

## Природопользование

### Комплексное освоение ресурсов газа на Востоке России

© 2009

А. Коржубаев

Статья содержит подробную характеристику газовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Анализируя перспективы их освоения, автор сопоставляет разные концепции, знакомит с позицией ученых из Сибирского отделения РАН. Освоение кладовых газа для газификации региона и экспорта расценивается как предпосылка решения проблем социально-экономического развития востока России.

*Ключевые слова:* природный газ, СПГ, "Газпром", гелиевая промышленность, Ковыткинское месторождение.

В условиях глобального финансово-экономического кризиса почти повсеместно снижается инвестиционная активность, замедляется рост спроса на энергоносители, откладывается реализация многих инфраструктурных проектов. Происходят серьезные изменения в мировом порядке (одна из особенностей которого — в том, что 80% ВВП развитых стран приходилось в преддверии кризиса на нематериальное производство). В глобальной финансовой и экономической системах ожидается повышение роли стран, обеспеченных сырьевыми ресурсами и обладающих развитым реальным сектором экономики — таких как, Китай, Индия, Бразилия, Канада, Австралия и, разумеется, Россия.

#### Место востока РФ в нефтегазовом комплексе страны

Наличие значительных запасов (48 трлн м<sup>3</sup>, или свыше трети мировых доказанных) и ресурсов (260 трлн м<sup>3</sup>, или более 40% от начальных суммарных в мире) природного газа — конкурентное преимущество России в международном разделении труда. Приоритеты развития отрасли — поддержание и развитие добычи газа и конденсата в традиционных районах (Надым-Пур-Тазовское междуречье), включая утилизацию низконапорного газа; создание новых крупных центров газодобычи — на п-ве Ямал, в Обской и Тазовской губах, в Восточных

---

*Коржубаев Андрей Геннадиевич*, доктор экономических наук, профессор, заведующий сектором Института нефтегазовой геологии и организации промышленного производства СО РАН, Уполномоченный СО РАН по вопросам сотрудничества с Китаем.

районах страны, на шельфах морей; воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы; сокращение издержек на всех стадиях производственного процесса; глубокая переработка; модернизация существующих и строительство новых газотранспортных систем; дальнейшая газификация промышленности, транспорта и населения страны; диверсификация экспортных поставок, включая выход на новые рынки и доступ к системам газоснабжения конечных потребителей в странах-импортерах. В числе приоритетов — формирование на востоке РФ новых центров газовой, газоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, расширение Единой системы газоснабжения на Восток, организация коммерчески эффективных поставок газа и продуктов его переработки на Тихоокеанский рынок.

Поскольку большинство месторождений углеводородов содержит и нефть, и газ, а на нефтехимических предприятиях используется природный и попутный нефтяной газ, а также нефть и конденсат, при формировании новых центров газовой промышленности необходимо развивать и нефтяной комплекс.

Локальные системы газообеспечения уже имеются в Норильском промышленном узле, в Республике Саха (Якутия), в Сахалинской области и в Хабаровском крае. Идет газификация Братского промышленного узла и населенных пунктов вблизи Ковыктинского месторождения. Суммарный объем добычи и потребления газа там — около 6 млрд м<sup>3</sup> в год (менее 1% от РФ в целом). Начальные суммарные ресурсы газа в регионе, включая шельф, — около 60 трлн м<sup>3</sup> (свыше 23% от российских), доказанные запасы превышают 4 трлн м<sup>3</sup> (более 8% от российских), вероятные запасы — около 6 трлн м<sup>3</sup> (более 28% от российских).

Первоначально потребуются освоить уникальные месторождения — газоконденсатное Ковыктинское в Иркутской области и нефтегазоконденсатное Чадинское — в Республике Саха, Собинско-Пайгинское нефтегазоконденсатное и Юрубчено-Тохомскую зону нефтегазонакопления (Красноярский край). На шельфе дальневосточных морей новые центры добычи газа будут сформированы в рамках проектов “Сахалин-1—3”, а в долгосрочной перспективе — “Сахалин-6—9” и Западно-Камчатского сектора Тихого океана. При разработке газонефтяных и нефтегазовых месторождений, прежде всего, Ленно-Тунгусской нефтегазоносной провинции будут добываться значительные объемы ПНГ (попутного нефтяного газа). На Дальнем Востоке будет формироваться инфраструктура сжижения газа и поставок СПГ (сжиженного природного газа), а также инфраструктура экспорта продуктов нефтехимии. Необходимы меры специальной поддержки инвестиций в развитие как газоперерабатывающих, так и газохимических производств. Освоение гелийсодержащих месторождений потребует развития гелиевой промышленности, строительства в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха крупных газоперерабатывающих заводов, включающих в технологическую структуру гелиевые заводы и подземные хранилища гелиевого концентрата.

