения целей и задач устойчивого развития на долгосрочную перспективу.

4.2. Анализ влияния проектов освоения нефтегазовых ресурсов на развитие региональной экономики (экономические и социальные эффекты)

Комплексная оценка влияния развития отрасли на социально-экономическую систему субъекта Федерации, муниципального образования или макрорегиона выполняется, как правило, через расчет инвестиционного и производственного мультипликаторов. Оценка отдачи от вложений в объекты отрасли на протяжении всего

срока службы объекта представляется более сложной из-за динамических изменений межотраслевых взаимосвязей. Корректные оценки сделать можно лишь при наличии такого специально разработанного инструментария как динамическая межотраслевая модель.

В общем виде схематически влияние реализации проектов газовой отрасли на социально-экономическую систему приведено на рис. 4.1. Показано, что инвестиционный спрос приводит к дополнительному выпуску продукции в фондосоздающих отраслях, происходит увеличение налоговой базы за счет этих отраслей экономики. Прирост производства в фондосоздающих отраслях, в свою очередь, по цепочке межотраслевых связей инициирует рост производства в других отраслях и секторах экономики, приводит к росту доходов населения, бизнеса и государства.



Рис. 4.1. Влияние проектов газовой отрасли на социально-экономическую систему

Увеличение доходов субъектов рынка способствует росту спроса домашних хозяйств и инвестиционного спроса в экономике, что в свою очередь, приводит к расширению производства валового продукта. Таким путем положительный импульс накапливается и далее по всей отмеченной цепочке.

4.2.1. Влияние нефтегазовых проектов на социально-экономическое развитие Красноярского края и Иркутской области

При оценке перспектив развития нефтегазового сектора и возможностей его влияния на динамику социально-экономических процессов важно учитывать величину и горно-геологические характеристики запасов, экономико-географическое положение районов разработки месторождений и транспортировки продукции, уровень их хозяйственного развития.

Процесс освоения и результаты реализации нефтегазовых проектов во многом определяются спецификой сырьевой базы углеводородов региона. Указанная специфика, например, для Красноярского края заключается в следующем.

- На территории края сосредоточены значительные по размерам ресурсы УВС, но все же они не столь велики (особенно в части разведанных запасов), как, например, в Ханты-Мансийском или Ямало-Ненецком АО. Поэтому, по всей вероятности, освоение ресурсов УВС Красноярского края (равно как и всей Восточной Сибири) не будет иметь столь масштабных социально-экономических последствий национального и регионального значения, как при освоении ресурсов Западной Сибири.
- Весьма высока степень неопределенности перспектив развития добычи УВС и, соответственно, повышенные риски инвестиций в проекты освоения ресурсной базы. Ситуация усугубляется тем, что все полностью или частично разведанные месторождения нефти и газа уже вошли в распределенный фонд недр.
- Ресурсы и запасы УВС в Красноярском крае в основном локализованы в сложных по геологическому строению залежах. Данное обстоятельство затрудняет освоение выявленных и предполагаемых месторождений с применением относительно простых и широко распространенных технологий. Соответственно, существует реальная потребность в применении новых и более эффективных технологий поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа.
- Выявленные и предполагаемые месторождения УВС характеризуются сравнительно (с Западной Сибирью) небольшими размерами запасов. Например, по нефти выявлено только 3 месторождения, относящиеся к категории крупных. Данное обстоятельство можно рассматривать в качестве объективной предпосылки для широкого участия независимых добывающих компаний (а не только гигантских компаний – «Роснефти» или «Газпрома») в освоении ресурсов УВС на территории края.
- Ресурсные объекты НГС в основном находятся в слабо освоенных зонах, на значительном удалении от крупных промышленных центров и сосредоточены по обширной территории. В сочетании с фактором геологической сложности запасов отмеченное обстоятельство вызывает повышенную капиталоемкость

освоения ресурсов УВС, в т.ч. за счет значительного удорожания затрат на создание систем специализированной и общехозяйственной инфраструктуры.

Перечисленные выше особенности сырьевой базы нефте- и газодобычи на территории Красноярского края имеют целый ряд взаимосвязанных последствий, накладывающих определенный отпечаток на процессы развития НГС, содержание и направленность экономической политики по отношению к НГС со стороны региональных органов власти, соответственно, и на ожидаемые социально-экономические эффекты.

Не вызывает сомнения, что развитие НГС на территории Красноярского края будет иметь как прямые, так и косвенные социально-экономические последствия, причем, весьма значительные по своим масштабам. Однако при этом баланс между прямыми и косвенными последствиями (эффектами) складывается отнюдь не в пользу первых.

Сказанное означает, что основные прямые эффекты будут по преимуществу иметь место непосредственно в районах добычи нефти и газа и в меньшей степени будут распространяться на территорию края в целом. Маловероятно даже, что рост добычи нефти и газа на начальном этапе (5–7 лет) освоения ресурсной базы приведет к значительному увеличению налоговых доходов бюджетной системы края, вследствие высокозатратности освоения и введения налоговых льгот (каникул по НДС – единственному налогу, который имеет устойчивую базу с самого начала добычи). Поэтому развитие добывающего сегмента НГС с точки зрения прямых эффектов следует прежде всего рассматривать в качестве одного из наиболее значимых факторов ослабления нынешней пространственной дифференциации в социально-экономическом развитии края. В полной мере это относится и к Иркутской области.

В такой ситуации особый интерес вызывает вопрос о возможной прямой и косвенной отдаче для региона со стороны предполагаемых производств по глубокой переработке УВС. Речь идет не только о доходах бюджета, но и создании новых рабочих мест в более широкой зоне, нежели та, что непосредственно охватывает районы добычи нефти и газа.

По нашим оценкам, в разрезе наиболее реалистичных вариантов создания перерабатывающих центров сумма налоговых поступлений в региональные бюджеты в среднегодовом исчислении может составить 5–13 млрд руб. ежегодно (в ценах 2009 г.), что составляет порядка 5–13% от величины совокупных доходов бюджетов Красноярского края и Иркутской области. Применительно к 2030 г. (согласно заданным сценарным условиям) речь может идти о сумме налоговых поступлений в бюджеты регионов на уровне 36–52 млрд руб.

При этом может быть создано от 7 до 15 тыс. новых рабочих мест непосредственно на перерабатывающих предприятиях и от 2 до 4,5 тыс. дополнительных рабочих мест в границах промышленных узлов, т.е. всего от 9 до 19,5 тыс. рабочих мест на стадии постоянной эксплуатации и при полном развитии мощностей (в период после 2025 г.). Годовая потребность в рабочей силе в период строительства предприятий оценивается в 20–35 тыс. человек в зависимости от варианта ЦППГ и объемов вовлекаемого в переработку сырья.

Общерегionalные последствия будут в основном иметь косвенный характер, связанный с мультипликативным воздействием НГС на социально-экономическую систему региона. При этом интенсивность мультипликативного воздействия в немалой степени будет зависеть от обоснованности и эффективности государственной региональной политики в отношении НГС.

Задача органов власти и управления заключается в том, чтобы максимальным образом «повернуть» потенциальный спрос НГС на товары и услуги в сторону предприятий и организаций края, занятых в различных отраслях экономики (включая высокотехнологичный сектор), а не только, например, строительных или подрядных компаний (что напрашивается в первую очередь).

4.2.2. Анализ мультипликативных экономических эффектов, связанных с освоением нефтегазовых ресурсов и переработкой УВС

Реализация нефтегазовых проектов на территории восточных регионов, безусловно, будет способствовать росту и других производств. Мультипликативные социально-экономические эффекты от реализации нефтегазовых проектов связаны с формированием дополнительного дохода и производственных накоплений в других отраслях экономики под влиянием производственно-инвестиционного и потребительского спроса, инициируемого проектами, и распространяющегося по всей цепи межотраслевых технологических связей в экономике. Что в конечном итоге способствует:

- снижению уровня бедности и повышению качества жизни, улучшению демографической ситуации в регионе;
- созданию дополнительных рабочих мест;
- развитию обслуживающих отраслей;
- развитию сферы подготовки специалистов на базе учебных заведений региона, поскольку экономический рост неизбежно требует новых квалифицированных кадров.

Реализация крупных инвестиционных проектов способствует созданию новых рабочих мест и росту доходов населения, следовательно, и росту покупательной способности населения, являющемуся условием для развития производства потребительских товаров (особенно в сфере АПК), жилищного строительства (а с ним и промышленности строительных материалов), сферы услуг. Рост загруженности инфраструктуры, прежде всего транспортной, способствует дополнительным налогам, и развитию дорожного строительства.

Кроме того, активизация экономической деятельности неизбежно приводит к развитию рыночной инфраструктуры – банков, страховых компаний и пр.

С точки зрения регионального развития в процессе освоения восточных нефтегазовых провинций стоит по меньшей мере двуединая задача. Во-первых, разработка месторождений потребует огромной работы по созданию инженерной, прежде всего транспортной, а также социальной инфраструктур, которые сегодня в этих районах

практически отсутствуют. Вполне понятно, что будет привлекаться большое число трудовых ресурсов из других регионов страны. Соответственно, необходимо создание условий для их жизни и труда – это жилье, предприятия социальной сферы и так далее.

Во-вторых, освоение месторождений в новых районах должно стать отправной точкой и мощным толчком к развитию экономики, а соответственно – социальной сферы, к улучшению демографической составляющей всей восточной части страны. Это особенно важно с учетом стратегической роли этих территорий, для экономической и оборонной безопасности страны, развития связи со странами самой быстро развивающейся части мира – Азиатско-Тихоокеанского региона.

4.3. Развитие производств по переработке УВС как один из основных факторов социально-экономического развития восточных регионов страны

Для восточных регионов страны, имеющих преимущественно сырьевую структуру экономики, приходится учитывать, что непременным условием роста экономики и социального развития является эффективное (в интересах всех жителей региона) использование природных ресурсов. Богатый природно-ресурсный потенциал может стать основой длительного и стабильного развития в долгосрочной перспективе восточных регионов России. Но при этом стратегическое значение приобретают комплексный подъем и развитие экономики и социальной сферы в целом на территории всех субъектов Федерации Восточной Сибири и Дальнего Востока. Безусловно также и то, что наибольший эффект может быть получен только при комплексном освоении и использовании природно-ресурсного потенциала.

Потенциальные возможности получения доходов от природных ресурсов, в том числе и от добычи нефти и газа, не реализуются автоматически. Нужна хорошо обоснованная стратегия вовлечения в хозяйственный оборот ресурсов, глобальной целью которой является использование ресурсов в интересах общества. То есть при разработке стратегии такого региона стоит задача – увеличить для проживающих на территории региона людей реальную отдачу от освоения имеющихся рудных и углеводородных ресурсов, максимизировать вклад в решение социально-экономических проблем и задач развития территории. И надо заметить, что все стратегические материалы и документы последних лет, разрабатываемые на разных уровнях и рассматривающие перспективы социально-экономического развития восточных регионов, в том или ином виде исходят из этого важного положения.

Региональные документы обосновывают, что социальная отдача, в частности, от углеводородных ресурсов территории может быть существенно увеличена путем более глубокой переработки добываемого сырья на территории региона, в частности, в рамках формируемых территориально-производственных кластеров. С реализацией крупных проектов по добыче углеводородного сырья на востоке страны появляется реальная возможность сформировать несколько конкурентоспособных экономически, экологически

и социально эффективных нефтегазовых кластеров (систем взаимосвязанных основных и поддерживающих секторов социально-экономической системы региона) по подготовке геологических ресурсов и запасов, по добыче, переработке и транспортировке углеводородов. По мнению разработчиков региональных стратегий, нефтегазовый сектор в таком виде вполне может служить одним из важнейших факторов формирования современной структуры экономики региона.

В принципе, такой путь использования углеводородных ресурсов соответствует и провозглашенному федеральным уровнем инновационному варианту развития российской экономики. Инновационность развития для восточных регионов реализуется путем эффективного использования природных ресурсов, в частности, путем более глубокой их переработки в существующих центрах индустриального роста [Концепция..., 2008], но в каждом конкретном случае требует более глубокого и всестороннего обоснования.

Стратегические документы регионального и межрегионального уровней видят весомые аргументы за реализацию проектов по строительству предприятий газопереработки и газохимии в том, что уход от специализации на выпуске сырья и продукции его первичной переработки снижает зависимость социально-экономической ситуации в восточных регионах от конъюнктуры на товарно-сырьевых рынках. Так, в Стратегии социально-экономического развития Иркутской области [Стратегия..., 2008] отмечается, что при сохранении существующей инерции развития, даже при реализации большинства заявленных проектов в сфере добычи сырья Иркутская область рискует остаться глубокой «двойной периферией» – России и стран АТР. Велика вероятность того, что области не удастся завоевать доминирующие позиции в АТР. Практически по всем видам сырья у покупателей будут альтернативные варианты.

К тому же мощным стимулом того, чтобы ставить на повестку дня вопрос о развитии перерабатывающих производств именно в восточных регионах страны, является рост спроса (прежде всего в странах юго-восточной Азии) на основные продукты глубокой переработки природного газа и нефти. Неслучайно мировые тенденции фиксируют перемещение основных рынков производства нефте- и газохимической продукции в страны Азиатского региона. Следует отметить, что в настоящее время на всех уровнях отчетливо осознается необходимость поставок на международные рынки не только сырья, но и продукции глубоких степеней переработки, с высокой добавленной стоимостью. Для этого в восточных регионах России во всех рассмотренных стратегических документах предлагается увеличить производство нефте-, газо- и углекислотной продукции.

Стратегия социально-экономического развития ДВ, Республики Бурятия, Забайкальского края и Иркутской области среди отраслевых приоритетов называет химическую промышленность [Стратегия..., 2009]. В соответствии с положениями этой Стратегии предусматривается реализация ряда комплексных проектов создания газохимических и газоперерабатывающих производств в Иркутской области, Республике Саха (Якутия), на юге Приморского края, в Амурской и Сахалинской областях на основе формирующейся трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Данные производства рассматриваются как значимые потенциальные отрасли специализации

экономик соответствующих регионов, причем, имеющие значительный экспортный потенциал с ориентацией на страны АТР, рынки США и Канады.

Увеличение глубины переработки добываемых полезных ископаемых должно стать основным вектором реализации Стратегии и при формировании зон опережающего экономического роста, создание которых предусмотрено во всех субъектах Федерации на территории Дальнего Востока и Байкальского региона.

Особое значение проблеме комплексного использования углеводородного сырья рассматриваемой территории придает специфика сырьевой базы: почти все месторождения Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) являются нефтегазоконденсатными; характерная многокомпонентность сырья, причем, с большим содержанием компонентов, обладающих высокой потенциальной ценностью. Возникает естественный вывод – нельзя восточносибирский газ отдавать на экспорт без предварительной переработки, без выделения таких ценных компонентов как этан, пропанбутановая фракция, конденсат и гелий.

В соответствии с Восточной газовой программой важнейшим направлением развития нефте- и газопереработки должно стать формирование сегмента производства продукции органического синтеза в Иркутской, Хабаровской, Комсомольской и Владивостокской агломерациях, а также в Южно-Сахалинской зоне опережающего экономического роста, ориентированное на местных потребителей, работающих в тяжелых природно-климатических условиях. Перспективным является также развитие гелиевой промышленности (Республика Саха (Якутия)).

Как отмечается в ВГП, особое значение будет иметь формирование в регионе гелиевых производств с учетом уникально высоких концентраций гелия в основных нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири (более 70% общероссийских запасов), а также с учетом хороших перспектив поставок гелия на мировой рынок. Гелий является сырьем, имеющим важное значение для развития высокотехнологичных отраслей промышленности и научных исследований. Подготовленные запасы газа Ковыктинского месторождения являются ценным сырьем для химической промышленности. В РФ нет современных нефте- и газохимических комплексов. Существующие в отрасли мощности эксплуатируют технологии 1960-х годов. Отставание по уровню развития оборудования от передовых стран достигает 15–20 лет.

При наличии богатого этаном и гелием газа в Иркутской области возможно строительство крупного комплекса по разделению природного газа и переработки продуктов разделения для получения продукции с более высокой добавленной стоимостью, например этилена, пропилена, изобутана и др. По различным оценкам переработка этана дает рост добавленной стоимости конечной продукции в 6–7 раз. В зависимости от объемов газа, направляемого на переработку, варьируется и производство этилена. Для установки по производству этилена из этана мощностью в 1 млн т потребуется примерно 23–24 млрд куб. м природного ковыктинского газа.

В Стратегии развития Иркутской области подчеркивается, что обязательным условием промышленной разработки Ковыктинского месторождения можно считать синхронизированное с графиком роста добычи поэтапное строительство газоперерабатывающего комплекса для выделения из природного газа этана, пропана, бутана, а также гелия, являющегося стратегическим сырьем. В Стратегии отмечается, что «изъятие» легких углеводородов не только создает ресурсную базу для развития газохимии, но и существенно увеличивает рентабельность освоения самого месторождения.

Таким образом, стратегические разработки регионального и федерального уровней содержат вывод, что реализация крупных проектов по добыче углеводородов в восточных регионах создает основу для формирования мощных перерабатывающих комплексов. При этом при комплексном подходе производства по глубокой переработке углеводородного сырья могут стать конкурентоспособными и высоко рентабельными, могут существенно увеличить социально-экономические эффекты для социально-экономического развития не только региональной, но и национальной экономики. В целом, в качестве основных ожидаемых результатов от организации газохимического и газоперерабатывающего производства называются следующие:

- повышение уровня и укрепление конкурентоспособности России в Азиатско-Тихоокеанском регионе;
- диверсификация региональной экономики и переход от сырьевой направленности к инновационному вектору развития;
- обеспечение занятости и закрепление населения в регионе;
- увеличение налоговых поступлений.

5. Меры государственного регулирования по повышению эффективности использования ресурсов газа и развития ГТС в Восточной Сибири

5.1. Необходимость координирующей роли государства при реализации нефтегазовых проектов в Восточной Сибири

5.1.1. Роль государства в координации политики нефтегазовых компаний

Существенная особенность новых проектов в нефтегазовом секторе в новых районах, таких как Восточная Сибирь, состоит в том, что их реализация требует совместных усилий ряда компаний. До настоящего времени в России подобный подход реализован только при освоении месторождений на шельфе о-ва Сахалин. Реализация новых проектов на территории Восточной Сибири требует формирования механизмов и процедур совместного участия ряда компаний в проектах освоения новых районов.