Добыча газа и развитие производств его глубокой переработки, нефтехимии и газохимии, формирование систем транспорта должны быть технологически и хронологически увязаны с перспективными уровнями добычи нефти и, соответственно, ПНГ.

Если формирование транспортной инфраструктуры пойдет интенсивно, научное обеспечение геолого-разведочных работ совершенствуется, а процесс лицензирования участков недр ускорится, то добыча нефти на востоке РФ имеет хорошие перспективы.

Таблица 1.

**Прогноз добычи природного и попутного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (средние значения)\***

Регион	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Добыча газа, млрд м<sup>3</sup></i>					
Вост. Сибирь и Респ. Саха	5	59	105	118	127
Дальний Восток (Сахалин)	26	30	52	67	72
Всего	31	89	157	185	199
<i>Доля добычи газа в структуре общей добычи газа в стране, %</i>					
Вост. Сибирь и Респ. Саха	0,7	7,5	11,8	13,0	14,0
Дальний Восток (Сахалин)	3,8	3,8	5,9	7,4	7,9
Всего	4,5	11,3	17,7	20,4	21,9

\* Прогноз составлялся до глобального финансово-экономического кризиса; в нем не учтены поправки в сторону снижения, предложенные Газпромом в марте—апреле 2009 г. — прим. ред.

Важнейший реализуемый ныне нефтетранспортный проект — строящийся магистральный нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) с терминалом в бухте Козьмино (район Находки) и отводом на Китай (в г. Сковородино). Проектная мощность нефтепровода — 80 млн т в год, в том числе 1-й очереди, завершение строительства которой намечено на 2009 г. — 30 млн т в год. Предполагается, что на начальном этапе (до конца 2009 г.) первоочередной участок нефтепровода ВСТО Усть-Кут — Талаканское месторождение может быть использован в реверсном режиме с дальнейшей поставкой по железной дороге.

### **Устойчивые процессы в системах нефте- и газобеспечения**

#### *1. Изменение географии добычи углеводородов в России:*

- появление новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке страны — в Восточной Сибири, Республике Саха, на шельфе Дальнего Востока (Охотское море, Западно-Камчатский сектор Тихого океана);
- развитие добычи нефти и газа на Севере Западно-Сибирской НГП, прежде всего, на п-ве Ямал, в Обской и Тазовской губах, на шельфе арктических морей (Баренцево, Карское), в Тимано-Печорской нефтегазонадной провинции (НПП) и российском секторе Каспийского моря;
- снижение добычи в традиционных нефтегазовых районах европейской части страны, в первую очередь в Волго-Уральской и Северокавказской НГП, в ряде районов Западно-Сибирской НГП.

#### *2. Изменение пространственной структуры переработки углеводородов, внутрироссийских поставок нефти, нефтепродуктов и газа;*

- повышение загрузки НПЗ, развитие существующих и формирование новых нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, прежде всего, в восточных регионах страны, а также вблизи центров добычи (Нижнекамский НПЗ, МНПЗ в районах промыслов) и экспортных терминалов (Приморск, Туапсе, Новороссийск, Находка и др.);
- модернизация НПЗ и расширение выпуска качественных нефтепродуктов для поставок на российский и международные рынки;

- формирование инфраструктуры СПГ (заводов по сжижению попутного газа), терминалов по отгрузке, инфраструктуры по приему, хранению и регазификации, выход на международные рынки СПГ;

- расширение и изменение структуры поставок нефтепродуктов на внутренний и международные рынки при увеличении доли высококачественных конечных продуктов (дизельного топлива, бензина) при снижении поставок мазутов;

- продолжение газификации промышленности и коммунально-бытовой сферы при извлечении всех ценных компонентов их природного и попутного газов;

### *3. Изменение структуры добычи углеводородов в мире:*

- появление крупных нефтегазодобывающих центров международного значения в Каспийском регионе, в Восточных и Северных районах России, на российской шельфе Арктики, рост добычи нефти и газа на Ближнем Востоке, в Северной и Западной Африке;

- ожидаемое падение добычи в Северном море, на континентальных месторождениях США, в АТР;

### *4. Сдвиги в географической структуре спроса на мировых рынках:*

- стабилизация потребления нефти и умеренный рост потребления газа в ЕС;

- медленный рост потребления нефти и стабилизация потребления газа в Северной Америке;

- увеличение потребления и импорта нефти и газа в странах АТР.

Главным результатом диверсификации должно стать повышение надежности обеспечения нефтью, нефтепродуктами и газом экономики и населения страны, широкий выход на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок, формирование поставок на Тихоокеанское и расширение поставок на Атлантическое побережье США при поддержании позиций на европейском направлении. Повышение уровня научного обеспечения процесса создания нефтегазового комплекса востока России становится стратегической задачей государства.

## **Прогнозы спроса и цен на нефть и газ востока РФ**

Основными внутренними рынками газа Восточной Сибири и Дальнего Востока будут российские ресурсные и транзитные территории — Иркутская область, Красноярский край, Республика Тыва, Хакасия, Забайкалье (Республика Бурятия и Забайкальский край), Республика Саха, Еврейская автономная область, Хабаровский край, Приморский край. Дополнительные объемы газа могут поставляться через единую систему газоснабжения в южные районы Западной Сибири.

При составлении этих прогнозов учитывались перспективы развития в регионе угольной промышленности, возможности и конкретные планы развития гидро- и атомной энергетики. Приняты во внимание конечное потребление нефтепродуктов, главным образом, со стороны систем и средств транспорта, а также использование нефти для технологических нужд промыслов, трубопроводов, НПЗ и потери.

Согласно решениям ФСТ, 1 января 2008 г. средние оптовые цены на природный газ повышены на 25%, в 2009 г. предполагается их повышение на 13%, в 2010 г. — на 40%, а в 2011—2015 гг. — до уровня, обеспечивающего равную доходность с экспортом. В итоге средняя цена на газ на внутреннем рынке востока РФ для промышленных потребителей будет, согласно ранее сделанным прогнозам, последовательно возрастать, но для населения цены будут оставаться регулируемы, варьируясь в зависимости от тарифной зоны и категории потребителей в диапазоне 30—80% от средних цен для промышленности.

Прогноз цен на нефтепродукты при поставках на внутренний рынок и на экспорт будет изменяться, исходя из ситуации с сырьем на основных международных рынках. Динамика цен на внутреннем рынке будет относительно умеренной с учетом стабилизационных мер в области административного, налогового и таможенного регулирования.

Основной внешний рынок газа востока России — АТР. Спрос на внерегиональные поставки газа там возрастет (исходя из докризисных расчетов) к 2010 г. до 170—190 млрд м<sup>3</sup> в год, к 2020 г. — до 410—420 млрд м<sup>3</sup>, а к 2030 г. — до 680—690 млрд м<sup>3</sup>. Нетто-импорт газа будет расти под влиянием ресурсных, экономических, демографических, экологических и технологических факторов.

Потенциально крупный внешний рынок сжиженного попутного газа (СПГ) — Тихоокеанское побережье США (где исчерпаны внутренние возможности дальнейшего увеличения и поддержания добычи газа, как и поставок трубопроводного газа из соседних стран). Нетто-импорт СПГ на Тихоокеанском побережье будет нарастать. Доля СПГ в общем объеме импорта газа в этой стране (включая Атлантический рынок) увеличится до 80—90%.

Таблица 2

**Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта газа и нефти в странах АТР и на Тихоокеанском побережье США (район Западного побережья), млн т (средние значения)\***

Показатели / Годы	2007	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Газ, млрд м<sup>3</sup></b>						
<b>Рынок АТР</b>						
Добыча	392	436	489	525	552	571
Потребление	448	510	625	740	846	952
Нетто-импорт	56	74	136	215	294	381
<b>Рынок Тихоокеанского побережья США (район Западного побережья)</b>						
Добыча	68	68	69	71	69	67
Потребление	81	90	100	106	109	112
Нетто-импорт	13	22	31	35	40	45
<b>Нефть, млн т</b>						
<b>Рынок АТР</b>						
Добыча	379	408	408	391	367	342
Потребление	1185	1510	1765	1970	2100	2205
Нетто-импорт	806	1102	1357	1579	1733	1863
<b>Рынок Тихоокеанского побережья США (район Западного побережья)</b>						
Добыча	96	87	76	67	62	54
Потребление	148	154	162	168	174	177
Нетто-импорт	52	67	86	101	113	123

\* Прогноз построен на расчетах, сделанных до глобального финансово-экономического кризиса. — прим. ред.

Главный внешний рынок восточносибирской и дальневосточной нефти — АТР. Спрос из других регионов (включая нефтепродукты) составит там к 2030 г. 1860–1870 млн т. Другой крупный внешний рынок — Тихоокеанское побережье США. Ожидается, что нетто-импорт нефти там к 2030 г. достигнет 123 млн т.

В перспективе в связи с ростом доли СПГ в структуре мировой торговли природным газом и благодаря повышению технологической эффективности уст-

ранится привязка цен природного газа к ценам на нефть, чему будут способствовать и оргмероприятия в мировой системе газообеспечения — такие, как создание международных структур стран-производителей для регулирования газовых рынков.

Цена нефти на Тихоокеанском рынке обычно на 3—7% выше европейской, что обусловлено повышенным спросом и транспортными рисками. Сейчас в мире происходит повторение ситуации 1973—1981 гг., когда за 8—9 лет нефть была в основном вытеснена из электроэнергетики газом, углем и атомной энергией.