Необходимость государственного участия и координации политики и стратегий разных недропользователей при геологическом изучении, освоении нефтегазовых ресурсов, развитии перерабатывающих производств и транспортных систем в Восточной Сибири обусловлена целым рядом факторов:

- огромные территории, на которых ведется освоение недр, что существенно удорожает освоение ресурсов УВС;
- низкая степень разведанности и значительная удаленность нефтегазовых районов (зон) провинции от рынков сбыта, что значительно повышает риски освоения ресурсов УВС в данном регионе;
- большая продолжительность периода изучения и освоения недр;
- комплексный, межотраслевой и межведомственный характер решаемых задач;
- необходимость согласования действий и интересов многих участников, включая государство, регионы и частные компании;
- отсутствие магистральных газопроводов (ГТС) для транспортировки больших объемов газа (и даже определенности с их основными характеристиками), слабое развитие других видов инфраструктуры;

- большая неопределенность экономических условий освоения данного региона, которая обусловлена невозможностью достоверного обоснования затрат на освоение, неопределенностью рынков сбыта и цен реализации продукции;
- высокие геологические риски, которые определяются относительно слабой изученностью территории, сложностью геологического строения, многокомпонентным составом УВС. Для снижения геологических рисков важное значение имеет финансирование за счет бюджета начальных стадий ГРП на перспективных нефтегазовых территориях;
- относительно невысокая эффективность освоения большинства новых месторождений УВС в Восточной Сибири (в том числе в силу целого ряда объективных причин). Об этом свидетельствует, например, политика государства по налоговому стимулированию добычи нефти. Ситуация в газовой отрасли характеризуется еще большей неопределенностью по сравнению с добычей нефти;
- необходимость сокращения совокупных издержек компаний на ГРП, освоение месторождений, развитие перерабатывающих производств и транспортных систем;
- необходимость адекватного учета социально-экономических факторов и условий, включая вопросы экологии, занятости, учета интересов различных групп населения, проживающих в рассматриваемых районах;
- необходимость регулирования естественно-монопольных видов деятельности, включая магистральный транспорт газа; обеспечение реального недискриминационного доступа к создаваемой ГТС;
- необходимость формирования единой экспортной политики применительно к ресурсам газа и продуктам его переработки.

Прямое и косвенное участие государства

Нефтегазовый сектор экономики ни в одной из стран мира не является объектом регулирования исключительно со стороны рыночных сил и чисто рыночных регуляторов. В случае освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока усиление (повышенная степень) участия государства в НГС и его координирующей роли связано с комплексом причин.

- Исторического и политического характера – острой необходимостью решения проблемы «закрепления» экономического суверенитета России на Востоке. Восток и Юго-Восток Азии становятся центрами мирового развития. Поэтому решение проблем экономического развития близлежащих территорий России является также и вопросом участия в глобальных интеграционных процессах, а не только сохранения влияния на слабо освоенные в экономическом отношении территории.
- Энергетического и экономического характера. Необходимо вовлечение в хозяйственный оборот новых запасов УВС, освоение которых связано с

большим объемом инвестиций, наличием повышенных рисков и издержек при реализации проектов в новых удаленных, слабо изученных и слабо освоенных районах.

Одна из важнейших задач государства – минимизировать риски и снизить высоту «барьеров», которые препятствуют привлечению частных инвестиций и участию в проектах широкого круга компаний. Масштабы и характер процессов освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири таковы, что частные компании без участия государства (напрямую или косвенно в рамках системы государственного регулирования, включая например налоговое стимулирование) не в состоянии обеспечить эффективную реализацию значительной части проектов.

Государство во всех странах, где есть нефтегазовый сектор, является ведущим «действующим лицом». При этом, государство в нефтегазовом секторе участвует как прямо, так и косвенно. Прямое участие государства предполагает:

- участие в собственности нефтегазовых компаний (последние, в свою очередь, могут находиться в собственности государства – полностью или частично);
- участие в финансировании нефтегазовых проектов – от финансирования исследовательских работ, геологического изучения недр и до финансирования работ по освоению и обустройству месторождений углеводородов и создания соответствующей инфраструктуры.

Косвенное участие государства предполагает:

- формирование норм и правил освоения и использования ресурсов углеводородов;
- формирование норм и правил, поощряющих формирование эффективной производственной структуры (с точки зрения влияния на динамику издержек на всех стадиях вовлечения углеводородов в хозяйственный оборот);
- налоговое регулирование нефтегазового сектора.

Следует заметить, что не существует определенных раз и навсегда заданных пропорций соотношения форм прямого и косвенного участия. Конкретные пропорции соотношения форм прямого и косвенного участия определяются множеством факторов и условий:

- целями государства по отношению к нефтегазовому сектору;
- этапом формирования и развития нефтегазового сектора – как в стране в целом, так и в рамках отдельной нефтегазовой провинции (локализованной территории, в границах которой осуществляется освоение нефтегазовых ресурсов);
- особенностями исторического развития экономики, а также спецификой развития НГС в предыдущие исторические периоды.

В целом роль государства как прямого участника процессов изучения, поисков, разведки, освоения и переработки углеводородов должна состоять в следующем:

- финансирование (софинансирование) работ по изучению потенциала территории (начальные стадии ГРП);
- компенсации рисков компаниям, осуществляющим поиск и разведку углеводородов за счет собственных или привлеченных средств;
- софинансирование крупных проектов, связанных с освоением новых территорий (инфраструктура, социальные объекты);
- опережающие развитие исследований (НИОКР) и системы подготовки кадров для реализации новых проектов в новых провинциях со сложными условиями;
- прямое соучастие в реализации нефтегазовых проектов.

Шаги и меры государства на первоначальных этапах изучения, поисков, разведки и освоения углеводородов (что важно для Восточной Сибири) заключаются в:

- содействии накоплению знаний о ресурсном потенциале территории;
- формировании политики, ориентированной на уменьшение геологического и технологического рисков для компаний-недропользователей;
- поощрении инновационного направления деятельности недропользователей;
- стимулировании участия в работах по изучению, поискам, разведке и освоению углеводородов компаний различного типа – интегрированных, малых, сервисных;
- формирование налоговой системы, которая адекватно учитывала бы повышенные риски и затраты недропользователей.

Необходимость партнерских отношений государства и частного бизнеса

Масштабность и сложность задач по освоению минерально-сырьевого потенциала восточных регионов страны, необходимость привлечения огромных инвестиций делают неизбежным сотрудничество между государством и частным бизнесом в решении поставленных задач, поскольку ни одна из сторон не в состоянии самостоятельно достичь своих целей:

- развить экономику и создать благоприятную социальную обстановку в восточных регионах России (внутриполитическая цель государства);
- упрочить положение страны на международной арене и прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе (внешнеполитическая цель государства);
- рентабельно реализовывать промышленные проекты, связанные с освоением минерально-сырьевых ресурсов (основная цель бизнеса).

Общим средством для достижения названных целей является привлечение необходимых инвестиций и для реализации конкретных проектов, и для решения общих задач по социально-экономическому развитию территорий. При этом следует исходить из того, что в условиях рыночной экономики акцент на государственные инвестиции в коммерческие проекты нельзя признать правильным. Роль государства в инвестиционном процессе состоит в координации совместных действий, снижении рисков и подаче

позитивных «сигналов» для частного бизнеса, который должен взять на себя основную нагрузку по финансированию инвестиций в коммерчески ориентированные проекты.

На практике в формировании партнерских отношений между государством и бизнесом при освоении минерально-сырьевых ресурсов восточных регионов страны принципиально важное значение имеют следующие вопросы:

1) сфера распределения ответственности и рисков, т.е. за что должно отвечать государство, а за что – частный бизнес;

2) отбор проектов (и определение критериев такого отбора) для реализации совместными усилиями;

3) координация проектов, осуществляемых разными компаниями (операторами и инвесторами), с целью комплексного освоения ресурсов и развития территорий;

4) выбор взаимоприемлемых форм партнерства с учетом условий конкретных проектов и возможностей, предоставленных действующим законодательством (особенно по участию в проектах иностранных инвесторов).

Ни один из поставленных вопросов к настоящему времени еще не получил должного ответа по той причине, что пока еще нет примеров успешного осуществления крупных инвестиционных проектов, связанных с недропользованием, в форме государственно-частного партнерства. Поэтому сегодня реально можно говорить лишь о некоторых общих подходах к решению проблем формирования партнерских отношений между государством и бизнесом применительно к развитию НГС на Востоке страны.

Что касается распределения сфер ответственности и рисков, то основным полем деятельности и финансового участия государства следует считать:

- развитие общехозяйственной инфраструктуры территорий (в первую очередь, строительство путей сообщения и развитие дорожной сети общего пользования), рассматриваемое как необходимое условие доступа к месторождениям полезных ископаемых и сокращения издержек по освоению;
- воспроизводство минерально-сырьевой базы с акцентом на прогнозно-поисковых и поисково-оценочных работах, что позволяет снять с недропользователей значительную часть геологических рисков на ранних стадиях изучения территорий;
- страхование инвестиционных рисков и предоставление государственных гарантий Российской Федерации под инвестиционные проекты;
- прямое долевое участие в финансировании инвестиций по проектам, имеющим государственное значение и способствующих комплексному социально-экономическому развитию территорий с целью повышения привлекательности такого рода проектов для частных инвесторов.

К сфере ответственности бизнеса относится инвестирование и практическая реализация проектов освоения недр, а также преимущественное участие в развитии специализированной инфраструктуры.

В качестве главного критерия при отборе проектов для осуществления на основе партнерства следует рассматривать их соответствие внутри- и внешнеполитическим целям и задачам государства. При этом в практическом плане решение данного вопроса связано с организацией и проведением экспертизы проектов, которая должна учитывать не только бюджетно-финансовую эффективность, но и другие количественные и качественные параметры:

- привлекательность рынков сбыта продукции с точки зрения интересов национальной экономики;
- степень технологической инновационности и возможности привлечения российских подрядчиков и поставщиков;
- комплексный характер проектов в контексте общего экономического развития территорий;
- рост занятости населения и возможности решения социальных проблем регионов.

Вопрос координации проектов, осуществляемых разными компаниями, в практическом плане является очень сложным. Из числа «цивилизованных» методов решения в арсенале государства на сегодня есть только инструменты лицензионной политики, т.е. формирование определенных приоритетов и очередности лицензирования прав на пользование недрами по различным участкам и месторождениям. Но этот инструмент не работает, что видно на примере нефтегазовых проектов Восточной Сибири, в случае одновременного освоения множества участков в новых добывающих районах.

Более рациональный подход, учитывающий интересы недропользователей (особенно, если это небольшие компании), видится в разработке комплексных схем специализированного инфраструктурного обустройства территорий, а их практическая реализация может осуществляться путем создания консорциумов из компаний-недропользователей с соответствующим долевым финансированием инвестиций. В таком случае роль государства должна заключаться в разработке схем обустройства территорий и в организации инвестиционных консорциумов.

Вопрос выбора взаимоприемлемых форм партнерства между государством и бизнесом можно считать наиболее противоречивым и в тоже время наиболее принципиальным с позиций привлечения инвестиций.

Общепринято, что партнерство должно строиться на основе разумного баланса интересов государства и частного бизнеса, справедливого, по мнению обеих сторон, распределения рисков и доходов. И если такой баланс существует, то государство и бизнес получают выгоды, недостижимые при попытке самостоятельного инвестирования. Но в российских условиях найти форму, а точнее говоря, реализовать какую-либо из апробированных форм партнерства, обеспечивающих необходимый баланс интересов, не просто. Проблема заключается в том числе в слабой подготовленности институциональной среды к практической реализации государственно-частного партнерства.

Тем не менее, общий настрой государства по вопросу партнерства с бизнесом и состояние нормативно-правовой базы таковы, что не чинят непреодолимых препятствий для перевода этого вопроса из области пожеланий и теоретических рассуждений в практическое руло. Существует ряд серьезных проблем, но их следует столь же серьезным образом решать – и это можно сделать, внося «точечные» поправки и дополнения в концессионное, налоговое, земельное и сопутствующее законодательство.

Практические проблемы государственно-частного партнерства

Идея государственно-частного партнерства в последние годы стала популярна в России. В условиях рыночной экономики ГЧП считается эффективным инструментом в тех случаях, когда государство заинтересовано в привлечении частных инвестиций при сохранении своей собственности на объект инвестирования. Проблема заключается в том, что ГЧП как способ взаимодействия между государством и бизнесом может строиться на основе большого числа разнообразных моделей с различной степенью переуступки правомочий собственника от государства частной компании на срок и на условиях, предусмотренных соответствующими партнерскими соглашениями. Российское же законодательство предлагает инвесторам ограниченный набор возможных вариантов, причем до конца не проработанных и не подготовленных:

- Инвестиционный фонд РФ – софинансирование с сохранением прав собственности РФ, государственные гарантии под инвестиционные проекты, направление средств в уставные капиталы компаний;
- концессии – передача государственных активов в долговременное управление частным инвесторам, гарантии возврата инвестиций и распределение рисков;
- особые экономические зоны – ограниченные участки территории с льготным режимом хозяйствования, направленным на стимулирование предпринимательской деятельности.

Учитывая особенности задач по развитию минерально-сырьевого комплекса, на практике партнерство между государством и бизнесом может строиться только на основе концессионных соглашений и привлечения средств Инвестиционного фонда. Но и эти возможности весьма ограничены.

Так, размер **Инвестиционного фонда РФ** на 2006–2009 годы был определен в размере 377,8 млрд руб., или в 94,5 млрд руб. в среднегодовом исчислении (менее 3,5 млрд долл.), что несопоставимо мало по сравнению с теми объемами инвестиций, которые необходимы для реализации проектов по развитию минерально-сырьевого комплекса на востоке страны. Из числа «восточных проектов» для софинансирования из Инвестиционного фонда в настоящее время одобрены только два: проект комплексного развития Нижнего Приангарья (участие Фонда в размере 1,2 млрд долл. или 15% от общего объема инвестиций) и проект создания транспортной инфраструктуры для освоения минерально-сырьевых ресурсов юго-востока Читинской области (1,5 млрд долл. – 29% от общего объема инвестиций).

Следует также отметить, что в зарубежной практике (как, например, во Франции) создание подобных государственных фондов имело целью привлечение инвесторов к

осуществлению проектов по развитию проблемных регионов. В России же при создании Инвестиционного фонда такая специальная задача – поднимать проблемные территории – напрямую не ставилась. Инвестиционный фонд РФ – это средства, предусмотренные в федеральном бюджете и подлежащие использованию по преимуществу для государственного финансирования строительства инфраструктурных объектов в рамках реализации государственно-частного партнерства без выделения каких-либо явных региональных приоритетов.

Однако проблема доступа к средствам Инвестиционного фонда заключается не только в бюджетных ограничениях, но и в недостаточной подготовленности институциональной среды, слабой проработке организационно-процедурных аспектов:

- при подготовке заявки на получение финансовой поддержки основным инициатором, как наиболее заинтересованная сторона, является инвестор (хотя, по большому счету, государство не менее инвестора заинтересовано в осуществлении проектов);
- региональные власти занимают выжидательную позицию, не проявляя должной инициативы в подготовке и продвижении инвестиционных проектов;
- федеральным центром не четко определены «правила игры» и алгоритм разработки заявки;
- нечетко расставлены приоритеты региональной и отраслевой принадлежности проектов, что в особенности затрудняет подготовку проектов, имеющих комплексный межотраслевой и межрегиональный характер.

В еще большей степени фактор институциональной неподготовленности сказывается в вопросе о применении такой формы партнерства, как **концессионные соглашения**. По этой причине Федеральный закон «О концессионных соглашениях», принятый в 2005 г., до сих пор не работает так, как предполагалось. Неработоспособность данной формы ГЧП в России вызвана как формально-процедурными, так и содержательными пробелами принятого закона, в его нестыковке с нормативно-правовыми основами и практикой бюджетно-финансовой деятельности государства.

Закон «О концессионных соглашениях» является рамочным: чтобы он заработал, необходимо создать соответствующую подзаконную нормативно-правовую базу концессии, систему управления и регулирования. В законе отсутствует четкое определение субъекта отношений со стороны государства, не решен вопрос о типовых формах соглашений и порядке их разработки и многие другие практически важные аспекты. Но при этом закон подробно описывает процедуру конкурсного отбора заявок и процесс выбора концессионера, включая порядок подачи документов, этапы отбора, их предельные сроки. Инвесторов отпугивает громоздкая конкурсная процедура, нечеткость критериев выбора победителя и тот колоссальный объем информации, который надо представить на конкурс.

В содержательном плане основной недостаток закона состоит в том, что в нем отражены интересы и права государства, но не даны твердые гарантии соблюдения прав инвестора. Существует риск, что после осуществления основного объема инвестиций,

концессионный договор может быть расторгнут. В мировой практике по истечении срока договора государство выкупает объект, построенный концессионером с нуля, а по российскому закону эти затраты не компенсируются. Нет уверенности, что государство будет выполнять свои обязательства по долевному финансированию и предоставлению гарантий, поскольку бюджет планируется на год вперед, а концессионные соглашения должны действовать длительное время.

Для развития минерально-сырьевого комплекса серьезным минусом принятого закона можно считать его ярко выраженную инфраструктурную направленность и, соответственно, недостаточный учет специфики деятельности и инвестиционного процесса в сфере недропользования. Данное обстоятельство затруднит использование концессий непосредственно при освоении месторождений полезных ископаемых, ограничив сферу применения рамками инфраструктурных проектов, осуществление которых открывает доступ к сырьевым объектам.

По этой причине, вероятно, следует вернуться к вопросу применения в минерально-сырьевом комплексе соглашений о разделе продукции (СРП), критически переосмыслив опыт и ошибки первых СРП по Сахалину. СРП, по сути, тоже является концессионным соглашением, которое приспособлено к условиям недропользования и допускает распределение дохода между государством и инвестором не в денежной, а в натуральной форме. Для взаимовыгодного применения СРП фактически нужны те же самые условия и предпосылки, что и для обычных концессионных соглашений. Если же такие условия не будут созданы, то и практика концессий тоже не оправдает себя, как и наша нынешняя практика СРП в нефтегазовой отрасли.

Недостаток требуемой подготовки условий, системные ошибки при выстраивании взаимоотношений с бизнесом не только отпугивают инвесторов и не позволяют осуществить потенциально выгодные и необходимые государству проекты экономического развития.

Необходимость создания условия для практической реализации механизмов ГЧП

Дальнейшее масштабное развитие минерально-сырьевого комплекса на Востоке страны представляет собой сложную, комплексную задачу. На сегодняшний день созданы еще далеко не все условия и предпосылки, необходимые для ее успешного решения. Есть немалые потенциальные возможности и со стороны государства, и со стороны бизнеса, которые нужно научиться грамотно и эффективно использовать. Ситуация в целом дает определенные надежды, но чтобы их воплотить в жизнь, необходимо целенаправленно работать, расшивая «узкие места» и создавая условия для практической реализации имеющихся планов и проектов.

Формулу будущего успеха можно представить в виде трех слагаемых: «ясные приоритеты + ключевые проекты + взаимная ответственность власти и бизнеса».

Ясные приоритеты. Разработка целостной стратегии долгосрочного развития восточных регионов страны и ее взаимная увязка с отраслевыми стратегиями и программами (Энергетической стратегией России, Программой изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, проч.).

Ключевые проекты. Разработка системы критериев оценки инвестиционных проектов с учетом требований экономической и социальной эффективности, содействия комплексному развитию и освоения минерально-сырьевой базы, привлечения инновационного потенциала российских предприятий и организаций. Включение указанных критериев, а также региональных приоритетов в перечень условий предоставления государственной поддержки за счет средств Инвестиционного фонда. Разработка в качестве приложения к стратегии развития восточных регионов реестра инвестиционных проектов и перечня наиболее перспективных (приоритетных) проектов, подлежащих реализации при государственной поддержке.