Таблица 3.

### Прогноз цен на газ и нефть на Тихоокеанском рынке\*

Сценарий/Год	2008	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Прогноз цен на газ, долл./тыс. м<sup>3</sup></b>						
Умеренный	300	330	370	400	440	440
Интенсивный	300	440	580	730	870	870
<b>Прогноз цен на нефть, долл./бар.</b>						
Умеренный	100	100	90	80	70	70
Интенсивный	100	100	110	120	130	140

\* Прогноз исходит из расчетов, произведенных до глобального финансово-экономического кризиса — прим. ред.

### Условия поставок углеводородов на тихоокеанские рынки

Модернизация существующих и формирование новых центров нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей, нефтехимической и газохимической промышленности на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока стимулирует их социально-экономическое развитие, позволит создавать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

При поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа целесообразно заключение связанных договоров, предполагающих одновременные поставки продукции нефтегазопереработки и нефтегазохимии при обеспечении доступа компаний РФ к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов.

Целесообразно формирование контролируемых компаниями РФ (прежде всего, “Газпромом”) поставок сетевого и сжиженного газа в АТР не только из России, но и из других регионов мира. “Газпром” как глобальная энергетическая компания имеет возможность вхождения в проекты поставок СПГ в страны АТР, на Тихоокеанское и Атлантическое побережья США, организуемых международными и транснациональными компаниями — BP, Shell, Exxon, Chevron, Total и др. из различных регионов по схеме замещения (SWAP) на европейском рынке, а также в обмен на их ограниченный допуск к проектам на территории Западной и Восточной Сибири. Создание и приобретение инфраструктуры, получение доступа к добывающим активам и организация крупномасштабных поставок из различных регионов мира позволит России занять доминирующие позиции на тихоокеанском рынке газа при контроле не менее половины всех его экспортно-импортных поставок.

## Добыча и комплексная переработка газа

При формировании комплексов добычи и переработки газа на востоке РФ необходимо, в первую очередь, учитывать ее стратегические интересы и приоритетные задачи социально-экономического развития восточных районов. Это предполагает системное обоснование согласованных решений на основе анализа ресурсных, технологических, экономических и геополитических факторов, включая утвержденные государственные документы отраслевого и регионального развития и реализуемые ныне инвестиционные проекты.

В июне 2002 г. Правительство РФ утвердило “Стратегию экономического развития Сибири”. В ней подчеркнута “необходимость создания новых центров добычи нефти и газа в Восточной Сибири”. Особое внимание уделено развитию транспортных коммуникаций, отмечена необходимость развития систем глубокой переработки нефти и газа, создания гелиевой промышленности.

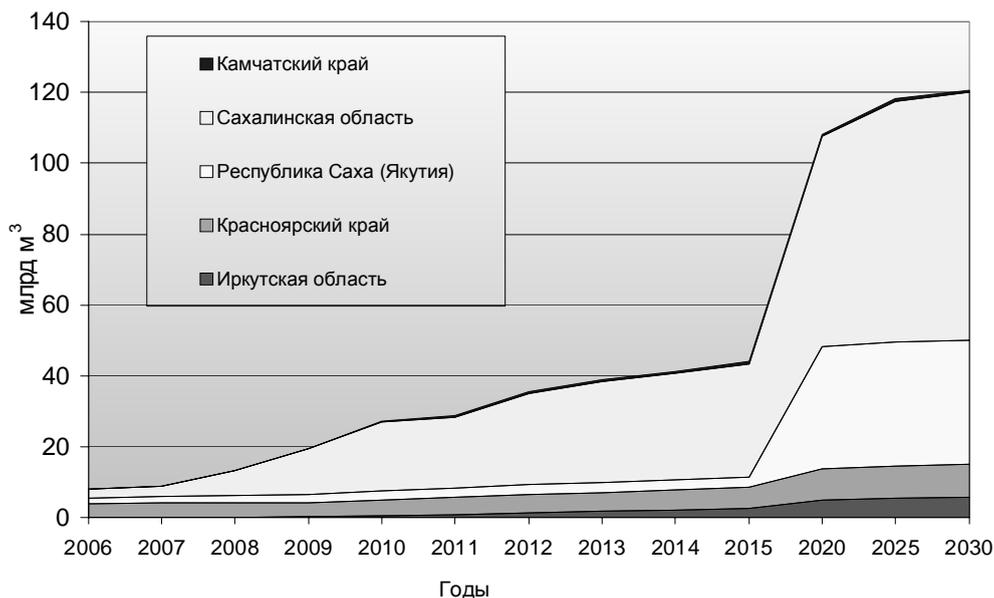
В августе 2003 г. Правительство РФ утвердило “Энергетическую стратегию России до 2020 г.”, которой предусмотрено повышение роли восточных районов в нефтяной и газовой промышленности.

В июне 2007 г. приказом Минпромэнерго России утверждена “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 АТР”, которой предложены альтернативные варианты транспортировки газа. Координатором реализации программы назначен “Газпром”.

Документ разработан Межведомственной рабочей группой (МВРГ) с привлечением представителей заинтересованных министерств, ведомств, субъектов Российской Федерации, компаний и научных организаций и представляет собой комплексное обоснование основных параметров и ориентиров развития газового комплекса востока РФ на ближайшие десятилетия. Программа базируется на принципах, утвержденных Правительством РФ 13 марта 2003 г., которые предусматривают приоритетность удовлетворения спроса на газ российских потребителей, оптимизацию топливно-энергетического баланса регионов востока, обеспечение единого экспортного канала и выгодных для России ценовых условий при экспорте.

В Программе отмечено, что эффективное использование огромных ресурсов углеводородов может стать основой для серьезных экономических преобразований и что нарастающая конкуренция за энергетические ресурсы региона со стороны Японии, Китая, Кореи, США может, с одной стороны, нести угрозу экономической безопасности и территориальной целостности России, а с другой — позволяет, в случае комплексного развития данных отраслей, усилить ее экономические и геополитические позиции в мире.

Документ указывает на необходимость глубокой переработки газа и производства продукции с высокой добавленной стоимостью. По замыслу авторов, эта Программа позволит создать в регионе принципиально новые отрасли промышленности — газохимическую и гелиевую. Рассмотрены 15 вариантов развития газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока, отличающихся маршрутами транспортировки и подачи газа (внутренним потребителям, на экспорт, на газохимические комплексы, в единую систему газоснабжения).



**Рис. 1.** Добыча газа из месторождений и перспективных объектов Востока РФ. Сценарий “Восток”-50 без ЕСГ — целевой (источник ОАО “Газпром”); схема не учитывает корректировки в сторону снижения большинства показателей, обусловленной глобальным финансово-экономическим кризисом

Рекомендуемый сценарий “Восток”-50 без ЕСГ (целевой) предусматривает добычу газа в Восточной Сибири в объемах, обеспечивающих региональных потребителей и технологические нужды газопроводов.

Газ месторождений шельфа о. Сахалин подается потребителям Сахалинской области, Хабаровского края, на завод по сжижению на юге Сахалина с последующим экспортом (с 2012 г.) в КНР (через газопровод — отвод в районе Дальнереченска) и в Южную Корею (по дну Японского моря) — до 25 млрд м<sup>3</sup> в год. С 2016 г. предусмотрено увеличение экспорта за счет подключения (в р-не Хабаровска) к газопроводу Сахалин — Владивосток поставок из Якутского центра газодобычи (рис 1, 2).

Программой предусмотрены извлечение и утилизация гомологов метана и гелия. Предполагается создать 4 новых газоперерабатывающих комплекса: ГПЗ в Красноярском крае на базе ЮТЗ и Собинско-Пайгинского НГКМ; ГПЗ в Иркутской области на базе Ковыктинского ГКМ и других месторождений и перспективных объектов; ГПЗ в Республике Саха на базе Чаяндинского НГКМ; ГПЗ в Хабаровском крае на базе месторождений Сахалина. В Республике Саха (г. Ленск) необходимо построить железную дорогу.

Производство ГПЗ и НГХК будет использована в основном для нужд РФ, а также экспортироваться в страны АТР и на Тихоокеанское побережье США. На российский рынок предполагается поставлять до 2,7 млн м<sup>3</sup> гелиевого концентрата в год. Его экспорт из региона (по расчетам, произведенным до финансово-экономического кризиса) мог бы превысить к 2030 г. 210 млн м<sup>3</sup>. Основными экспортными рынками будут страны АТР и США. С 2020 г. может быть начат экспорт гелия в страны ЕС.



**Рис. 2.** Схема освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока — рекомендуемый сценарий “Восток-50” (источник ОАО “Газпром”).

Расчеты экономической эффективности программы были выполнены, исходя из цен, ставок налогов и сборов, а также способов их начисления, принятых в соответствии с Налоговым Законодательством, действующим на территории Российской Федерации с 1 января 2006 г. Накопленный дисконтированный денежный поток составит (по этим расчетам) 2 266,2 млн долл., внутренняя норма доходности — 11,2%.