Взаимная ответственность власти и бизнеса включает следующие аспекты.

- Доработка (внесение поправок) законодательства о недропользовании, а также антимонопольного, концессионного, налогового, земельного и сопутствующего законодательства с учетом задач формирования конкурентной среды в экономике и условий для ГЧП, обеспечивающих возможность максимально гибкого выбора моделей и форм сотрудничества на практике.
- Упрощение и упорядочивание процедурных аспектов в решении вопросов о предоставлении государственной поддержки инвестиций и реализации проектов ГЧП. Создание консультационных центров, аккредитованных при Министерстве экономического развития РФ.
- Четкое определение компетенции и ответственности органов государственного управления при реализации проектов ГЧП. Конкретизация функций и форм участия региональных властей в подготовке и продвижении проектов.
- Решение вопроса о создании Федерального агентства поддержки экспорта с функциями, направленными на обеспечение системного подхода к реализации экспортной политики, мобилизации финансовых и административных возможностей государства, которые бы реально способствовали эффективному продвижению продукции отечественных товаропроизводителей на внешние рынки.
- Передача части государственных функций (прежде всего процедурного характера) саморегулируемым организациям бизнеса – Некоммерческому партнерству «Горнопромышленники России», Союзу нефтепромышленников, Российскому газовому обществу.

Со стороны государства в «общую копилку» должны быть внесены:

- четко обозначенное понимание целей и задач развития восточных регионов страны и минерально-сырьевого комплекса, а также политическая поддержка частной инициативы, направленной в сторону достижения сформулированных целей;
- объективные критерии отбора приоритетных проектов на предмет соответствия названным целям и задачам развития;

- комплекс нормативно-правовых и других институциональных условий, соответствующих поставленным целям и задачам развития и обеспечивающих реальную возможность партнерства с частным бизнесом;
- ограниченные по размерам стимулирующие инвестиции, дающие частному бизнесу точные «сигналы» и гарантии для осуществления основного объема инвестиций в конкретные проекты развития.

Со стороны бизнеса, как это и должно быть в условиях рыночной экономики, требуются инвестиции, предприимчивость, нацеленность на высокую экономическую и финансовую эффективность, управленческий опыт.

Все это вместе взятое необходимо для создания позитивной практики осуществления инвестиционных проектов по модели ГЧП как основного подхода в решении задач комплексного развития восточных регионов России и минерально-сырьевого комплекса.

5.1.2. Подходы к формированию лицензионной политики, направленной на снижение рисков и издержек при освоении новых провинций

Необходимо устранить проблемы в законодательстве, снижающие эффективность геологоразведочных работ, освоения уже имеющихся крупных месторождений углеводородов, в частности:

- координировать проведение лицензионной политики по месторождениям и участкам недр Восточной Сибири и обеспечить ее выполнение;
- обеспечить нормативно-правовые условия для эффективной добычи, хранения и использования гелия, в т.ч. принятие соответствующего федерального закона;
- обеспечить государственное финансирование геологоразведочных работ регионального этапа;
- обеспечить гарантии получения лицензий на разработку месторождений по праву первооткрывателя в случае проведения ГРП за счет собственных средств и компенсации государственных затрат, если таковые имели место;
- принять специальную программу проведения ГРП и лицензирования недр в соответствии со сроками и объемными показателями исходя из платежеспособного спроса на природный газ и в соответствии с ВГП и Генеральной схемой развития газовой отрасли РФ до 2030 года, Энергетической стратегией России до 2030 года;
- стимулировать увеличение объемов поискового и разведочного бурения для восполнения запасов газа в процессе добычи [Генеральная схема..., 2008].

Предложения по совершенствованию государственной политики в нефтегазовой отрасли в вопросах организационного обеспечения государственной системы лицензирования недр включают:

- формирование эффективной системы государственного контроля за проведением геологоразведочных и добычных работ, выполнением условий лицензий и договоров на право пользования участками недр;
- разработку среднесрочных и долгосрочных программ проведения ГРП и лицензирования недр в увязке со сроками и объемными показателями стратегических государственных документов (Энергетической стратегии России до 2030 года, Генеральной схемы развития газовой промышленности до 2030 года);
- создание системы непрерывного мониторинга участков недр федерального значения с целью оптимизации их структуры и восполнения.

В вопросах передачи прав на лицензии необходима:

- разработка механизмов детального регулирования оснований перехода права пользования недрами и переоформления документов, удостоверяющих права пользования участками недр;
- разработка четкого механизма признания открытия месторождения, включающего гарантии бесконкурсной выдачи лицензии на добычу объектов, открытых за счет недропользователя по лицензии на геологическое изучение недр.

В вопросах изменений размеров лицензионных участков недр в процессе их использования необходимо:

- предусмотреть возможность разделения по инициативе недропользователя предоставленного ему в пользование лицензионного участка (месторождения) на несколько самостоятельных участков (блоков) как по площади, так и по глубине с соответствующим оформлением лицензий или договоров отдельно на каждый участок в случае, когда выработка запасов на предоставленном участке недр может осуществляться по отдельным техническим проектам без утраты промышленного значения какой-либо части запасов;
- предусмотреть при разработке одного месторождения углеводородного сырья несколькими недропользователями в рамках единого технологического документа право органа государственной власти, выдавшего лицензии, на назначение из числа недропользователей координатора (оператора) работ;
- предоставление исключительного права владельцу лицензии на разработку месторождения, проводившего поисково-разведочные работы на прилегающем участке недр нераспределенного фонда за счет собственных средств и доказавших распространение месторождения за пределами лицензионного участка, на расширение участка до размеров, включающих месторождение в целом в его новых границах.

В вопросах изменений сроков действующих лицензионных соглашений требуются:

- разработка механизма продления прав пользования недрами для поиска месторождений углеводородов для завершения поисковых и оценочных работ в

условиях сложных горно-геологических и природно-географических условий (прежде всего в новых провинциях);

- детализация оснований и механизмов прекращения, приостановления и ограничения прав пользования недрами, установка порядка принятия таких решений, а также порядка восстановления прав пользования;
- в новых регионах, не имеющих действующей инфраструктуры, увеличение сроков подготовки месторождений к разработке [Генеральная схема..., 2008].

В вопросах расчетов за проведенные ГРП на лицензионных участках:

- разработка порядка компенсации расходов на проведение поисковых и оценочных работ недропользователю, проводившему работы по поиску и оценке месторождений за счет собственных средств, в случае его отказа от продолжения разработки месторождения, и выставления участка недр на конкурс или аукцион;
- определение порядка предоставления недропользователем количественных и качественных параметров геологической информации государственным органам;
- создание государственной методики геолого-экономической и стоимостной оценки месторождений УВ, как основы расчета платежей за пользование недрами, условий конкурса (аукциона) и перехода к системе налогообложения, основанной на добавочном доходе (налоге на дополнительный доход – НДД).

5.1.3. Возможности и механизмы участия государства в создании инфраструктуры. Формирование организационных структур, координирующих деятельность недропользователей

Вплоть до настоящего времени в России отсутствует комплексный подход к освоению новых территорий. В свое время и Западная Сибирь, и ряд других центров добычи ресурсов недр создавались и обустроивались как единые территориально-производственные комплексы. Такой подход (с учетом сегодняшних экономических реалий) отвечает интересам и государства, и бизнеса.

Компании за счет объединения усилий могут существенно снизить свои издержки на освоение ресурсов УВС в новых провинциях (в данном случае – в Восточной Сибири). Создавать совместно общую транспортную сеть, систему энергоснабжения, социальную инфраструктуру эффективнее и менее затратно, чем заниматься решением этих вопросов каждому недропользователю отдельно. Создание единой интегрированной инфраструктуры даст дополнительные возможности и для разработки малых и средних месторождений [Крюков и др., 2008].

В этой связи задача государства – совместно с добывающими компаниями, субъектами естественных монополий, регионами разработать комплексные программы освоения новых нефтегазоносных провинций. Такие программы (и соответствующие организационные структуры) должны учитывать интересы всех основных сторон,

вовлеченных в процессы освоения недр: федерального центра; компаний-недропользователей; регионов, где ведется добыча УВС (различных групп населения); субъектов естественных монополий.

В первую очередь, речь должна идти о реализации таких проектов в Восточной Сибири, о перспективах согласованного создания транспортной инфраструктуры, перерабатывающих мощностей и обустройства месторождений в данном регионе.

К настоящему времени осуществляется создание инфраструктуры для транспортировки нефти (ВСТО). Создание единой и согласованной инфраструктуры для транспортировки газа представляется более сложной (и даже более актуальной) задачей в связи с необходимостью согласованных действий по освоению не только (преимущественно) газовых, но и нефтяных месторождений. Создание единой инфраструктуры особенно важно в связи с необходимостью рационального использования ПНГ, а также в связи с тем, что в данном районе практически нет чисто газовых или нефтяных месторождений, а большинство из них НГКМ.

При жестких требованиях государства к утилизации ПНГ (о чем свидетельствует, например Постановление Правительства от 8 января 2009 г.), несогласованность в создании транспортной инфраструктуры (ввода нефтяных месторождений и газопроводов) может привести к ограничениям для добычи нефти в Восточной Сибири, что не соответствует стратегическим задачам государства на Востоке страны.

Корпорация развития Красноярского края

При реализации инфраструктурных проектов встает вопрос о том, кто будет заказчиков таких проектов. Есть опасения, что если федеральный инвестиционный поток пойдет через разрозненные программы соответствующих профильных ведомств и монополий, то инфраструктура будет создаваться не эффективно, с задержками, с высоким уровнем затрат.

Одним из примеров организационных структур, координирующих деятельность недропользователей, является Корпорация развития Красноярского края. Она представляет собой компанию, деятельность которой направлена на обеспечение высоких темпов социально-экономического развития Красноярского края, реализацию принципов ГЧП, привлечение в экономику края инвестиций и технологий, обеспечение эффективного взаимодействия администрации Красноярского края и инвесторов при разработке и реализации проектов социально-экономического развития. Созданная как инструмент государственно-частного партнерства, компания занимает в регионе особое положение. Представляя интересы крупного бизнеса перед государством и интересы государства перед бизнесом, корпорация обеспечивает их эффективное взаимодействие и является инициатором масштабных промышленных и инфраструктурных проектов в Красноярском крае.

На сегодняшний день приоритетным направлением деятельности Корпорации является продвижение проекта «Комплексное развитие Нижнего Приангарья». Это государственно-частный проект по созданию нового промышленного района в Красноярском крае на базе электроэнергии Богучанской ГЭС и ресурсного потенциала

региона. В рамках проекта государство за счет средств Инвестиционного фонда РФ финансирует развитие инфраструктуры, что создает основу для инвестиций бизнеса в строительство новых промышленных объектов.

Проект предполагает 34,2 млрд руб. федеральных инвестиций за счет средств Инвестиционного фонда РФ в 2006–2009 годах в строительство инфраструктурных объектов: схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС (линии электропередач), реконструкции автодороги Канск-Абан-Богучаны-Кодинск, строительство железной дороги Карабула-Ярки, строительство моста через Ангару в районе деревни Ярки.

В Корпорации государству принадлежит блокирующий пакет, а оставшиеся акции распределяются среди заинтересованных компаний. Такая структура мотивирована на то, чтобы быстро и качественно подвести всю инфраструктуру туда, где в ней имеется потребность, чтобы предприятия (акционеров корпорации) были эффективно построены и начали работать в планируемый период. В рамках такого подхода сам бизнес определяет какие инфраструктурные объекты, где, в какое время ему нужны для реализации его проектов.

Получив полную картину развития региона (на основе освоения лицензионных участков недр разными компаниями) координирующая структура (с участием федеральных и региональных органов власти) имеет возможность максимально эффективно расположить на территории района транспортную и социальную инфраструктуру, чтобы сэкономить средства и создать всю необходимую инфраструктуру для запуска проектов и их эффективного функционирования.

Такой подход обеспечивает создание согласованной (скоординированной всеми участниками освоения района) инфраструктуры в районах нового освоения, соответственно, сокращение совокупных издержек, повышения эффективности проектов для бизнеса.

Применительно к освоению нефтегазовых участков недр в Восточной Сибири целесообразно создание подобной структуры, но она должна иметь межрегиональный характер, чтобы согласовывать создание инфраструктуры в рамках нескольких субъектов Федерации (прежде всего Красноярского края и Иркутской области).

При этом целесообразно создание на основах такого подхода не только общей инфраструктуры (линий электропередач, объектов социальной сферы), но и специализированной инфраструктуры (например, эстакад для перевалки жидких углеводородов – СУГ, ШФЛУ, газового бензина). Таким образом, целесообразно, чтобы государство участвовало в инвестировании в инфраструктуру, а конкретные проекты финансировал бы бизнес.

5.2. Рекомендации по совершенствованию системы государственного регулирования, направленные на рациональное освоение и использование ресурсов УВС Восточной Сибири

Для успешного осуществления проектов, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой газовых ресурсов Восточной Сибири (проектов в рамках ВГП), являющихся необходимой предпосылкой социально-экономического развития соответствующих субъектов РФ, требуется проведение государством системы эффективных мер, направленных на стимулирование ускоренного развития газовой промышленности в этих районах страны.

Государственная поддержка должна создать благоприятные условия для привлечения инвесторов, эффективной работы нефтегазовых компаний, установить прозрачные и стабильные отраслевые правила и налоговые механизмы. Государственная поддержка реализации проектов в Восточной Сибири должна включать комплекс мер в следующих областях:

- недропользования – в целях стимулирования наиболее рационального вовлечения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока в хозяйственный оборот,
- налогообложения – для создания нефтегазовым предприятиям более благоприятных условий для освоения месторождений газа (и ресурсов ПНГ), чем те, которые они имеют в традиционных газодобывающих районах с уже сложившейся инфраструктурой;
- ценообразования, тарифной политики, привлечения инвестиций – для создания условий эффективной реализации газовых проектов. Цены на газ должны формироваться на базе спроса и предложения с учетом потребительских свойств природного газа и создания рынка межтопливной конкуренции;
- экспортной политики – для повышения эффективности экспорта российского газа;
- региональной политики, позволяющей четко разграничить права и ответственность федерального центра и региональных органов власти при реализации газовых проектов;
- экологической политики, дающей дополнительные стимулы для перехода на газ потребителей в наиболее сложных с экологической точки зрения районах;
- таможенной политики, предоставляющей предприятиям и организациям, реализующим отдельные газовые проекты, дополнительные стимулы и повышающие коммерческую привлекательность проектов посредством предоставления целевых таможенных льгот.

5.2.1. Особенности налоговой политики в новых нефтегазовых провинциях

К настоящему времени для новых нефтегазовых провинций применяется целый комплекс мер налогового стимулирования. Эти меры включают льготы по основным налогам, взимаемым при добыче и реализации нефти, – налогу на добычу и экспортной пошлине.

Применительно к ресурсам газа государство вплоть до настоящего времени не использует механизмов стимулирования. При этом газовая промышленность требует аналогичных (или даже более «сильных» мер). Это обусловлено рядом обстоятельств, которые усложняют добычу газовых ресурсов, а также транспортировку газа и продуктов переработки до рынков:

- необходимость строительства транспортной инфраструктуры (трубопроводов ПНГ, магистральных газопроводов);
- высокое содержание полезных компонентов в ПНГ, что усиливает необходимость их квалифицированного использования в газохимии;
- наличие гелия (необходимость его выделения и хранения);
- повышение жесткости мер государственного регулирования по отношению к сжиганию ПНГ;
- высокое содержание азота (что снижает потребительские свойства добываемого газа как топлива и требует затрат на дополнительную подготовку добываемого газа, а также создает предпосылки для развития газохимии);
- в ресурсах газа наличие на ряде объектов соединений серы.

Повышенные риски и издержки недропользователей при освоении ресурсов газа (свободного и ПНГ) в Восточной Сибири вызывают необходимость налогового стимулирования инвестиций, что должно быть связано с льготными условиями по ряду основных налогов, включая регулярные платежи за недра (ренталс), налог на прибыль, налог на добычу.

Налог на добычу для газа

Необходимо применение дифференцирующих и стимулирующих подходов при разработке ресурсов газа в новых районах (включая Восточную Сибирь). Отсутствие вплоть до настоящего времени практических шагов применительно к данной отрасли (в отличие от нефтедобычи) не способствует ускоренному и комплексному освоению ресурсов газа в новых районах Восточной Сибири. Действующая налоговая система не соответствует условиям и задачам дальнейшего развития газодобычи: она адаптирована к условиям разработки гигантских высокопродуктивных месторождений [Крюков и др., 2006].

Создание гибкой налоговой системы в газодобывающей промышленности России следует начать на основе элементов производственного подхода, отражающих естественную (геолого-промысловую, географическую) дифференциацию условий разработки месторождений. Учитывая реалии сегодняшнего дня, следует признать, что отечественная система управления недрами в целом (и налогообложения – в частности) в большей степени подготовлена именно к такому пути развития. При построении гибкой схемы налогообложения на основе производственного подхода могут быть использованы уже существующие элементы системы государственного мониторинга и контроля геолого-промысловых параметров разработки месторождений и состояния запасов, знания и опыт российских компаний, а также может быть применен зарубежный опыт (прежде всего, Канады и США). В дальнейшем – по мере становления полноценного рынка УВС – сложатся необходимые предпосылки для трансформации гибкой налоговой системы в сторону усиления элементов экономического подхода (т.е. системы, напрямую связанной с рентабельностью разработки месторождений УВС).

В российских условиях при построении системы гибкого налогообложения в рамках производственного подхода следует отдать предпочтение формам предоставления льгот по уплате налога на добычу для газа в относительном исчислении, т.е. в процентном (долевом) отношении к основной ставке налога. При этом не имеет принципиального значения: взимается ли сам налог по специфической (в руб./тыс. м³ добытого газа) или адвалорной (в процентах к стоимости добытой продукции) ставке.

При формировании дифференцированной системы налогообложения на основе производственного подхода газодобывающая отрасль имеет определенные преимущества перед нефтяной промышленностью в силу значительно меньшего числа объектов (месторождений, залежей, скважин), что сокращает издержки перехода и для государства, и для недропользователей.

Факторы дифференциации ставки налога на добычу для природного газа

При выборе основных факторов дифференциации (которые следует применять на практике) необходим учет:

- возможности администрирования данных факторов со стороны государства;
- зависимости издержек на добычу от данного фактора;
- особенностей минерально-сырьевой базы (например, объективный рост доли «жирного» газа в общем объеме добычи; необходимость освоения новых районов);
- российского и зарубежного практического опыта применения гибких систем налогообложения в НГС [Крюков и др., 2006].