### Замечания к Программе ОАО “Газпром”

Дополнительные расчеты, позволяющие актуализировать производственно-финансовые результаты программы, выполнены по двум вариантам: (1) с учетом индексации цен согласно современным условиям и тенденциям (при этом структура капитальных и эксплуатационных затрат соответствует структуре затрат, принятых в программе); (2) с учетом индексации цен при реальных объемах и структуре капитальных и эксплуатационных затрат. Расчеты исходили из предположения (сделанного еще до финансово-экономического кризиса), что в 2008 г. средняя экспортная цена газа составит 300 долл./тыс. м<sup>3</sup> и к 2030 г. последовательно возрастет до 440 долл./тыс. м<sup>3</sup>. При прогнозировании цены учитывалось влияние политических, экономических и технологических факторов, воздействующих на рыночную конъюнктуру. Ожидается, что внутренняя цена природного газа возрастет к 2030 г. до 260 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

На основе этих расчетов получилось: при сохранении исходного уровня капитальных вложений проект освоения запасов и ресурсов газа востока РФ по сценарию “Восток-50” высокоэффективен. NPV составил бы 28,7 млрд долл., IRR — 21%, срок окупаемости — 14 лет, индекс рентабельности — 2,04. В современных условиях наряду с изменением цен на газ и продукты его переработки меняются стоимостные характеристики и структура капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Расчеты с учетом индексации затрат и современного прогноза долгосрочных ценовых тенденций отражают снижение эффективности реализации программы: NPV — 15,9 млрд долл., IRR — 16%, срок окупаемости — 16 лет, индекс рентабельности — 1,47.

Таблица 4.

**Показатели экономической эффективности Программы — Сценарий “Восток”-50 без ЕСГ — целевой (источник ОАО “Газпром”)\***

<b>Показатель</b>	<b>Значение</b>
Добыча природного газа, млрд м <sup>3</sup>	1606,7
Выручка от реализации, млрд долл.	384,9
Капитальные вложения, млрд долл.	71,4
Эксплуатационные затраты, млрд долл.	53,9
Налоги, млрд долл.	180,9
Чистая прибыль, млрд долл.	152,2
CF, млрд долл.	140,4
NPV, млрд долл.	15,9
IRR, %	16%
Срок окупаемости	16
PI	1,47

\* Расчеты произведены до финансово-экономического кризиса — прим. ред.

Полностью поддерживая ключевые положения настоящей Программы, СО РАН имеет ряд принципиальных замечаний о необходимости учета интересов социально-экономического развития востока РФ, повышая народнохозяйственный эффект от освоения месторождений углеводородов, усиливая геополитическую составляющую проекта.

Консервация на долгосрочную перспективу ряда уникальных и крупных месторождений, затягивание с формированием предприятий глубокой переработки и химии углеводородов, региональная ограниченность проектов газификации — все это означало бы фактическое замораживание социально-экономического развития востока России.

Для восточных регионов в этом документе предусмотрен замедленный по сравнению с другими регионами страны рост валового регионального продукта, что чревато ускоренной депопуляцией территорий. Такой подход, с нашей точки зрения, не учитывал бы экономических и геополитических интересов России.

Указанный прогноз противоречит планам создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых крупных центров нефтяной, газовой, нефтехимической, газохимической и гелиевой промышленности, поскольку развитие этих отраслей, как показывает мировой и российский опыт, способствует привлечению крупных инвестиций и трудовых ресурсов.

Программа абсолютно правильно провозглашает необходимость переработки газа и выделения из него этана, пропан-бутановой фракции, гелия. Однако, если начало добычи газа намечено на 2008—2009 гг., то развитие нефте- и газохимии — лишь после 2015 г. До этого газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет потребляться в основном только на электростанциях, в котельных и коммунально-бытовой сфере. В “целевом” варианте развитие газохимии не предусмотрено, что позволяет снизить капиталоемкость проекта, но одновременно уменьшаются технологический диапазон использования продукции газовой промышленности России и доля добавленной стоимости.

В программе не учтен попутный газ с месторождений Иркутской области и Республики Саха, добываемый в рамках комплексного освоения этих территорий. В результате на переработку не поступит около 30% добываемого газа.

Ни в одном из вариантов программы не сформирован план и не решены технические и организационные вопросы транспорта попутного газа и конденсата. Параметры формирования транспортной и перерабатывающей инфраструктуры не согласованы с параметрами развития нефтяной промышленности, что сулит потерю ПНГ и ухудшение экологической ситуации. Кроме того, совершенно не проработаны технологические аспекты транспортировки гелия. При определении параметров экспорта в программе предусмотрены поставки на Тихоокеанский рынок только СПГ по проекту “Сахалин-2”, где основная часть производственных инвестиций и технологий ранее была уже реализована иностранными инвесторами (Shell, Mitsui, Mitsubishi).

Перспективы экспорта сетевого (трубопроводного) газа с Сахалина, из Восточной Сибири и Республики Саха в рамках предложенных программой вариантов не представляются реальными. Если газопроводы с Ковыктинского и Чаяндинского месторождений пойдут по “северному маршруту”, то реализуемым вариантом послужит совмещение их с транспортным коридором нефтепровода ВСТО.

Во всех вариантах программы отсутствует возможность поставки Ковыктинского газа в Бурятию и Забайкальский край, где в ближайшие годы возможно формирование новых крупных центров горно-добывающей и горно-металлургической промышленности национального значения со значительным экспортным потенциалом (там открыты комплексные месторождения меди, свинца, редкоземельных металлов, освоение которых тормозится из-за отсутствия эффективных систем транспорта и энергообеспечения).

Более того, в варианте “Восток”, который представлен как рекомендуемый, замораживается на весь рассматриваемый период вывод на проектную мощность крупнейшего и наиболее подготовленного к освоению Ковыктинского месторождения, что не отвечает интересам социально-экономического развития Иркутской области, как и стратегическим интересам государства по созданию единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения.

Необходимо обеспечить газификацию юга Восточной Сибири и Забайкалья, развитие существующих и формирование новых центров нефте- и газопереработки, нефте- и газохимии, создание гелиевой промышленности. Прохождение трассы по южным районам позволяет сформировать эффективную систему глубокой переработки и хранения.

При анализе рынков природного газа стран Северо-Восточной Азии следует рассмотреть варианты, предусматривающие активное участие ОАО “Газпром” в формировании там инфраструктуры транспорта, дистрибуции и потреблении газа, что позволило бы участвовать в прибылях на территории стран-реципиентов.

### **Альтернативная стратегия**

При развитии газовой промышленности востока России следует учитывать высокое содержание в природных газах Лено-Тунгусской провинции таких элементов, как этан, пропан, бутаны и конденсат. Судя по состоянию сырьевой базы, ежегодная добыча гелия в Восточной Сибири и Республике Саха могла бы быть доведена к 2030 г. до 280—300 млн м<sup>3</sup>.

Предполагается формирование трех крупных центров производства и переработки газа на востоке РФ — Красноярского, Ангаро-Вилуйского и Дальневосточного: (1) строительство ГПЗ в Богучанах с блоками по выделению гелия, производству нефтегазохимической продукции; (2) строительство ГПЗ в Саянске с блоками по выделению гелия, производству нефтегазохимической продукции; (3) строительство завода СПГ на юге Сахалина. Поставки газа на Богучанский ГПЗ будут осуществляться с месторождений Красноярского края —

Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского, Собинско-Пайгинского; на Саянский ГПЗ — с месторождений Иркутской области и Республики Саха.

При формировании на востоке России системы транспорта газа целесообразно строительство газопроводов: Ковыктинское месторождение — Саянск — Проскоково (соединение с ЕСГ), Чаяндинское месторождение — Ковыктинское месторождение, Ковыктинское — Саянск — Ангарск — Иркутск — Улан-Удэ — Чита.

Для экспорта восточносибирского газа на первом этапе возможно использование БАМа и Транссиба, что предполагает строительство заводов по сжижению природного и углеводородных газов и ж/д. терминалов по отгрузке СПГ и СУГ в Усть-Куте и Ангарске. По мере наращивания объемов добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха и развития инфраструктуры газообеспечения в Восточной Азии должно быть принято окончательное решение о строительстве экспортных газопроводов: (1) Чита — Забайкальск — Харбин — Далянь — Пекин, Пьёнтек — Сеул; (2) Чита — Сковородино — Хабаровск — Владивосток — Находка с газопроводом-отводом на Китай в районе Дальнереченска и терминалом СПГ в Находке. Газ для завода СПГ на Сахалине будет поставляться в рамках проекта “Сахалин-2” с возможным подключением в перспективе поставок с месторождений, предполагаемых к открытию в рамках проектов “Сахалин-3—9”. К настоящему времени на Дальнем Востоке действуют: газопровод Северный Сахалин — Комсомольск-на-Амуре — Хабаровск; нефтепроводы Северный Сахалин — Комсомольск-на-Амуре; Северный Сахалин — порт Де Кастри. Предстоит введение в промышленную эксплуатацию нефте- и газопроводных систем: Северный Сахалин — Южный Сахалин с пуском на юге острова завода по сжижению газа и терминалов по отгрузке СПГ и нефти. Целесообразно строительство нефтепровода Комсомольск-на-Амуре — Хабаровск и газопровода Хабаровск — Владивосток. В районе Хабаровска эти трубопроводы должны быть соединены с системами нефте- и газопроводов Восточная Сибирь — Дальний Восток.

Для формирования новых крупных центров добычи газа необходимы инвестиции в объеме 147,3 млрд долл., в том числе в геологоразведочные работы — 14,1 млрд долл., в разработку и обустройство месторождений — 80,7 млрд долл., в транспортную инфраструктуру — 28,6 млрд долл.