Основные характеристики факторов дифференциации налога на добычу для газа с акцентом на особенности освоения новых провинций (прежде всего Восточной Сибири) представлены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристики факторов дифференциации налога на добычу для газа

Факторы дифференциации	Возможности администрирования	Основные комментарии	Вероятный эффект
Дебиты скважин	Необходимы значительные издержки при реализации такого подхода для недропользователей и контролирующих органов	Требует существенных затрат для газовых компаний (системы измерения и учета добытой продукции). В некоторых случаях требуется внесение изменений в проекты разработки. Ограниченное использование в мировой практике (только в ряде провинций Канады)	Не стимулирует использование современных технологий добычи, повышающих уровень дебитов
Плотность запасов (млн м3/км2)	Хорошо администрируется. Проблема переоценки извлекаемых запасов	При доразведке участка недр может потребоваться корректировка площади лицензионного участка	Косвенно стимулирует освоение новых месторождений и провинций
Районирование / экономико-географические условия (удаленность от инфраструктуры, климатические условия)	Субъективный показатель (сложно обосновать конкретные параметры), хорошо администрируется	Используется в мировой практике (в основном для новых перспективных нефтегазовых провинций)	Стимулирует освоение новых месторождений и провинций
Качество добываемой продукции (газоконденсатные объекты)	Льготы для газа дезтанизации администрируются хорошо	Целесообразны льготы для всего газа, проходящего через установки дезтанизации (поскольку для такого газа требуются дополнительные инвестиции в мощности по переработке)	Стимулирует освоение газоконденсатных месторождений, что важно для развития отрасли
Начальные этапы освоения месторождений (новые объекты)	При установлении единой шкалы жизненного цикла для месторождений администрируется легко	Необходимо уточнение периода льгот для разных провинций. Целесообразен более продолжительный льготный период для новых провинций	Стимулирует инвестиции в газодобычу, в открытие и разработку новых месторождений, что важно для стабилизации и развития отрасли

Таблица 5.1 – Продолжение

Факторы дифференциации	Возможности администрирования	Основные комментарии	Вероятный эффект
Глубина залежи / объекта разработки (скважин)	Учет добычи по залежам (эксплуатационным объектам) ведется в Государственном балансе запасов и, соответственно, осуществляется списание запасов. Необходимы новые формы для отчетности (приложение к налоговой декларации по НДС)	Мировая и российская практика свидетельствует о кратном росте издержек для глубоких скважин. Глубокие залежи преимущественно являются газоконденсатными, поэтому их рациональное освоение требует дополнительных инвестиций в объекты транспортировки и переработки. Один из наиболее часто применимых показателей при дифференциации (Канада, США)	Стимулирует разработку глубоких залежей, газоконденсатных месторождений, что стратегически важно для развития отрасли в настоящее время
Величина запасов	Необходимо совершенствование системы государственной экспертизы. Проблема переоценки извлекаемых запасов	Не всегда хорошо коррелирует с рентабельностью освоения участка недр	Стимулирует разработку мелких месторождений
Использование газа для закачки в пласт	Сложно администрировать	Относительно небольшие объемы в современных условиях	Стимулирует применение новых технологий
Особые условия добычи: содержание серы	Хорошо администрируется	Освоение месторождений с высоким содержанием серы требует значительных дополнительных инвестиций в объекты обустройства и переработки	Стимулирует разработку месторождений с высоким содержанием серы (выравнивает условия с обычными объектами)
Особые условия добычи: содержание гелия	Хорошо администрируется	Рациональное освоение месторождений с высоким содержанием гелия требует значительных дополнительных инвестиций в объекты переработки	Стимулирует разработку месторождений с высоким содержанием гелия (выравнивает условия с обычными объектами)

В современных условиях повышение гибкости налога на добычу в газовой отрасли следует начать с введения наиболее актуальных и легко администрируемых факторов, которые могут быть учтены исходя из имеющейся статистической и геологической информации, отчетности газодобывающих компаний:

- налоговые каникулы для новых месторождений в новых нефтегазовых провинциях. При этом необходимы ограничения по срокам и/или накопленной добычи газа с начала разработки;

- льготная ставка НДПИ при особых условиях разработки (включая закачку газа в пласт, высокое содержание гелия и/или серы);
- глубина залежи (объекта разработки).

С целью создания условий для эффективного инвестирования в освоение газовых ресурсов в новых провинциях, разработка которых в настоящее время сдерживается необходимостью создания инфраструктуры и значительными объемами капитальных вложений, необходимо применение к соответствующим участкам недр понижающих коэффициентов к базовой ставке НДПИ.

Другой фактор дифференциации предлагается определять закрытым перечнем особых условий добычи, утвержденным законодательно, при наличии которых к объекту применяется поправочный коэффициент в течение всего срока разработки. К таким условиям следует отнести: использование части добываемого газа для закачки в пласт, аномально высокие глубины залегания продуктивных пластов и высокое содержание гелия и/или серы.

Учитывая особенности современного этапа развития газодобывающей отрасли в РФ, при построении системы дифференцированного налогообложения газодобычи следует учесть фактор глубины скважин (залегания продуктивных пластов). Как свидетельствует мировая и российская практика, данный показатель является одним из основных факторов, определяющих различия в уровне издержек на добычу газа.

По мере накопления опыта на последующих этапах налоговой реформы в газовой отрасли необходимо перейти к введению дополнительных факторов, отражающих этапы освоения месторождений (введение льгот для всех новых объектов, а не только в новых провинциях), степень выработанности месторождений.

Усиление гибкости налогообложения с учетом жизненного цикла разработки месторождений повысит заинтересованность газодобывающих организаций инвестировать в открытие и разработку новых месторождений, а также к применению высокотратных технологий, обеспечивающих продление рентабельной разработки выработанных месторождений.

В налоговом регулировании необходим механизм, позволяющий создавать налоговые стимулы для добычи УВС из комплексных (многокомпонентных) месторождений, что позволит увеличить эффективность разработки таких месторождений. Одной из мер по стимулированию дополнительной добычи УВС и вовлечения в разработку не разрабатываемых сегодня запасов нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений (что актуально для Восточной Сибири) является установление пониженной ставки налога на добычу для нефти и газа, добываемых из нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, в которых нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее определенной величины (например, 30%). При этом необходимо разработать прозрачные и легко администрируемые критерии выделения месторождений (лицензионных участков), при добыче УВС на которых будет применяться льготный порядок исчисления НДПИ.

Налог на прибыль

Налог на прибыль (наряду со специальными налогами) играет важное значение с точки зрения общей налоговой нагрузки на нефтегазовые компании. Поэтому условия взимания данного налога важны для привлечения инвестиций в районы нового освоения.

Уровень налоговой нагрузки по данному налогу зависит от номинальной ставки налога и условий, в соответствии с которыми возмещаются затраты на ГРП, разработку и эксплуатацию месторождений. Подходы к учету амортизации при разведке и разработке месторождений оказывают существенное влияние на налогооблагаемую прибыль.

Вплоть до 2001 г. для нефтегазового сектора России важнейшее значение имела **инвестиционная льгота**, которая позволяла уменьшать налогооблагаемую базу (не более чем на половину) на величину осуществленных капитальных вложений. Эта льгота для большинства нефтегазовых компаний существенно уменьшала эффективную ставку налога на прибыль. В настоящее время Налоговый кодекс РФ не предусматривает применение инвестиционной льготы. Отмена рассматриваемой льготы для компаний, осуществляющих крупные капитальные вложения в освоение и разработку месторождений углеводородного сырья, не может быть в полной мере компенсирована даже сокращением номинальной ставки налога на прибыль. Отмена рассматриваемой льготы не способствовала привлечению инвестиций в реальный сектор экономики, в освоение новых нефтегазовых районов.

Представляется целесообразным введение и использование инвестиционной льготы при освоении новых нефтегазовых провинций, прежде всего Восточной Сибири. Введение инвестиционной льготы будет адекватно компенсировать повышенные риски и затраты недропользователей в районах нового освоения.

В настоящее время субъекты Федерации могут снизить ставку налога для отдельных категорий налогоплательщиков в части суммы налога, зачисляемого в их бюджеты, только на 4%. Таким образом, ограничен объем льгот по рассматриваемому налогу, который регионы могут предоставить для стимулирования деловой активности на их территории. Такое положение ограничивает возможности нефтегазовых регионов для формирования более адекватных условий для привлечения инвестиций, для стимулирования (поддержания) деловой активности. Для районов нового освоения представляется целесообразным увеличение возможностей налогового регулирования для субъектов Федерации.

Снижение налога на добычу ведет к уменьшению суммы НДС, вычитаемой из налогооблагаемой прибыли. Такой порядок фактически сокращает сумму льгот на 20% (ставка налога на прибыль). Поэтому при освоении новых провинций (с учетом повышенных издержек и рисков) целесообразно при расчете налога на прибыль учитывать номинальный уровень налога на добычу, а не реальный (фактически уплачиваемый). Такой подход призван привлечь инвесторов к освоению новых нефтегазовых провинций.

Стимулирование ГРП

Согласно Налоговому кодексу РФ (ст. 261), расходами на освоение природных ресурсов признаются расходы на геологическое изучение недр, разведку полезных ископаемых, проведение работ подготовительного характера. Расходы на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, их разведку, расходы на приобретение необходимой геологической и другой информации у третьих лиц, в том числе в государственных органах, включаются в состав прочих расходов равномерно в течение 12 месяцев.

Расходы на подготовку территории к ведению горных, строительных работ, в том числе на устройство временных подъездных путей и дорог, подготовку площадок для строительства сооружений, хранения плодородного слоя почвы, предназначенного для последующей рекультивации земель, включаются в состав прочих расходов равномерно в течение 5 лет.

При этом расходы по непродуктивным скважинам признаются для целей налогообложения равномерно в течение 12 месяцев. Другие расходы (на подготовку территории, дороги, подготовка площадок) признаются для целей налогообложения равномерно в течение 5 лет, что не соответствует целям ускоренного проведения ГРП в новых районах.

Необходимо снижение налоговой нагрузки и быстрое погашение затрат на региональные и поисковые работы, прежде всего в районах нового освоения. Для обеспечения выполнения инвесторами условий недропользования в части объемов подготовки запасов необходимо стимулирование ГРП. В качестве таких механизмов следует рекомендовать:

- отмену регулярных платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых (прежде всего, в районах нового освоения); к тому же большие площади (по сравнению со старыми / зрелыми регионами) увеличивают уровень данных платежей;
- ускорение погашения затрат на региональные и поисковые работы, прежде всего в районах нового освоения.

Основные рекомендации

Меры стимулирования должны быть такими, чтобы не только привлечь инвестиции, но и обеспечить государству получение адекватной части рентных доходов, при этом учитывая повышенные риски и издержки недропользователей, необходимость применения инноваций (в производстве и организации).

Предлагаемые механизмы и подходы к налоговому стимулированию проектов освоения ресурсов газа в России (во всех провинциях) и в новых районах в общем виде представлены в табл. 5.2. Общая логика – реализация более гибких и льготных схем применительно к освоению новых районов, в том числе к добыче ресурсов углеводородного сырья в Восточной Сибири.

Таблица 5.2 – Рекомендации по налоговому стимулированию освоения газовых ресурсов в новых районах (Восточная Сибирь)

Налоги и платежи	Стимулирование инвестиций в добычу газа в России	Стимулирование инвестиций в добычу газа в Восточной Сибири
Налог на прибыль		
Инвестиционная льгота	Инвестиционная льгота (до 50% облагаемой базы)	Инвестиционная льгота (75-100% от уровня облагаемой базы)
Амортизация	Возможность применения ускоренной амортизации	Возможность применения ускоренной амортизации
Роль регионов (субъектов Федерации)	Возможность сокращения ставки налога на 4 процентных пункта	Более широкие возможности сокращения ставки налога на прибыль (например, до 10 процентных пунктов)
Экспортная пошлина: газ		
Гибкость	Целесообразно установление гибкой ставки экспортной пошлины (аналогично нефти в зависимости от цены)	Для новых провинций целесообразна более льготная шкала
Новые проекты	Целесообразно установление льгот для проектов в (относительно автономных) новых нефтегазовых районах	Необходимы льготные ставки для Восточной Сибири (при этом потоки газа относительно хорошо администрируются)
Налог на добычу: газ		
Гибкость	Целесообразна реализация гибких подходов для новых провинций, особых условий, в зависимости от глубины залежей	Целесообразна реализация гибких подходов для новых провинций, особых условий
Новые проекты	Льготы для новых проектов	Льготы на ограниченный объем добытого газа или на начальные годы разработки
Стимулирование ГРП		
Регулярные платежи (поиск и оценка)	Сокращение ставок регулярных платежей для этапов поисков и оценки	Отмена регулярных платежей для этапов поисков и оценки
Порядок списания затрат на ГРП	Ускоренное погашение (списание) затрат на региональные и поисковые работы	Ускоренное погашение (списание) затрат на региональные и поисковые работы
Регулярные платежи (разведка)	Сокращение ставок регулярных платежей для этапа разведки	Сокращение ставок регулярных платежей для этапа разведки

В качестве элемента государственно-частного партнерства (поскольку происходит распределение рисков, а фактически и затрат) применительно к системе налогообложения в НГС можно рассматривать:

- разработку и использование гибких механизмов применительно к налогу на добычу;
- учет всех издержек на ГРП (включая продуктивные и «сухие» скважины) в себестоимости добываемой продукции. В этом случае фактически происходит распределение рисков и затрат на ГРП между инвесторами и государством

(поскольку сокращаются суммы фактически уплачиваемого налога на прибыль);

- введение инвестиционной льготы по налогу на прибыль. Целесообразно применение порядка, который имел место в России до 2001 г.: облагаемая база по налогу на прибыль сокращалась на величину инвестиций. В этом случае государство также фактически участвует в инвестициях в освоение недр.

При этом данные меры:

- достаточно хорошо администрируются;
- не требуют прямых затрат со стороны государства;
- способствуют привлечению инвестиций в высокорискованные проекты по освоению новых районов;
- являются конкретными механизмами реализации принципов государственно-частного партнерства.

5.2.2. Стимулирование государством развития перерабатывающих производств и создания ГТС

Меры государства по стимулированию развития перерабатывающих производств

Развитие перерабатывающих производств (в данном случае газопереработки и газохимии) является одним из приоритетов государственной политики. Развитие газопереработки и газохимии позволяет получить значительные эффекты и на макроуровне, и на микроуровне. На макроуровне данные эффекты включают:

- повышение эффективности использования минерально-сырьевой базы за счет более глубокой переработки углеводородного сырья;
- улучшение структуры внешнеторгового оборота, ослабление зависимости экономики страны от импорта химической продукции, расширение высокотехнологичного экспорта;
- увеличение налоговых поступлений в консолидированный бюджет РФ;
- увеличение экспортной выручки;
- снижение зависимости экономики России от поставок химической продукции из зарубежных стран.

На микроуровне данные эффекты включают:

- обеспечение потребностей в химической продукции по объемам, ассортименту и качеству;
- формирование в химическом комплексе эффективных рыночно-ориентированных компаний;
- повышение инновационной активности и уровня обновления основных фондов предприятий химического комплекса и смежных отраслей;

- поддержание высокого уровня занятости;
- повышение спроса на квалифицированные научно-технические кадры.

К недостаткам существующих механизмов регулирования нефтехимической отрасли следует отнести:

- несовершенство системы разрешений при проектировании и строительстве новых производств. Наличие жестких, иногда дублирующих требований ведомств, включая вопросы безопасности, увеличивающее сроки проектирования, стоимость строительства и, как следствие, затягивающее ввод новых производств;
- сложности доступа к современным зарубежным технологиям и комплектным поставкам технологических установок по производству химической продукции, обеспечивающих конкурентоспособность продукции на уровне ведущих мировых производителей;
- наличие вывозных пошлин на отдельные виды химической продукции, что приводит к снижению конкурентоспособности;
- отсутствие в Таможенном кодексе РФ четких сроков проведения мероприятий по таможенному контролю, что приводит к задержкам поставок и не позволяет компаниям в срок исполнять экспортные обязательства;
- отсутствие действенных механизмов, стимулирующих деятельность компаний по энергосбережению, производству новых видов продукции, востребованных на внутреннем рынке или замещающих импорт, увеличению глубины переработки углеводородного сырья, проектов, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду (в частности, в рамках Киотского протокола).

Основными инструментами, необходимыми для развития перерабатывающих производств на Востоке страны, являются:

- стимулирование инновационной и инвестиционной активности в газопереработке и газохимической промышленности;
- осуществление таможенно-тарифной политики с целью защиты отечественных товаропроизводителей на внутреннем и внешнем рынках;
- проведение институциональных преобразований для более эффективного управления химическим комплексом и повышения его конкурентоспособности;
- стимулирование внутреннего спроса на газохимическую продукцию.

Меры государственной поддержки развития газоперерабатывающих производств должны включать:

- поддержку конкурентоспособности отечественных экспортеров (макроэкономическая политика и конкретные меры по поддержке, в том числе адекватный учет в налоговой политике особенностей Восточной Сибири, удорожающих продукцию соответствующих производств);

- защита интересов отечественных экспортеров на зарубежных рынках (торговая политика);
- продвижение российских экспортных продуктов на зарубежных рынках (например, связанные кредиты развивающимся странам на закупку удобрений в России, поддержка участия российских экспортеров в прямых поставках удобрений зарубежным государственным структурам);
- стимулирование развития внутреннего рынка (снижение зависимости отечественных производителей от экспортных рынков).

Для стимулирования инновационного развития отечественной газохимической промышленности государство должно принять активное участие, используя необходимые рычаги, среди которых налоговое, таможенно-тарифное, техническое регулирование. В их числе:

- регулирование торговли патентной базы РФ, чтобы избежать продажи технологий за границу без возможности их использования внутри страны;
- стимулирование использования новых материалов путем технического регулирования отраслей, потребляющих нефтехимическую продукцию;
- разработка и совершенствование технических регламентов;
- упрощение механизма возмещения НДС при экспорте;
- увеличение продолжительности налогового периода по НДС в целях увеличения располагаемых финансовых ресурсов предприятий;
- создание законодательной базы для стимулирования НИОКР;
- отнесение затрат на НИОКР в полном объеме на расходы при определении налоговой базы по налогу на прибыль (независимо от характера полученных результатов и без ограничений по сроку внедрения полученных результатов). Установление единых условий признания и списания расходов на НИОКР в налоговом законодательстве и нормативных правовых актах о бухгалтерском учете.

Стратегическая значимость освоения ресурсов УВС Восточной Сибири и их последующей переработки предполагает соответствующий уровень государственного участия и поддержки. Основные меры и механизмы такой поддержки должны включать целый ряд мер (табл. 5.3):

- участие в инвестициях в объекты производственной и социальной инфраструктуры (например, через Инвестиционный фонд РФ) на принципах ГЧП;
- снижение и отмена таможенных пошлин на импортируемое технологическое оборудование, не производимое в России;
- координация деятельности компаний (проектов) в области транспорта нефти и газа с учетом развития газопереработки и газохимии;
- участие в инвестициях в системы транспорта сырья и продукции газохимии, экспортных терминалов на принципах ГЧП;

Таблица 5.3 – Меры государственной поддержки развития газоперерабатывающих и нефтехимических производств

Направления поддержки	Меры государственной поддержки
Сокращение издержек на строительство новых предприятий	Участие в инвестициях в объекты производственной и социальной инфраструктуры (например, через Инвестиционный фонд РФ) Снижение и отмена таможенных пошлин на импортируемое технологическое оборудование, не производимое в России
Обеспечение возможностей эффективной транспортировки выпускаемой продукции	Координация деятельности компаний (проектов) в области транспорта нефти и газа с учетом развития первичной и глубокой химической переработки. Участие в инвестициях в системы транспорта сырья и продукции, экспортных терминалов на принципах государственно-частного партнерства
Стимулирование производства сырья для химической промышленности	Стимулирование комплексных программ утилизации нефтяного попутного газа с акцентом на развитие газопереработки и газохимии. Стимулирование максимально полного отбора целевых компонентов (C ₂ +выше) из природного и нефтяного газа для их дальнейшей переработки, прежде всего – перед отправкой газа на экспорт
Создание новых производственных мощностей	Предоставление льгот (по налогам на прибыль и имущество) для новых производств до момента окупаемости проектов, но не более фиксированного промежутка времени. Координация государством стратегий разных участников / компаний в области развития химических производств. Согласование планов развития химической промышленности с программами развития регионов и других отраслей
Консолидация отрасли для реализации государственной политики	Устранение предпосылок для корпоративных конфликтов и недобросовестной конкуренции. Содействие оптимизации потоков сырья и продукции в масштабах страны. Содействие выходу и укреплению позиций российской химической индустрии на внешних рынках. Передача регулирующих функций по отрасли в единый государственный орган

- стимулирование комплексных программ утилизации ПНГ с акцентом на развитие газопереработки и газохимии;
- стимулирование максимально полного отбора целевых компонентов (C₂+, гелий), из природного газа и ПНГ для его дальнейшей переработки, прежде всего перед отправкой газа на экспорт;
- предоставление льгот (по налогам на прибыль и имущество) для ЦППГ до момента окупаемости проектов, но не более фиксированного промежутка времени;
- координация государством стратегий разных участников (компаний) в области развития газохимии;
- согласование планов развития ЦППГ с программами развития регионов и других отраслей;
- устранение предпосылок для корпоративных конфликтов и недобросовестной конкуренции;

- содействие оптимизации потоков сырья и продукции в масштабах страны;
- содействие выходу и укреплению позиций российской газохимии на внешних рынках.

Стимулирование внутреннего спроса на химическую продукцию

Без активного и непосредственного участия государства запустить процесс интенсивного развития газо(нефте)химии в интересах национальной экономики невозможно. Необходимы не только действенные меры государственного стимулирования в отношении развития самих перерабатывающих производств, но также и комплексные меры, направленных на стимулирование внутреннего спроса на химическую продукцию.

В рамках данного направления чрезвычайно важным является обеспечение комплексного воздействия, что может быть достигнуто только путем проведения **системной экономической и промышленной политики**, задающей цели и приоритеты при разработке и реализации конкретных программных мероприятий и проектов по химизации отечественной экономики.

При этом системная политика химизации должна:

- во-первых, исходить из того, что современное состояние химической и нефтехимической промышленности, а также объемы и характер потребления химической продукции в России, колоссальное отставание в данном аспекте от других промышленно развитых стран мира несовместимы с задачами перехода национальной экономики в целом на инновационный путь развития;
- во-вторых, строиться на основе долговременных стратегических принципов, а не ограничиваться только мерами антикризисного характера, которые, конечно же, необходимы для поддержания производителей химической продукции в сегодняшних условиях, но не способны кардинальным образом разрешить тот груз проблем, который накапливался на протяжении последних двух десятилетий.

Системная политика химизации с необходимостью должна в той или иной степени затронуть практически все виды хозяйственной деятельности, все отрасли экономики и социально-бытовой сферы, поскольку все они связаны (или должны быть связаны) с потреблением химической продукции. В рамках мероприятий, относящихся к каждой конкретной отрасли и виду деятельности, должны учитываться особенности потребления (объемы, динамика роста, продуктовая структура, ценовые предпочтения, степень воздействия на экономические показатели и проч.), выбираться меры стимулирования спроса и направления воздействия в отношении определенных химических производств (как, например, показано в табл. 5.4).

Статус стимулирующих мероприятий, относящихся к каждой сфере потребления, должен быть напрямую связан с потенциальными масштабами применения химической продукции и тем экономическим эффектом, который может быть получен в результате расширения спроса.

Таблица 5.4 – Элементы государственной политики по развитию внутреннего спроса на химическую продукцию

Продукция газо(нефте)химии	Основные отрасли-потребители нефтехимической продукции	Меры господдержки спроса
Полиэтилен, ПВХ, термоэластопласты	<i>Строительство:</i> трубы, конструкционные элементы, автодороги	Программы по расширению и стимулированию строительного комплекса. Введение норм и правил по использованию современных материалов и изделий из них
Полиэтилен, полипропилен, поликарбонаты, полиолефины Каучуки	<i>Автомобильная промышленность:</i> автокомпоненты, покрышки	Стимулирование спроса на автомобили, выпускаемые в России Формирование четких требований по локализации производства автокомпонент для иностранных компаний, имеющих сборочные предприятия в России
Полиэтилен, полипропилен, ПЭТФ, ПВХ, полистирол	<i>ТНП:</i> упаковка, изделия из пластмасс	Замещение импорта Поддержка предприятий по переработке пластмасс
Карбамид, селитра	<i>Сельское хозяйство:</i> удобрения	Дотирование и кредитование сельхозпроизводителей Стимулирование долгосрочных вложений в возделываемые угодья

В ряде случаев, т.е. когда отрасли-потребители предъявляют не только масштабный, но и диверсифицированный спрос на химическую продукцию, речь может идти о формате федеральных целевых программ. Это прежде всего относится к строительству (включая текущий и капитальный ремонт зданий и сооружений) и производству товаров народного потребления (включая легкую промышленность, производство бытовой техники и электроники). К примеру, на наш взгляд, крайне актуальной является разработка и реализация комплексной программы (в статусе ФЦП) модернизации и реконструкции жилищного фонда и объектов ЖКХ, что в сочетании со стимулированием нового строительства даст мощный импульс для увеличения спроса на полимерную продукцию, используемую в производстве оконных профилей, труб и сантехнических изделий, теплоизоляционных, кровельных и лакокрасочных материалов и других видов продукции.

Программные целевые установки и задачи должны быть подкреплены разработкой и принятием соответствующих технических регламентов, норм и правил по применению современных материалов и изделий из них. Должны быть сформулированы четкие требования по локализации производства сырья (полимеров) и компонент, используемых в автомобилестроении, авиастроении, электротехнической и электронной промышленности – в особенности для сборочных предприятий, принадлежащих иностранным компаниям.

Проведение государством эффективной промышленной политики направленной на стимулирование развития основных отраслей экономики способно оказать значительное влияние на развитие внутреннего рынка химической продукции. Но при этом исключительно важно синхронизировать и взаимно увязать меры поощрения спроса и меры, направленные на стимулирование и развитие химической промышленности. В противном случае мы не получим ничего, кроме усиления рыночного дефицита и роста цен на продукцию, которую и так приходится в значительной степени импортировать из-за ограниченности собственных производственных возможностей.

Стимулирование государством создания мощностей по транспортировке УВС

Для формирования сбалансированной системы «добыча – транспорт – переработка – сбыт получаемой продукции» (применительно к ресурсам газа) необходимо формирование адекватных мощностей по транспортировке:

- газа (газовой смеси) до ГПЗ;
- жидких углеводородов (СУГ, ШФЛУ в случае, если их дальнейшая переработка и использование будет осуществляться в другом месте) с ГПЗ;
- СОГ до ГТС (либо до ЦППГ);
- продукции газохимии (учитывая, что одно из требований к размещению ЦППГ – наличие железнодорожного транспорта).

Создание данных мощностей является критически важным не только в технологическом плане, но и в экономическом. Например, строительство ГПЗ (во всяком случае в Западной Сибири, даже с учетом затрат на транспортировку получаемой продукции до основных рынков сбыта) является высокорентабельным проектом. Но когда учитывается необходимость создания новых мощностей по транспортировке газа (ПНГ) до ГПЗ и соответствующих сливно-наливных эстакад для транспортировки жидких углеводородов (СУГ, газовый бензин), данные проекты становятся не эффективными. Данное обстоятельство является одной из причин низкого уровня утилизации ПНГ в России.

Поэтому необходимо стимулирование со стороны государства создания мощностей по транспортировке УВС, а также его участие в финансировании на принципах ГЧП. Применительно к созданию мощностей по транспортировке УВС целесообразны следующие стимулирующие меры со стороны государства:

- предоставление налоговых льгот на срок окупаемости (или на определенный промежуток времени);
- сокращение и/или отмена экспортных пошлин на газ (в случае если экспортеры газа участвуют в создании ГТС);
- отмена таможенных пошлин на ввоз труб и оборудования, используемых для создания ГТС и не производящихся в России;
- для проектов по созданию транспортных мощностей предоставление кредитов на льготных условиях.

Необходимо рассмотреть возможности участия государства в финансировании проектов по созданию мощностей по транспортировке УВС. В настоящее время государство обладает рядом инструментов активной инвестиционной политики. С точки зрения реализации и финансирования проектов по транспортировке УВС наиболее эффективными может быть софинансирование проектов через Инвестиционный фонд РФ и Федеральные целевые программы.

5.2.3. Оценка мер государственного стимулирования инвестиций в сфере транспорта и переработки газа

При проведении укрупненной экономической оценки мер государственного стимулирования инвестиций в транспорт и переработку газа в Восточной Сибири принимались во внимание показатели финансовой эффективности консолидированного проекта развития ГТС и создания перерабатывающих производств с учетом фактора размещения мощностей.

В ходе проведенных расчетов были оценены следующие элементы в системе стимулирующих мер:

- налоговые льготы (по налогу на прибыль и налогу на имущество в размере 50% от базовой ставки) в течение всего прогнозного периода;
- льготы по ввозным таможенным пошлинам на оборудование для газо(нефте)химических производств, что позволяет уменьшить общую величину инвестиций в переработку газового сырья на уровне 5%;
- государственное софинансирование инвестиций в создание ГТС (на уровне 50% от общей стоимости проектов) и в развитие перерабатывающих производств (на уровне 50% от величины затрат на создание объектов инфраструктуры предприятий, или около 20% от общей величины инвестиций).

Выполненные расчеты показали, что ни одна из перечисленных выше мер в отдельности не позволяет кардинально улучшить показатели финансовой эффективности консолидированного проекта по утилизации газа. Значение ВНД может повыситься (при расчете в фиксированных ценах 2009 г.):

- в результате мер налогового стимулирования – не более чем на 1,3 процентных пункта;
- в результате применения таможенных льгот – не более чем на 0,4 процентных пункта;
- за счет участия государства в финансировании – на 3,8 процентных пунктов.

Наиболее ощутимый вклад в приращение коммерческой эффективности консолидированного проекта может принести прямое участие государства в финансировании инвестиций. Причем значение данного фактора возрастает для тех вариантов проекта, которые характеризуются наибольшей долей инвестиций в создание объектов ГТС. Влияние факторов налогового стимулирования и таможенных льгот, наоборот, наиболее заметно в вариантах с высокой долей инвестиций в переработку газа.

Комплексный эффект от применения стимулирующих мер оценивается по приращению рентабельности проекта в 4,7–5,6 процентных пункта (при расчете в

фиксированных ценах). При этом требуемый для ряда нефтегазовых компаний уровень рентабельности (20%) не достигается ни в одном из вариантов.

Проведенные расчеты не только подтверждают тезис о необходимости комплексного стимулирования проектов по утилизации газовых ресурсов Восточной Сибири, но и позволяют определить **приоритеты в системе мер государственной поддержки**. Учитывая высокую капиталоемкость создания ГТС и перерабатывающих производств, наиболее значимыми и действенными могут стать меры, направленные на непосредственное снижение инвестиционной нагрузки на компании, которые реализуют проекты по утилизации газа, в период осуществления капитальных затрат.

Приоритет в системе мер государственной экономической поддержки должен быть отдан **прямому участию государства в финансировании инвестиций** в инфраструктурную часть проектов по утилизации газа, включая ГТС и инфраструктуру перерабатывающих предприятий.

Следует особо подчеркнуть, что меры подобного рода с успехом применяются в других нефтегазодобывающих странах, например в Саудовской Аравии, где государство за свой счет строит трубопроводы от месторождений до побережья и создает там необходимую инфраструктуру, а частные инвесторы вкладывают средства в создание собственно перерабатывающих комплексов. Такая схема создает благоприятные предпосылки для быстрого развития нефтехимических производств.

5.2.4. Подходы к формированию рациональной организационной структуры нефтегазового сектора

Сокращение издержек и эффективное распределение рисков определяется целым рядом факторов, включая налоговую политику, реализацию конкретных форм ГЧП, формирование адекватной организационной структуры НГС в районах нового освоения. Под организационной структурой НГС понимаются соотношения места и роли крупных ВИНК, малых и средних компаний, специализированных геологических предприятий, сервисных компаний.

Роль крупных интегрированных компаний

С точки зрения формирования и регулирования организационной структуры в районах нового освоения к важнейшим современным особенностям России следует отнести:

- определяющую роль вертикально интегрированных нефтегазовых компаний – ВИНК (при этом слабое развитие малых и средних, в том числе геологоразведочных компаний);
- начавшиеся процессы формирования рынка сервисных услуг;
- слабое развитие специализированных геологических предприятий.

Данные особенности определяют специфику государственного регулирования организационной структуры НГС в районах нового освоения. В современных условиях регулирование организационной структуры НГС в районах нового освоения должно быть связано со следующими направлениями:

- использование преимуществ ВИНК для освоения крупных месторождений, что позволит адекватно использовать эффекты от масштаба (характерные для деятельности данных компаний), привлечь инвестиции в освоение новых провинций;
- стимулирование развития геологоразведочных предприятий (инновационного и венчурного характера), в том числе с прямым участием государства (как федерального, так и регионального уровней);
- стимулирование развития компаний сервисного сектора и создание конкурентной среды в его рамках (что должно способствовать снижению совокупных издержек нефтегазовых компаний).

При освоении новых районов (особенно на его начальных этапах) особую роль играют крупные ВИНК. Их значение определяется следующими обстоятельствами:

- на начальных этапах освоения нефтегазовых провинций обычно выявляются крупные месторождения, разработка которых под силу только крупным компаниям, имеющим соответствующие финансовые и технические возможности;
- при разработке крупных объектов ВИНК могут реализовывать свои преимущества, получая эффекты от масштаба деятельности;
- для создания необходимой инфраструктуры (например, нефтепроводов-отводов, мощностей по первичной подготовке и переработке добываемого сырья) также необходимы значительные финансовые ресурсы, которые легче сгенерировать и привлечь крупным компаниям.

При этом в рамках организационной структуры нефтегазового сектора должно быть место не только крупным, но и малым и средним компаниям, охватывающим одну или несколько стадий хозяйственного использования углеводородов (преимущественно разведки и добычи данных ресурсов). Особенностью организационной структуры в рамках мирового нефтегазового сектора является значительная роль малых геологоразведочных компаний на начальных стадиях освоения нефтегазовых провинций.

Регулирование организационной структуры на этапах ГРР

С точки зрения формирования рациональной организационной структуры при освоении новых районов необходимо развитие специализированных геологических предприятий. В современных условиях в России фактически отсутствует товарная продукция по завершении поисково-оценочного этапа в виде полученной информации и возможности переуступки своего права на получение лицензии на разведку и добычу. Данные обстоятельства исключают развитие собственно геологического бизнеса и формирование компаний, специализирующихся исключительно на поисках и оценке новых участков и месторождений за счет собственных и привлеченных средств («юниорные» или «пионерные» компании). Необходимо создание условий для развития таких геологических компаний.

Также представляется целесообразным участие государства в ГРР на этапе поисков, что может иметь существенный финансово-экономический эффект. При этом

результатом для государства является получение бонусов при проведении тендеров на получение прав пользования недрами участками недр, открытыми за его счет. На нераспределенном фонде могут быть выбраны наиболее перспективные зоны, проведены за счет государственного бюджета поисковые работы (сейсморазведку и бурение). Уже выявленные объекты могут предлагаться недропользователям. Спрос на участки, потенциал которых будет оценен на уровне перспективных ресурсов категории С₃, должен резко увеличиться, стартовая цена поднимется, и затраты государства окупятся.

Также целесообразно участие регионов в стимулировании и проведении ГРР. Причем для этого необходимо создать надежную правовую базу: в современных условиях они фактически не могут финансировать ГРР. При этом необходимо, чтобы средства, потраченные регионами на ГРР, возвращались регионам при проведении тендеров (аукционов и конкурсов) на право пользования недрами. Т.е. необходимо расширить круг потенциальных инвесторов в работы по геологическому исследованию недр. С организационной точки зрения возможно и целесообразно формирование регионами геологоразведочных предприятий.

Участие государства в проведении (финансировании) ГРР будет способствовать ускорению процессов освоения недр в Восточной Сибири, привлечению частных инвесторов в проведение ГРР.

Развитие сервисного сектора

Развитие сервисного сектора играет важную роль по целому ряду причин и обстоятельств:

- повышает экономическую эффективность процессов поиска, разведки, освоения и разработки месторождений углеводородов;
- обеспечивает создание дополнительных рабочих мест;
- увеличивает в структуре занятых удельный вес представителей наиболее современных профессий (что положительно влияет на динамику доходов населения);
- способствует реализации мультипликативных эффектов, связанных с функционированием нефтегазового сектора непосредственно на той территории, где ведутся нефтегазовые операции.

Развитие сервисного сектора с точки зрения нефтегазовых регионов не только создает условия для повышения добавленной стоимости при освоении и добыче углеводородов и способствует росту квалификационных требований к персоналу, но и снимает с компаний риски и обязательства, связанные с решением проблем занятости персонала сервисных компаний. Сервисные компании предоставляют услуги в соответствии с контрактными обязательствами на протяжении определенного промежутка времени, поскольку потребность в работах и услугах имеет циклический характер и подвержена значительным колебаниям. В условиях рыночной среды выход из данного положения связан с повышением мобильности компаний, а также с формированием и закреплением определенных конкурентных преимуществ (за счет разработки новых уникальных технологий и организационных инноваций).

Снижение рисков и издержек освоения новых районов во все большей степени определяется эффективностью применяемых технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений. Приоритетными задачами являются наращивание объемов поисково-разведочных работ (включая бурение), геофизических работ, повышение эффективности использования попутных компонентов. Эти важнейшие задачи (в мировой практике) обычно решаются компаниями, специализирующимися на оказании научно-технического и технологического сервиса, которые играют все большую роль и в развитии НГС России. Данное обстоятельство является принципиально важным для освоения новых районов, характеризующегося повышенными рисками и издержками.

Повышение эффективности российских нефтегазовых компаний связано с оптимизацией их организационных структур, поиском путей сокращения издержек, что должно осуществляться с использованием мировой управленческой практики крупных нефтегазовых компаний. Оптимизация структуры ВИНК объективно обусловлена поиском способов снижения издержек на добычу УВС, повышения стоимости активов и привлекательности для инвесторов.

Зарубежная практика показывает, что выделение сервисных подразделений в отдельные структуры способствует сокращению соответствующих издержек. Одно из важнейших преимуществ развития сервисного сектора связано с сокращением издержек на добычу УВС. Себестоимость добычи нефти во многом зависит от составляющих ее удельных затрат. Одним из путей снижения себестоимости является уменьшение затрат на обслуживание фонда скважин, эффективность которых в значительной степени определяется наличием конкурентной среды и рынком сервисных услуг.

Это объясняется формированием конкурентной среды в нефтесервисе, обеспечивающей сокращение цен на соответствующие услуги. Другой предпосылкой сокращения цен на услуги является более полное использование имеющихся мощностей в рамках сервисных компаний. Этому способствует выход на рынок: возможность получения заказов у различных компаний, нефтегазовые объекты которых требуют в различные периоды времени различных услуг. Рыночный сервис имеет возможности более полного использования специализированного и наукоемкого оборудования.

Основные предпосылки для целесообразности (со стороны добывающих компаний) использования независимого сервиса:

- конкуренция на сервисном рынке способствует росту качества предоставляемых услуг, снижению стоимости данных услуг и работ;
- повышение прозрачности нефтегазовых компаний (прежде всего для инвесторов), что способствует росту их капитализации;
- распределение ответственности и риска. Когда сервисный подрядчик связан с заказчиком контрактом, где определены все риски, ответственность и штрафные санкции, он вынужден выполнять обязательства, привлекать инвестиции, работать над управлением и развитием технологий и повышать свою эффективность.

- управление нефтесервисными компаниями требует большого опыта, знаний и времени (отвлекает нефтяные компании от основной деятельности).

В условиях развитого конкурентного рынка сервисных услуг преимущества использования сервисного сектора для нефтегазовых компаний связаны со следующим:

- повышение качества приобретаемых сервисных услуг при постоянных производственных издержках,
- снижение стоимости услуг при сохранении их качества, соответственно сокращение расходов на добычу УВС;
- увеличение финансовой устойчивости компании за счет минимизации издержек на сервисные услуги при сохранении их качества.
- повышение капитализации за счет решения задач по совершенствованию организации производственного процесса;
- исключение необходимости содержания собственных непрофильных и сервисных активов;
- минимизация рисков, связанных с изменением цен на УВС;
- повышение уровня надежности и безопасности работ технологического оборудования; уровня его обслуживания;
- уменьшение инвестиций на организацию производства подрядных организаций;
- рациональное использование производственных мощностей.

Реструктуризация нефтегазовых компаний с выделением сервисных компаний определяет дополнительные риски для нефтегазовых компаний, которые могут включать, например риск снижения качества выполнения работ при отсутствии конкуренции и недостаточного контроля. Для снижения данных рисков, переход к сервисному обслуживанию должен осуществляться поэтапно. Необходимо решить несколько важных **задач**, которые позволят плавно перейти к рынку услуг. Например, необходимо организовать единую для России базу данных по сервисным предприятиям с возможностью получения полной информации о подрядчиках (опыт работы, производственные мощности, техническая и технологическая оснащенность, квалификация персонала, финансовое состояние предприятия). Создание базы данных позволит расширить информационное поле о сервисных предприятиях, повысит заинтересованность руководства сервисных компаний в повышении уровня и качества услуг, а также будет содействовать созданию полноценного рынка услуг [Иконников, 2007].

При этом ряд экспертов считают целесообразным создание государственной национальной сервисной компании, которая могла бы обеспечить безопасность развития НГС. Вероятно, такая компания могла способствовать ускоренному освоению новых районов, которые являются приоритетными в государственной политике.

В условиях жестких бюджетных ограничений (особенно при работе в новых районах с повышенными издержками и рисками) нефтяным компаниям не эффективно иметь персонал, предназначенный для выполнения специфических операций, особенно когда

потребности в его высокотехнологичных услугах нерегулярны. Таким образом, гибкое реагирование на изменение условий бизнеса позволяет нефтяным компаниям перенести риски недоиспользования персонала и узкоспециализированного оборудования на сервисные компании. Такое разделение компетенций в свою очередь позволяет сервисным компаниям сконцентрировать свои усилия на выполнении отдельных (часто наиболее сложных) технологических операций и в полной мере использовать имеющийся высококвалифицированный персонал и собственные технологии, инновации в организации и выполнении работ. В конечном счете, эффективность такой специализации проявляется в сокращении издержек для производителей и для потребителей услуг, что принципиально важно при освоении новых районов со сложным геологическим строением недр.

Принципиально важное значение имеет государственная политика по формированию конкурентной среды в сервисном секторе, по стимулированию развития данного сектора экономики. При этом спектр возможностей государства при регулировании развития сервисного сектора включает:

- формирование адекватных поставленным задачам принципов налогообложения;
- ясное и непротиворечивое разделение функций и полномочий органов государственного управления;
- выделение приоритетов научно-технической политики, особенно в сфере наукоемких производств для нефтегазового сектора;
- воссоздание на новом качественном уровне связки «наука – машиностроения – нефтегазовая промышленность».

В условиях централизации финансовых потоков – как на межгосударственном уровне, так и на уровне вертикально интегрированных компаний – возрастает роль сервисных компаний, как одного из способов повышения технологического уровня НГС. В то же время процессы консолидации активов сервисных компаний ведут к монополизации рынка подобных услуг. Сервисный сектор является одним из наиболее наукоемких элементов в структуре нефтегазового сектора, поэтому его становление и развитие должно быть одним из объектов регулирования нефтегазового сектора. К числу таких мер регулирования относятся поддержка малых и средних инновационных компаний, введение ограничений на эксплуатацию оборудования с высокой степенью износа, законодательные требования применения современных технологий. Среди целей регулирования сервисного сектора следует рассматривать не только повышение научно-технического уровня НГС, но также и «интеллектуализацию» добычи и содействие повышению уровня и качества человеческого капитала (трудовых ресурсов).

5.2.5. Гарантии обеспечения доступа к производственной инфраструктуре для участников освоения недр. Приоритетный доступ к ГТС для сухого отбензиненного газа

При разработке основ государственной политики по регулированию добычи и утилизации ПНГ с необходимостью следует учесть ряд обстоятельств, связанных с особенностями ПНГ как источника сырья и топлива и с общими тенденциями развития системы газоснабжения в России [Крюков, 2007].

1. Объемы и динамика ресурсов ПНГ решающим образом зависят от состояния и перспектив развития нефтедобычи и очень слабо связаны с величиной и изменением потребности в топливном газе.

2. Из-за незначительных объемов переработки природного газа в России, ПНГ является одним из главных источников сырья для нефтехимической промышленности. Поэтому динамика объемов переработки ПНГ с получением ШФЛУ, сжиженных газов и СОГ в значительной степени находится под влиянием спроса на нефтехимическое сырье (ШФЛУ и отчасти – сжиженные газы). Соответственно, приоритетным направлением утилизации ПНГ в России является переработка, а не обратная закачка в пласт, как в ряде других нефтедобывающих стран.

3. По названным выше причинам затруднено регулирование объемов добычи и переработки ПНГ, а также выработки СОГ в рамках балансировки предложения и спроса на топливный газ. ПНГ (СОГ) фактически не может выступать в роли регулирующего источника топливного газа, поэтому при разработке балансов газа объемы СОГ должны учитываться как фиксированная величина.

4. Вместе с тем вследствие ухудшения природно-геологических условий развития добычи природного газа усиливается и роль ПНГ (СОГ) в газоснабжении страны. В перспективе доля СОГ в ресурсной части баланса газа может возрасти до 7–8% (против нынешних 3%).

С учетом отмеченных обстоятельств необходимо принять принцип, обеспечивающий преимущество (приоритет) СОГ по сравнению с другими источниками газа при удовлетворении балансовых потребностей в газе в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе. Для практической реализации данного принципа в порядке, определяющем правила доступа к ГТС, следует предусмотреть для производителей СОГ преимущественное право (приоритет) на пользование услугами ГТС.

Применение к производителям СОГ общего правила недискриминационного доступа к ГТС пропорционально объемам производства фактически является дискриминацией. Производители ПНГ и СОГ не могут регулировать объемы выработки СОГ (а если могут, то в очень незначительных пределах) в зависимости от величины свободных мощностей ГТС, предложения со стороны конкурирующих поставщиков и спроса на топливный газ. Попытки регулирования объемов выработки СОГ в рамках решения вопроса о доступе к ГТС с учетом названных факторов создают реальную угрозу увеличения потерь ПНГ и сокращения сырьевой базы нефтехимической промышленности.

Однако применение принципа приоритетного доступа к ГТС для производителей СОГ не может быть всеобщим и безусловным. 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 ПНГ, 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 ПНГ;
- компонентного состава газа, подаваемого на переработку.

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 ПНГ (с рассмотрением и оценкой эффективности всех возможных вариантов и направлений утилизации ПНГ). Утвержденные экспертизой проектные решения по утилизации ПНГ должны включаться в лицензионные соглашения на право пользования недрами.

В ходе разработки месторождений должен осуществляться постоянный мониторинг утилизации ПНГ. При этом все объемные показатели ресурсов ПНГ, утилизации и потерь газа должны определяться на основе реальных измерений, а не расчетным путем. Нефтяные компании (собственники ПНГ и СОГ) должны нести ответственность за точность оценок и подсчета ресурсов ПНГ 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.

Применение принципа приоритетного доступа к ГТС для производителей СОГ не исключает возможность использования и других подходов при распределении мощностей ГТС, в частности, в форме аукционов или инвестиционного доступа. Однако эти подходы следует рассматривать не в качестве альтернативы, а как дополнение, позволяющее расширить возможности переработки ПНГ (например, по объемам, не включенным в баланс газа) либо компенсировать случайные дисбалансы, которые могут быть вызваны изменением газового фактора при добыче нефти и колебаниями компонентного состава ПНГ.

Сформулированные выше принципы государственного регулирования процессов добычи и утилизации ПНГ, 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. 5.5).

Таблица 5.5 – Отражение положений, обеспечивающих преимущественное право доступа к ГТС для производителей СОГ, в нормативных актах

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

5.2.6. Мероприятия компаний-недропользователей по повышению эффективности деятельности в Восточной Сибири

Разработка ресурсов УВС в Восточной Сибири связана с повышенными рисками и издержками для недропользователей. Она имеет большое значение с точки зрения социально-экономического развития соответствующих регионов, усиления геополитических позиций России в АТР.

Проведенные агрегированные оценки эффективности освоения и использования ресурсов УВ в Восточной Сибири показывают относительно невысокую эффективность рассмотренных проектов. Необходимость повышения экономической эффективности при утилизации ПНГ и развитии ГТС требует комплексных мероприятий со стороны недропользователей применительно ко всем сферам деятельности (а не только созданию ГТС и ЦППГ) компании в Восточной Сибири:

- добыча газа и попутных компонентов;
- транспортировка газа и попутных компонентов;
- переработка УВС (газопереработка и газохимия) и транспортировка получаемой продукции.

Данные мероприятия должны включать меры со стороны и государства, и компаний-недропользователей. Причем данные меры должны носить комплексный характер, поскольку отдельные меры и мероприятия одной компании или в одной сфере деятельности не смогут обеспечить приемлемую для инвесторов эффективность проектов освоения и использования ресурсов УВС в Восточной Сибири.

Мероприятия, направленные на повышение эффективности освоения недр и развития перерабатывающих производств, должны осуществляться в следующих сферах:

- разработка и реализация корпоративных программ по развитию систем утилизации газа и его глубокой переработки;
- проведение переговоров и заключение соответствующих соглашений с потенциальными участниками совместных проектов, направленные на снижение издержек и эффективное распределение рисков;
- подготовка и обоснование законодательных и нормативно-правовых инициатив (для внесения на рассмотрение в Государственную Думу РФ, Правительство РФ), направленных на реализацию мер государственного регулирования и стимулирования производственной деятельности в Восточной Сибири;
- подготовка стратегических инициатив для Правительства РФ и профильных ведомств (Минэнерго, Минопромторга, МПР и др.) по вопросам государственной поддержки (экономической, нормативно-правовой, политической) проектов по утилизации газа и развитию газо(нефте)химических производств, а также стимулированию внутреннего спроса на химическую продукцию;
- формирование адекватного общественного мнения по проблеме утилизации газовых ресурсов и необходимости активного участия государства в решении данной проблемы с использованием комплексных стимулирующих мер.

Разработка и реализация корпоративных программ по развитию систем утилизации газа и его глубокой переработки представляют собой необходимое условие для повышения эффективности освоения ресурсов УВС в Восточной Сибири (рис. 5.1). Одним из важных направлений в данной работе должна стать программа освоения ресурсов гелия, построенная на принципах координации деятельности совместно с государством и другими недропользователями.

Проведение переговоров и заключение соответствующих соглашений с потенциальными участниками совместных проектов должны включать взаимоотношения:

- с государством – по вопросам участия в проектах по созданию общей социальной и производственной инфраструктуры (например, с использованием возможностей и механизмов Инвестиционного фонда РФ, Федеральных целевых программ);
- с компаниями НГС – по вопросам создания совместной производственной инфраструктуры (в том числе трубопроводы-отводы для близко расположенных

лицензионных участков), координации мест размещения и мощностей производств по переработке УВС;

- с «Газпромом» – по вопросам участия в создании общей ГТС, координации мест размещения и мощностей ЦГПГ;
- с «СИБУРОм» – по вопросам размещения и технологической структуры создаваемых ЦГПГ;
- с сервисными компаниями – по вопросам получения услуг с целью снижения издержек на добычу УВС и его переработку;
- с крупными компаниями, которые уже реализуют или планируют реализовать крупные (не нефтегазовые проекты) проекты в Восточной Сибири, – по вопросам создания общей социальной и транспортной инфраструктуры (в том числе в рамках Корпорации развития Красноярского края).



Рис. 5.1. Мероприятия нефтегазовых компаний по развитию систем утилизации газа и его глубокой переработки

Необходима подготовка законопроектов и нормативно-правовых документов, а также обосновывающих материалов для них по следующим направлениям:

- налоговое стимулирование добычи газа в новых провинциях;

- налоговое стимулирование развития перерабатывающих производств в новых районах;
- обеспечение недискриминационного доступа природного газа к создаваемой ГТС и приоритетного доступа СОГ к ГТС;
- расширение круга компаний, которым разрешен экспорт газа (например, предоставить возможности экспорта газа только компаниям, контрольный пакет акций которых находится у государства).

Государственная поддержка газовых и газохимических проектов в области ценовой, налоговой, таможенной политики и привлечения инвестиций должна создать нефтегазовым компаниям (в связи с более высоким уровнем издержек и рисков) более благоприятные условия для освоения месторождений УВС, чем имеющие место в традиционных газодобывающих районах с уже сложившейся инфраструктурой. Необходимо учитывать, что проекты по добыче и переработке УВС могут быть реализованы только в том случае, если они будут обеспечивать инвесторам приемлемые уровни эффективности (прежде всего срока окупаемости и рентабельности).

Необходимо более пристальное внимание общества (а не только государственных и коммерческих структур) к данным проблемам в связи с их сложностью и важностью для дальнейшего социально-экономического развития не только восточных регионов, но и всей России. В формировании общественного мнения большую роль играют средства массовой информации, в частности телевидение, радиовещание, печатные издания, информация, передаваемая через Интернет. Поэтому представляется целесообразным:

- регулярное проведение конференций, круглых столов по проблемам развития НГС Восточной Сибири;
- обязательное рассмотрение этих проблем в рамках Байкальского и Дальневосточного экономических форумов;
- адекватное освещение данных вопросов не только в специализированных нефтегазовых журналах и периодике, но и в изданиях для более широкого круга потенциальных читателей;
- стимулирование проведения исследований по проблемам социально-экономического развития Востока России, нефтегазовой отрасли.

Представляется целесообразным формирование специальных организационных структур, направленных на комплексное решение вопросов добычи и использования ресурсов УВС, развития химической промышленности в Восточной Сибири. В качестве таких структур следует рассмотреть:

- расширение сферы ответственности (включая вопросы транспорта и переработки УВС) «Координационного совета по ресурсной части ТЭК» в рамках межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение»;
- формирование программы развития нефтегазового комплекса на Востоке России и Администрации соответствующей Программы (на основе опыта реализации Программы развития Тюменской области);

- формирование Совета по развитию нефтегазового комплекса в Сибирском федеральном округе (СФО) при Полномочном представителе Президента РФ по СФО (как координирующего органа).¹⁴

При этом основными задачами Совета по развитию нефтегазового комплекса в СФО должны быть:

- координация взаимодействия федеральных органов государственной власти, органов государственной власти субъектов Федерации и органов местного самоуправления, коммерческих и некоммерческих организаций, их межрегиональных объединений, научных организаций в вопросах развития НГС Сибири;
- содействие всем субъектам экономической деятельности, органам государственной власти и местному самоуправлению в формировании и практической реализации эффективных механизмов государственно-частного партнерства;
- разработка и внедрение механизмов реализации крупных межрегиональных межотраслевых проектов и программ в топливно-энергетическом комплексе, основанных на принципах государственно-частного партнерства;
- организация взаимодействия региональных органов власти и координация их работы с государственными институтами развития по вопросам реализации в Сибири инвестиционных проектов и программ в НГС;
- подготовка предложений и рекомендаций по формированию в Сибири крупных территориально-производственных кластеров, призванных обеспечить наиболее рациональное освоение ресурсов УВС в СФО;
- выработка предложений и рекомендаций по совершенствованию действующего законодательства Российской Федерации и субъектов Федерации Сибирского федерального округа в части формирования нормативно-правовой базы, обеспечивающей рациональное освоение ресурсов УВС в СФО;
- подготовка предложений федеральным органам государственной власти, органам государственной власти субъектов Федерации и органам местного самоуправления по вопросам стратегического развития НГС в СФО;
- анализ федеральных, отраслевых, межотраслевых и межрегиональных проектов и программ (включая Восточную газовую программу) на предмет их соответствия интересам населения Российской Федерации, субъектов Федерации Сибирского федерального округа;
- участие в реализации комплекса мероприятий, направленных на формирование благоприятного инвестиционного климата в регионах Сибири, привлечение инвесторов, в том числе иностранных, для осуществления в субъектах Федерации округа конкретных проектов и программ;

¹⁴ Официальный сайт Сибирского федерального округа. www.sibfo.ru. 2009.

- содействие формированию эффективной системы профессиональной подготовки кадров и обеспечения трудовыми ресурсами нефтегазового комплекса Сибири.

5.2.7. Комплексный характер механизмов государственной поддержки развития газовой промышленности на Востоке России

Механизмы государственной поддержки развития газовой промышленности, глубокой переработки УВС должны предусматривать разработку и осуществление комплекса взаимосвязанных мер, направленных на создание благоприятных условий для реализации проектов на основе совершенствования нормативно-правовой базы в вопросах недропользования, ценообразования, налогообложения, тарифной и экспортной политики, регулирования монопольных видов деятельности.

Для успешного осуществления соответствующих проектов от государства требуются принятие и выполнение решений по стимулированию ускоренного развития газовой промышленности (включая добычу, транспортировку газа и его глубокую переработку) в восточных регионах страны.

Государственная поддержка должна быть направлена на создание благоприятных условий для привлечения инвесторов и долгосрочной работы нефтегазовых компаний, на формирование прозрачных и стабильных отраслевых правил и налоговых механизмов. Хотелось бы еще раз подчеркнуть, что **механизмы государственной поддержки и координации должны носить комплексный характер** и охватывать «по вертикали» всю цепочку видов и сфер деятельности, начиная с недропользования и заканчивая сферой потребления химической продукции. При этом механизмы стимулирования должны затрагивать все принципиальные аспекты деятельности, определяющие конечную эффективность системы в целом, а не ограничиваться какими-то отдельными сторонами, которые проще регулировать в техническом или организационном отношении.

Реализация отмеченных выше мер предполагает внесение изменений в целый ряд законов и нормативно-правовых актов, среди которых:

- Закон РФ от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах»;
- Закон РФ от 21 мая 1993 года № 5003-1 «О таможенном тарифе»;
- Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 4 мая 1999 года № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;
- Налоговый кодекс Российской Федерации;
- Федеральный закон от 10 января 2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 18 июля 2006 года № 117-ФЗ «Об экспорте газа».

Отмеченные выше мероприятия отвечают интересам не только нефтегазовых компаний, но и интересам широкого круга участников процессов освоения недр и использования ресурсов газа. Предлагаемые меры и мероприятия направлены на обеспечение:

- роста эффективности освоения и использования ресурсов УВС;
- снижения рисков для недропользователей, инвестирующих в новые проекты;
- соблюдения баланса интересов различных сторон, участвующих в проектах, прежде всего федерального центра, регионов и компаний-недропользователей;
- превращения потенциальных выгод освоения нефтегазовых ресурсов в реальные социально-экономические эффекты (в том числе для жителей субъектов Федерации) – налоговые доходы бюджетов, обеспечение высокого уровня занятости, развитие инфраструктуры и других сфер экономики.

Данные обстоятельства определяют высокую вероятность практической реализации предлагаемых мер и мероприятий, что послужит существенному повышению эффективности освоения и использования ресурсов УВС в Восточной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Рациональное использование попутных компонентов (прежде всего попутного нефтяного газа) при разработке месторождений УВС является одной из наиболее сложных и актуальных проблем в российском нефтегазовом секторе. При освоении же ресурсов нефти и газа в Восточной Сибири данная проблема приобретает особую остроту. С одной стороны, восточносибирские месторождения углеводородов, как правило, характеризуются многокомпонентным составом сырья, что не только усложняет технологические схемы разработки, но и порождает дополнительные трудности в обустройстве месторождений и создании систем сбора и транспорта добываемой продукции. С другой стороны, ресурсный потенциал региона находится в начальной стадии освоения, когда элементы специализированной нефтегазовой инфраструктуры только формируются, а региональная сфера потребления еще не подготовлена к приему значительных объемов углеводородного сырья и топлива.

Поэтому при освоении ресурсов УВС Восточной Сибири уже в настоящее время необходимо сделать соответствующие акценты, создать предпосылки и стимулы для рационального использования попутных компонентов.

Для решения проблем эффективного использования ПНГ со стороны государства необходим комплексный подход, включающий:

- точное определение критериев эффективности использования ПНГ и места ресурсов ПНГ (и продуктов его переработки) в системе газоснабжения страны;
- разработку процедур (алгоритмов) принятия решений по выбору вариантов утилизации ПНГ (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 ПНГ 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 ПНГ и продуктов его переработки на рынок.

2. Для решения сложных и масштабных задач по развитию газовой отрасли на востоке Российской Федерации была разработана и принята **«Восточная газовая программа»**. На сегодняшний день ВГП является ключевым государственным документом, который определяет цели, задачи и мероприятия в области добычи, транспорта, переработки и конечного использования газовых ресурсов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Однако система мероприятий ВГП не вполне

сбалансирована и не в полной мере учитывает возможности добычи газа (включая ПНГ) всех недропользователей в Красноярском крае и Иркутской области. Намеченные в ВГП планы по созданию ГТС не учитывают весь потенциал ресурсов газа, а также прогнозную динамику их ввода в эксплуатацию.

Такое положение дел нельзя признать рациональным, поэтому необходима корректировка ВГП с учетом интересов всех недропользователей, имеющих лицензионные участки в Восточной Сибири. При этом следует исходить из того, что для эффективного функционирования НГС Восточной Сибири необходима сбалансированность во времени планов отдельных недропользователей по добыче природного газа и ПНГ, с одной стороны, и развития ГТС – с другой.

Необходима бóльшая определенность в планах и позиции государства.
Требуется:

- скорректировать ВГП, наметив более реалистичные значения контрольных показателей (в том числе с учетом сегодняшней реалии развития событий, последствий экономического кризиса, поскольку программа была утверждена в 2007 г.);
- детализировать отдельные этапы в разрезе конкретных крупных проектов, определяющих потребности в формировании ГТС;
- организовать государственный мониторинг текущих результатов реализации ВГП;
- использовать действенные механизмы стимулирования развития газовой промышленности на Востоке страны.

3. Можно выделить три основных сценария в процессе развития газотранспортной системы в Восточной Сибири:

- формирование собственных ГТС ключевыми недропользователями с возможностью подключения других недропользователей (на договорной основе);
- передача «Газпрому» (как координатору ВГП) «лидерства» в создании ГТС и определении стратегии (темпов, сроков, объемов поставок) формирования и осуществления транспортной политики;
- создание консорциума (недропользователей, государства и других заинтересованных сторон) по развитию ГТС Восточной Сибири.

Каждый из перечисленных сценариев имеет свои «плюсы» и «минусы», которые могут быть лишь проинтерпретированы на качественном уровне. Каждый из сценариев сопряжен со значительными инвестиционными рисками и требует комплексных мероприятий по их снижению. Данные мероприятия должны включать:

- проведение ГРП с целью снижения неопределенности относительно ресурсного потенциала на лицензионных участках компании;
- переговоры потенциальных участников освоения ресурсов УВС и создания ГТС в Восточной Сибири;

- разработку и реализацию механизмов формирования цен на газ;
- разработку и реализацию стимулирующих мер со стороны государства.

Для недропользователей однозначный выбор какого-либо одного определенного сценария в политике, связанной с формированием восточносибирской ГТС, представляется весьма затруднительным и вряд ли оправданным. Иными словами, от компаний **требуется проведение гибкой политики по развитию ГТС**, сочетающей различные сценарные элементы.

4. При колоссальном ресурсном потенциале, доля России в мировом химическом производстве составляет сейчас лишь 1%. Суммарные производственные мощности отечественных химических предприятий по отдельным продуктам (например, полиэтилену, полипропилену, этиленгликолю) на сегодняшний день ниже единичной мощности ежегодно вводимых современных заводов на Ближнем Востоке. В результате, в настоящее время все химические предприятия РФ являются не более чем игроками локального масштаба.

В этих условиях эволюционное развитие химической отрасли на базе существующих мощностей не изменит текущую ситуацию. **Необходим качественный рывок в развитии, который возможен только путем строительства крупных предприятий на основе современных технологий**, ориентированных на выпуск качественной продукции, соответствующей спросу российского и мирового рынков. Однако вместе с тем необходимо отметить, что реализация данных проектов на практике в современных российских условиях является весьма непростым делом из-за отсутствия собственных технологий, недостаточных возможностей отечественного химического машиностроения, специфических инфраструктурных ограничений.

Дополнительная сложность состоит в том, что экономический кризис (с его специфическими ценовыми диспропорциями) является не самым удобным временем для принятия решений по инвестиционным проектам в переработке УВС. Кризисное искажение ценовых пропорций существенным образом снижает оценки финансовой эффективности новых проектов в связи с удорожанием инвестиций относительно стоимости продукции. Тем не менее, такие решения нужно принимать в настоящее время, учитывая длительные сроки подготовки и реализации проектов.

Планы нефтяных компаний по «монетизации» ресурсов газа имеют под собой вполне объективные основания, поскольку речь идет о создании крупных производств, позволяющих получать продукцию с высокой добавленной стоимостью и востребованную как на внутреннем, так и внешнем рынке.

Вместе с тем, **развитие глубокой химической переработки газа** (хотя это и планируется осуществить силами компаний) **представляет собой одну из важнейших задач государственного масштаба**, поскольку не имея высокоразвитой химической промышленности (как это имеет место сегодня), трудно рассчитывать на серьезное повышение экономической и энергетической эффективности в масштабах народного хозяйства.

5. Механизмы государственной поддержки должны охватывать «по вертикали» всю цепочку видов и сфер деятельности, начиная с недропользования и заканчивая сферой потребления химической продукции, и должны затрагивать все принципиальные аспекты деятельности, определяющие конечную эффективность системы в целом. Требуются не только действенные меры государственного стимулирования в отношении развития добычи, транспорта и переработки газа, но и широкий комплекс мер, направленных на стимулирование внутреннего спроса на химическую продукцию.

В рамках данного направления необходима разработка и практическое проведение **системной политики химизации**, которая в той или иной степени должна затронуть практически все виды хозяйственной деятельности, все отрасли экономики и социально-бытовой сферы, поскольку все они связаны с потреблением химической продукции. При этом следует исходить из того, что современное состояние химической и нефтехимической промышленности, а также объемы и характер потребления химической продукции в России несовместимы с задачами перехода отечественной экономики на инновационный путь развития. Т.е. в данной сфере требуется совершить серьезный рывок, чтобы не просто сократить то колоссальное отставание от других индустриальных стран мира, которое имеет место в настоящее время, а выйти на новый качественный уровень развития.

Меры поощрения спроса и меры, направленные на стимулирование и развитие химической промышленности, должны быть синхронизированы и взаимно увязаны друг с другом. В противном случае будут иметь место негативные последствия в виде усиления рыночного дефицита и роста цен на продукцию, которую и так приходится в значительной степени импортировать из-за ограниченности собственных производственных возможностей

6. На основании результатов расчетов по оптимизационной модели можно сделать следующие выводы.

Имеющийся сырьевой потенциал Восточной Сибири (даже при минимальной прогнозной оценке добычи газа) создает широкие возможности для развития газо- и нефтехимических производств. При этом максимальный эффект может быть получен благодаря комбинированию глубокой переработки различных сырьевых компонент – газообразного и жидкого УВС.

Вариабельность ресурсов газа не оказывает заметного влияния на объемы и структуру конечной (товарной) продукции. Формирование оптимального плана выпуска продукции находится под решающим воздействием со стороны рыночных факторов, т.е. вероятного спроса на химическую продукцию. Ограничения по ресурсам газового сырья во многом определяют технологическую структуру производства базовых нефтехимических мономеров (низших олефинов) – либо путем пиролиза этана и СУГ, либо из метана через метанол.

Наиболее благоприятное соотношение издержек и выгод характерно для сложных видов продукции (специальных ССП – несмотря на высокую капиталоемкость производства), полиолефинов и ряда продуктов органического синтеза (уксусной кислоты,

акрилонитрила, этиленгликоля). Наименее привлекательными с точки зрения продаж являются газохимические продукты (аммиак, карбамид, метанол, формалин), включение которых в оптимальный план реализации носит вынужденный характер (избыточное количество, не используемое в качестве сырья для получения сложной полимерной продукции).

Интегрированный проект развития газо- и нефтехимической промышленности в Восточной Сибири характеризуется в целом достаточно высокой эффективностью – общая рентабельность проекта находится на уровне 33–34%, а В.Н.Р. инвестора составляет около 29%. Незначительные различия между вариантами свидетельствуют о равноэффективности различных сочетаний технологических процессов, обеспечивающих сопоставимые объемы и структуру выпуска конечной продукции. Данное обстоятельство является очень важным для выбора эффективных направлений развития отрасли в условиях неоднозначности прогнозных представлений о формировании сырьевой базы.

7. Процессы освоения и результаты реализации нефтегазовых проектов во многом определяются спецификой сырьевой базы углеводородов региона. Развитие НГС на Востоке России будет иметь как прямые, так и косвенные социально-экономические последствия, причем, весьма значительные по своим масштабам. Однако в силу специфики сырьевой базы, основные прямые эффекты будут по преимуществу иметь место непосредственно в районах добычи нефти и газа и в меньшей степени будут распространяться на территорию Восточной Сибири в целом. Поэтому развитие добывающего сегмента НГС с точки зрения прямых эффектов следует прежде всего рассматривать в качестве одного из наиболее значимых факторов ослабления нынешней пространственной дифференциации в социально-экономическом развитии территории.

По этой причине особый интерес вызывает вопрос о возможной прямой и косвенной отдаче для региона со стороны предполагаемых производств по глубокой переработке УВС. Речь идет не только о доходах бюджета, но и создании новых рабочих мест в более широкой зоне, чем та, что непосредственно охватывает районы добычи нефти и газа.

По нашим оценкам, в разрезе наиболее реалистичных вариантов создания перерабатывающих центров сумма налоговых поступлений в региональные бюджеты при выходе производств на полную мощность может составить 5–13% от величины совокупных доходов бюджетов Красноярского края и Иркутской области в 2009 году.

При этом может быть создано до 15 тыс. новых рабочих мест непосредственно на перерабатывающих предприятиях и до 20 тыс. рабочих мест в составе промышленных узлов в целом – на стадии постоянной эксплуатации и при полном развитии мощностей. Годовая потребность в рабочей силе в период строительства предприятий оценивается в 20–35 тыс. человек.

Общерегionalные последствия будут в основном иметь косвенный характер, связанный с мультипликативным воздействием НГС на социально-экономическую систему региона. При этом интенсивность мультипликативного воздействия в немалой

степени будет зависеть от обоснованности и эффективности государственной региональной политики в отношении НГС.

Освоение недр территории является необходимым условием для решения накопившихся серьезных социально-экономических проблем рассматриваемых регионов Восточной Сибири и для достижения целей и задач устойчивого развития на долгосрочную перспективу.

8. Необходимость активного участия государства (в качества регулятора, координатора и инвестора) при геологическом изучении, освоении нефтегазовых ресурсов, развитии перерабатывающих производств и транспортных систем в Восточной Сибири обусловлена множеством факторов. Их результирующая направленность такова, что регуляторные действия со стороны государства должны носить в гораздо большей степени стимулирующий и координирующий характер, чем это имеет место в настоящее время.

При этом меры государственного стимулирования и поддержки должны носить комплексный характер, поскольку, как показали экономические оценки, отдельные фрагментарные стимулы не могут существенным образом повлиять на коммерческую эффективность проектов по утилизации газовых ресурсов. К основным мерам и решениям со стороны государства необходимо отнести:

- налоговое стимулирование добычи и переработки УВС;
- координацию действий различных компаний, вовлеченных в процессы освоения ресурсов УВС и их переработки;
- стимулирование внутреннего спроса на продукцию газопереработки и газо(нефте)химии;
- участие на принципах ГЧП в создании социальной и транспортной инфраструктуры (включая специализированную нефтегазовую инфраструктуру) в районах Восточной Сибири.

Учитывая высокую капиталоемкость создания ГТС и перерабатывающих производств, наиболее значимыми являются меры, направленные на непосредственное снижение инвестиционной нагрузки на коммерческие компании, которые занимаются проектами по утилизации газа, в период осуществления капитальных затрат. **Приоритет в системе мер государственной экономической поддержки должен быть отдан прямому участию государства в финансировании инвестиций** в инфраструктурную часть проектов по утилизации газа, включая ГТС и инфраструктуру перерабатывающих предприятий.

В целом же комплекс мер государственного стимулирования будет способствовать повышению экономической эффективности проектов по утилизации и переработке газа, добываемого в Восточной Сибири, что отвечает интересам всех сторон – нефтегазовых компаний, государства, регионов.

ИСТОЧНИКИ

- Алейнов Д.** Вторая волна // Химия и бизнес. – 2009. № 3–4. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.chembus.ru/?q=node/61>.
- Анализ** экономической эффективности альтернативных проектов утилизации природного газа. – М.: Институт финансовых исследований, 2007. – 38 с.
- 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. – С. 110–112.
- Андреева Н.Н., Ситенков В.Т.** Перспективы применения промышленных электростанций (ПЭС) при обустройстве месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2001. – 68 с.
- Батуров А.** Газохимизация всей страны // Нефть России. – 2008. № 1. – С. 56–58.
- Генеральная схема** развития газовой отрасли на период до 2030 года (Проект). – М. 2008. 144 с.
- Запас** прочности // Эксперт Урал. – 2003. №43 (123) [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://www.expert.ru/printissues/ural/2003/43/>
- Иконников Ю.А.** Развитие рынка сервисных услуг в НК ОАО «ЛУКОЙЛ». – Торгово-промышленная палата РФ, 2007.
- Инвестиционный проект** «Комплексное развитие Нижнего Приангарья» (утвержден распоряжением Правительства РФ от 30 ноября 2006 г. N 1708-р) (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации от 10 ноября 2007 г. N 1596-р) – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.sibarea.ru/investment/investment_projects/id/5/.
- Интервью** с вице-президентом компании «Роснефть» А. Кузнецовым // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. № 5. – С. 48.
- Козельский А.** «Метапроцесс» и «НОВАТЭК» нашли друг друга // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. №1. – С. 100–101.
- Конов Д.В.** Экологическая политика компании «СИБУР Холдинг» и стратегия развития газохимической промышленности России // Материалы Международного форума «Газ России – 2007». – М., 2007.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Э., Эдер Л.В.** Позиция России в вопросе поставок природного газа в страны АТР с учетом ресурсных, технологических и геополитических факторов // Проблемы привлечения

инвестиций в освоение ресурсов нефти и газа. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – СНИИГГиМС. – С. 53–59.

Концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации. – М.: Минэкономразвития РФ, 2008. – 194 с.

Концепция Стратегии социально-экономического развития регионов Российской Федерации (рассмотрена на заседании Правительства РФ 30 июня 2005 года) – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.minregion.ru/WorkItems/DocItem.aspx?DocID=136&PageID=148>.

Концепция стратегии социально-экономического развития Эвенкии в условиях формирования нефтегазового комплекса. – Красноярск: Буква, 2004. – 176 с.

Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. № 1.

Крылов А.Ю., Козюков Е.А. Получение жидких углеводородов из природного газа // Газохимия. – 2008. № 1. – С. 66–70.

Крюков В.А. Приоритетный доступ попутного нефтяного газа к газотранспортным мощностям // Утилизация попутного нефтяного газа в России: сборник материалов международной конференции. – М.: ИнформТехЭкспо, 2007.

Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. – Новосибирск: ИЭОПП, 2002. – 168 с.

Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В. Особенности регулирования рынка легкого углеводородного сырья. – Новосибирск: ИЭОПП, 2003. – 82 с.

Крюков В., Севастьянова А., Шмат В. Организационно-экономические проблемы формирования и функционирования нефтегазового кластера // Концепция пространственного социально-экономического развития Красноярского края до 2017 года. – Ин-т экономики, управления и природопользования, Сиб. федеральный ун-т. – Красноярск, 2008.

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности / ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Сова, 2006. – 169 с.

Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа): как потушить факелы на российских нефтепромыслах. – Новосибирск: ИЭОПП, 2008. – 340 с.

Крюков В.А., Шмат В.В. ВИНК – обратная сторона медали // ЭКО. – 1995. №2. – С. 103–117.

- Кубометры** в киловатты // Нефть и капитал. 2008. № 1–2. – С. 63–66.
- Ластовская М.** Маркетинговые аспекты осуществления проектов с использованием технологий GTL и проблемы их коммерческой реализации. – М.: Технологический центр Россия – ЕС. 2005.
- Ляте К.Г.** Проектирование и режимы эксплуатации уникальной малотоннажной установки по производству метанола на Юрхаровском месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. 2008. № 1.
- Ляте 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. – С. 82–84.
- Материалы** совещания в МИД России по вопросам участия районов Сибири и Дальнего Востока в интеграционных процессах в АТР. 3 июля 2009 г. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosgranitsa.ru/node/1008?mini=calendar/2009-07>.
- Методика** расчета показателей и применения критериев эффективности инвестиционных проектов, претендующих на получение государственной поддержки за счет средств Инвестиционного фонда Российской Федерации. М., 2006.
- Методические рекомендации** по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
- Миляев Д.В.** Риски недропользователей как сдерживающий фактор инвестиционной активности при реализации долгосрочных проектов в районах нового освоения // Проблемы привлечения инвестиций в освоение ресурсов нефти и газа. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. – С. 129–136.
- Музлова Г.** От проблемы к возможностям: опыт утилизации попутного нефтяного газа ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. – 2007. № 21. – С. 158–161.
- Независимые производители** газа: стратегический ресурс России. – Институт энергетической политики. М., 2005.
- Обзор** рынка GTL. – М.: Метапроцесс, 2007.
- Орлов В.П.** Базовый закон о недропользовании в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2002. № 4. – С. 2–9.
- Основные направления** социально-экономического развития Красноярского края на среднесрочную перспективу 2004—2010 годы (одобрены решением Губернаторского совета Красноярского края 22 января 2004 г.). 2004. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.krskstate.ru/econom/socialeconomic>.
- ПНГ:** без политики нет экономики // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 5. – С. 50–55.
- Попутный компромисс** // Профиль. – 2008. № 6 (562) [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://www.profile.ru/items/?item=25431>.

- Пояснительная записка** к проекту постановления Правительства о недискриминационном доступе к газотранспортной системе. – ФАС РФ. 2006.
- Пояснительная записка к проекту ФЗ №13498-3 «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа». – Октябрь 2000.– [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://asozd.duma.gov.ru/main.nsf/\(SpravkaA\)?OpenAgent&RN=13498-3&1d3](http://asozd.duma.gov.ru/main.nsf/(SpravkaA)?OpenAgent&RN=13498-3&1d3).
- Прекратим сжигание ПНГ!** // Вестник компании Роснефть. – 2007. Июль (57) [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://vestnik.rosneft.ru/57/article9.html>
- Программа** создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. – М., 2007. – 258 с.
- Программа** социально-экономического развития Иркутской области на 2006–2010 годы (утверждена Законом Иркутской области от 26 октября 2006 г. № 68–оз). **2006.** – [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://govirk.ru>.
- Программа** социально-экономического развития Красноярского края до 2010 года (зарегистрирована в Министерстве экономического развития России в феврале 2005 г.). **2005.** – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.krskstate.ru/econom/socialeconomic/program>.
- Регулирование** процессов сжигания и удаления попутного газа: общий обзор и уроки мирового опыта. – Группа Всемирного Банка, 2004.
- Российский статистический ежегодник:** 2009. Стат. сб. – М.: Росстат, 2009. – 795 с.
- Соловьянов А.А., Андреева Н.Н., Крюков В.А., Ляте К.Г.** Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. – М.: Кворум, 2008. – 320 с.
- Справочник** по проектированию магистральных газопроводов. / Под ред. А.К. Дерцакяна. – Л.: Недра, 1977. – 519 с.
- Справочник** процессов переработки газов // Нефтегазовые технологии. 2006. № 8. – С. 94–124.
- Сторонский Н.М.** Генеральная схема газоснабжения и газификации Иркутской области// 2-ой Красноярский инвестиционный форум. Красноярск, 8 апреля 2005 г. [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://www.eastforum.ru/roundtable1/>
- Стратегия развития** химической и нефтехимической промышленности на период до 2015 года. (Утверждена приказом Минпромэнерго России от 14 марта 2008 г. № 119). – [Электронный ресурс]. 2008а. – Режим доступа: <http://www.minprom.gov.ru/activity/chem/strateg/0>.
- Стратегия** создания нефтегазового комплекса для ускорения социально-

экономического развития Красноярского края, Таймырского (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов. Красноярск, 2005. – 61 с.

Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока, Республики Бурятия, Забайкальского края и Иркутской области на период до 2025 год (проект от 12 мая 2009 г.). 2009. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.minregion.ru/OpenFile.ashx/DV_str0905.doc?AttachID=2840.

Стратегия социально-экономического развития Иркутской области на долгосрочную перспективу (рассмотрена в Министерстве регионального развития РФ 15 января 2008 г.). 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.csr-nw.ru/content/library/default.asp?shmode=10&ida=1837&ids=63>.

Схема комплексного развития производительных сил, транспорта и энергетики Республики Саха (Якутия) до 2020 года (одобрена Правительством РФ 8 февраля 2007 г.). 2007. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.economy.ykt.ru/index.asp?c=8948.

Удуд В. Фактор гелия // Нефть и капитал. 2005. № 1–2. – С. 25–28.

Федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья до 2013 года» (одобрена Правительством РФ, август 2007 г.) – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fcp.vpk.ru/cgi-bin/cis/fcp.cgi/Fcp/ViewFcp/View/2010/136>.

Фомин В. Некриогенные методы получения гелия из природного газа / В. Фомин, С.В. Долгушев, А.С. Верещагин, А.Г. Аншиц, С.Н. Верещагин // Технология ТЭК. – 2004. № 6. – С. 89–95.

Шмат В.В. О развитии процесса вертикального интегрирования в нефтяном секторе России // Актуальные проблемы развития нефтяной промышленности Сибири. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1994. – С. 72–93.

Шурупов С.В. К вопросу утилизации попутного нефтяного газа // Газохимия. 2008. № 1. – С. 42–44.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. – М., 2009. – 151 с.

Яцишин С. Зачем нужна Восточная газовая программа? // Нефтегазовая вертикаль. 2009. № 9. – С. 26–31.

BP Statistical Review of World Energy June 2009. – London: BP p.l.c., 2009. – 48 p.

Chemicals in China: Responding to new challenges. – KPMG International, 2009. – 26 p. – [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://www.kpmg.com>.

Cooper J. Process engineering economics. – New York: Marcel Dekker Inc., 2003. – 420 p.

Gas Processes 2006. Hydrocarbon Processing. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hydrocarbonprocessing.com>.

- International Energy Outlook** 2009. – Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, 2009. – 274 p.
- Matar S., Hatch L.** Chemistry of petrochemical processes (2nd Edition). – Houston: Gulf Publishing Company, 2000. – 392 p.
- Petrochemical Processes Handbook** 2005. Hydrocarbon Processing. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.hydrocarbonprocessing.com>.
- Shah R.** Bad timing slows \$B Petrotrin projects // Trinidad & Tobago Express. – August 26th 2009. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.trinidadexpress.com/index.pl/print?id=161522973>.
- Sterin S.** Celanese Corporation // BB&T 2nd Annual Manufacturing and Materials Conference. – March 20th 2008. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.celanese.com>
- The Future of the European Chemical Industry.** – KPMG International, 2010. – 36 p. – [Электронная версия]. – Режим доступа: <http://www.kpmg.com>.
- Upstream Petroleum Industry Flaring Guide.** – Canada: Alberta Energy and Utilities Board. 1999.
- Upstream Petroleum Industry Flaring Requirements.** – Alberta Energy and Utilities Board. Guide 60. 1999.
- World Economic outlook: Sustaining the Recovery.** – Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2009. – 208 p.
- World Energy Outlook** 2008. International Energy Agency. – Paris: IEA Publications, 2008. – 578 p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	3
--------------------------------	----------

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
--------------------------	----------

1. Проблемы рационального использования ресурсов газа и попутных компонентов	13
---	-----------

1.1. Анализ проблем, связанных с рациональным использованием добываемых попутных компонентов и комплексной разработкой месторождений в районах нового освоения.....	13
--	-----------

1.1.1. Проблемы извлечения, транспортировки и переработки попутного газа.....	14
---	----

Проблемы утилизации ПНГ (причины сжигания).....	14
---	----

Необходимость учета экономических факторов и условий	16
--	----

1.1.2. Подходы к решению проблем утилизации попутных компонентов (конденсата и гелия)	19
---	----

Извлечение попутных компонентов при добыче природного газа	19
--	----

Проблемы выделения и хранения гелия.....	20
--	----

1.2. Анализ проблем, связанных с обеспечением комплексного извлечения и переработки полезных компонентов, содержащихся в природном и нефтяном газе месторождений Востока России.....	21
---	-----------

1.2.1. Потери и угрозы для государства и нефтегазовых компаний в связи с нерациональным использованием попутных компонентов	21
---	----

1.2.2. Анализ позиций основных заинтересованных сторон по проблемам утилизации попутных компонентов	23
---	----

Интересы и позиция государства	23
--------------------------------------	----

Позиция нефтяных компаний	24
---------------------------------	----

Приоритеты и интересы «Газпрома»	25
--	----

Позиция компании «СИБУР».....	27
-------------------------------	----

Целесообразность объединения усилий компаний в переработке ПНГ	27
--	----

1.3. Анализ нормативно-правовой базы по вопросам утилизации ПНГ и обоснование мер по ее совершенствованию	28
--	-----------

1.3.1. Существующая нормативно-правовая база по вопросам утилизации ПНГ.....	28
--	----

1.3.2. Существующие предложения по совершенствованию нормативно-правовой базы утилизации ПНГ	31
--	----

Особенности законопроекта «О регулировании использования нефтяного (попутного) газа»	31
--	----

Предложения по налогообложению ПНГ	33
--	----

Предложения по поправкам в действующее законодательство по вопросам утилизации и использования ПНГ	34
--	----

1.3.3. Рекомендации по совершенствованию нормативно-правовой базы утилизации ПНГ: меры стимулирования и принуждения	37
Меры стимулирования и принуждения	37
Краткие выводы	39
Главные направления движения	41
2. Возможности добычи и транспортировки УВС в Восточной Сибири, необходимость учета факторов риска	43
2.1. Возможности добычи и использования ресурсов газа в соответствии с Восточной газовой программой.....	43
2.1.1. Возможные сценарии развития добычи природного и нефтяного газа (в Восточной Сибири) в рамках Восточной газовой программы	43
2.1.2. Возможности потребления газа месторождений Восточной Сибири в сопредельных регионах России.....	51
2.1.3. Сценарии развития трубопроводной инфраструктуры в рамках Восточной газовой программы.....	51
2.1.4. Необходимость координации проектов при реализации Восточной газовой программы.....	54
2.2. Анализ ключевых рисков и возможностей их минимизации.....	55
2.2.1. Идентификация основных инвестиционных рисков с позиций недропользователей	55
Риски в связи с оценкой ресурсного потенциала.....	55
Проблемы привлечения инвестиций.....	57
Риски достижения приемлемой эффективности проектов при существующей системе государственного регулирования.....	57
Рынки сбыта (неясность с вопросом о направлениях поставок газа)	62
2.2.2. Ценовые риски для поставщиков газа	63
Цены на газ на внутреннем рынке	63
Государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке	65
Оценки прогноза мировых цен на газ.....	66
2.2.3. Проблемы доступа нефтяных компаний к ГТС и подходы к определению договорных цен с «Газпромом»	69
Подходы к определению договорных цен на газ с «Газпромом»	70
3. Концептуальные предложения по развитию газоперерабатывающих и газохимических мощностей в Восточной Сибири	73
3.1. Традиционный взгляд на возможности и направления комплексного использования газовых ресурсов с целью получения продукции с высокой добавленной стоимостью	73
3.1.1. Выработка электроэнергии на месторождениях.....	75
3.1.2. Проблемы комплексного использования попутного газа.....	76

3.1.3. Возможности переработки ПНГ в жидкие продукты	77
Перспективы применения технологии GTL.....	77
Производство СПГ	82
Производство метанола.....	83
3.1.4. Сильные и слабые стороны основных направлений использования ПНГ и природного газа	84
3.2. Особенности концептуального подхода к развитию газоперерабатывающих и газохимических производств в Восточной Сибири	87
3.2.1. Основные проблемы развития перерабатывающих производств	87
3.2.2. Основные направления размещения и продуктовой специализации перерабатывающих производств	90
Основные принципы размещения перерабатывающих производств.....	90
Основные направления продуктовой специализации	92
Очередность и этапы развития	94
3.3. Идентификация основных продуктов газо(нефте)химического комплекса и рынков сбыта	95
3.4. Анализ спроса и предложения на рынках газо(нефте)химической продукции	101
3.4.1. Рынок метанола	102
Мировой рынок метанола	102
Российский рынок метанола.....	105
3.4.2. Рынок формальдегида и полиформальдегида.....	108
3.4.3. Рынок карбамидных смол.....	112
Мировой рынок аммиака	114
Российский рынок аммиака	117
3.4.4. Рынок карбамида	119
Мировой рынок карбамида.....	120
Российский рынок карбамида	122
3.4.5. Рынок полиэтилена.....	125
Мировой рынок полиэтилена	126
Российский рынок полиэтилена	128
3.4.6. Рынок полипропилена.....	133
Мировой рынок полипропилена	133
Российский рынок полипропилена	137
3.4.7. Рынок этиленгликоля и винилацетата	139
Рынок этиленгликоля	139
Рынок винилацетата	143
3.4.8. Краткие выводы	146

3.5. Анализ направлений развития перерабатывающих производств на базе газовых ресурсов Восточной Сибири	148
3.5.1. Выбор оптимальной структуры производства.....	149
3.5.2. Типизация и характеристика возможных вариантов технологической структуры перерабатывающих предприятий.....	166
3.5.3. Рекомендации по созданию перерабатывающих производств	170
3.5.4. Существующие предприятия химического профиля и энергетические предприятия региона – потенциальные конкуренты или вероятные партнеры?	172
3.5.5. Анализ возможных производственных связей новых и существующих производств и предприятий	176
4. Влияние газопереработки и газохимии на социально-экономическое развитие регионов Восточной Сибири	178
4.1. Анализ соответствия проектов освоения недр Восточной Сибири стратегическим задачам социально-экономического развития восточных регионов России	178
4.1.1. Идентификация стратегических задач социально-экономического развития восточных регионов России (на основе стратегий социально-экономического развития регионов)	179
4.1.2. Перспективы социально-экономического развития восточных регионов России в видении федерального центра.....	188
4.1.3. Освоение недр как необходимое условие для реализации целей и задач регионального и федерального уровней в вопросах социально-экономического развития Восточной Сибири.....	196
4.2. Анализ влияния проектов освоения нефтегазовых ресурсов на развитие региональной экономики (экономические и социальные эффекты).....	199
4.2.1. Влияние нефтегазовых проектов на социально-экономическое развитие Красноярского края и Иркутской области	201
4.2.2. Анализ мультипликативных экономических эффектов, связанных с освоением нефтегазовых ресурсов и переработкой УВС.....	203
4.3. Развитие производств по переработке УВС как один из основных факторов социально-экономического развития восточных регионов страны	204
5. Меры государственного регулирования по повышению эффективности использования ресурсов газа и развития ГТС в Восточной Сибири	208
5.1. Необходимость координирующей роли государства при реализации нефтегазовых проектов в Восточной Сибири.....	208
5.1.1. Роль государства в координации политики нефтегазовых компаний	208

Прямое и косвенное участие государства	209
Необходимость партнерских отношений государства и частного бизнеса	211
Практические проблемы государственно-частного партнерства	214
Необходимость создания условия для практической реализации механизмов ГЧП	216
5.1.2. Подходы к формированию лицензионной политики, направленной на снижение рисков и издержек при освоении новых провинций	218
5.1.3. Возможности и механизмы участия государства в создании инфраструктуры. Формирование организационных структур, координирующих деятельность недропользователей	220
Корпорация развития Красноярского края	221
5.2. Рекомендации по совершенствованию системы государственного регулирования, направленные на рациональное освоение и использование ресурсов УВС Восточной Сибири	223
5.2.1. Особенности налоговой политики в новых нефтегазовых провинциях	224
Налог на добычу для газа	224
Факторы дифференциации ставки налога на добычу для природного газа	225
Налог на прибыль	229
Стимулирование ГРП	230
Основные рекомендации	230
5.2.2. Стимулирование государством развития перерабатывающих производств и создания ГТС	232
Меры государства по стимулированию развития перерабатывающих производств	232
Стимулирование внутреннего спроса на химическую продукцию	236
Стимулирование государством создания мощностей по транспортировке УВС	238
5.2.3. Оценка мер государственного стимулирования инвестиций в сфере транспорта и переработки газа	239
5.2.4. Подходы к формированию рациональной организационной структуры нефтегазового сектора	240
Роль крупных интегрированных компаний	240
Регулирование организационной структуры на этапах ГРП	241
Развитие сервисного сектора	242
5.2.5. Гарантии обеспечения доступа к производственной инфраструктуре для участников освоения недр. Приоритетный доступ к ГТС для сухого отбензиненного газа	246
5.2.6. Мероприятия компаний-недропользователей по повышению эффективности деятельности в Восточной Сибири	248
5.2.7. Комплексный характер механизмов государственной поддержки развития газовой промышленности на Востоке России	253
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	255
ИСТОЧНИКИ	261

Научное издание

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

УПРАВЛЕНИЕ
ПРОЦЕССОМ ФОРМИРОВАНИЯ
ЦЕННОСТИ ПОТОКА УГЛЕВОДОРОДОВ
(на примере перспектив использования
газовых ресурсов Восточной Сибири)

Ответственный редактор
академик РАН Кулешов В.В.

Художник обложки *Шмат В.В.*

Компьютерная верстка *В.В. Лысенко, А.П. Угрюмов*

Подписано в печать 24 февраля 2011 г. Формат бумаги 60x84 ¹/16. Гарнитура «Таймс»
Объем 22,5 п.л. Уч.-изд. л. 21. Тираж 500. Заказ № 7.

Издательство ИЭОПП СО РАН
Участок оперативной полиграфии Института экономики
и организации промышленного производства СО РАН.
630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 17.

30 p