### **Оценка экономической эффективности**

Если бы не помешал глобальный финансово-экономический кризис, то в период до 2030 г. выручка по “Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока” достигла бы 1277,2 млрд долл., в том числе за счет реализации сухого газа — 815,3 млрд долл., продукции газоперерабатывающего и нефтегазохимического комплекса, включая СПГ — 461,9 млрд долл.

Экономическая оценка развития газового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока указывает на его высокую коммерческую и бюджетную эффективность. Накопленная чистая прибыль до 2030 г. могла бы составить 410,3 млрд долл., NPV — 84,45 млрд долл., IRR — 28%, срок окупаемости с учетом дисконтирования — 9 лет. Поступления в федеральный бюджет могли бы достичь 362,2 млрд долл., в региональный бюджет — 115,8 млрд долл., в местный бюджет — 14,9 млрд долл.

Сопоставление вариантов указывает на более высокую коммерческую эффективность “Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Вос-

точной Сибири и Дальнего Востока” относительно “Программы создания на востоке РФ единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа”.

Стратегия отличается высоким уровнем добычи природного газа благодаря форсированному, полномасштабному освоению крупнейших месторождений Сибирской платформы — Ковыктинского и Чаяндинского и, как следствие, в результате повышенных поставок на внутренний рынок и на экспорт, ускоренного развития газопереработки, нефте- и газохимии. Приоритеты в развитии систем транспорта в рамках Стратегии предполагают безусловное соединение месторождений российского востока с ЕСГ, газификацию сетевым газом промышленности и населения востока России, прежде всего — Центральных и Южных районов Сибири и Дальнего Востока, включая новые центры горно-добывающей промышленности в Красноярском крае, Иркутской области, Республиках Саха, Тыва, Бурятия, в Забайкальском крае, Амурской области, Хабаровском крае.

Несмотря на высокий уровень капитальных и эксплуатационных затрат, положительный поток наличности в Стратегии делает проект высокодоходным со сроком окупаемости 9 лет.

### **Механизмы реализации**

Для реализации Стратегии комплексного освоения ресурсного потенциала и формирования новых крупных центров газовой и нефтяной промышленности Востока РФ государство примет участие в бюджетном финансировании региональных геолого-разведочных работ, строительства инфраструктуры трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта; через контролируемые государством компании “Газпром” и “Роснефть” государство будет содействовать освоению месторождений, проведению геолого-разведочных работ на лицензионных участках недр.

Было бы целесообразно сформировать Межведомственную дирекцию по реализации Стратегии при Правительстве РФ с участием представителей министерств природных ресурсов и экологии, энергетики, промышленности и торговли, экономразвития, здравоохранения и социального развития, транспорта, иностранных дел, а также правительств Республики Саха и Красноярского края, администрации Иркутской области, научно-исследовательских организаций и компаний нефтегазового комплекса. В числе задач — оценки и экспертиза работ, подготовка рекомендаций по оперативной корректировке мероприятий Стратегии.

Для повышения функциональной эффективности МДРС, разделения рисков между государством и недропользователями, обеспечения комплексного подхода к решению проблемы обустройства территории было бы целесообразно создать Российскую восточную компанию (РВК) в форме ОАО с контрольным пакетом у Правительства РФ. В качестве ее учредителей должны выступить крупные, контролируемые государством компании — “Газпром” и “Роснефть”, научные учреждения. В Совет директоров УК РВК должны войти представители государства (квалифицированное большинство), научных учреждений и компаний (“Газпром”, “Роснефть”, “Транснефть”) — члены МДРС. Компания должна получить функции Генерального Заказчика региональных геолого-разведочных работ, формирования объектов добывающей, транспортной, перерабатывающей и социальной инфраструктуры.

Таблица 5

**Прогнозировавшиеся до кризиса показатели  
основных центров переработки сырья**

Показатель / Год	2010	2015	2020	2025	2030
<b>ГПЗ в Богучанах</b>					
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	0,0	5,7	16,6	19,9	21,6
на внутренний рынок	0,0	2,8	8,3	10,0	10,8
на экспорт	0,0	2,8	8,3	10,0	10,8
ПБТ, тыс.т	1,5	205,0	516,4	647,1	713,3
на внутренний рынок	1,2	164,0	413,1	517,7	570,6
на экспорт	0,3	41,0	103,3	129,4	142,7
Стабильный конденсат, тыс.т	0,0	539,2	1893,0	2129,5	2251,7
Гелиевый концентрат, млн м <sup>3</sup>	0,0	12,1	50,6	57,7	60,2
на внутренний рынок	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6
на экспорт	0,0	12,0	50,3	57,3	59,7
Полиолефины, тыс.т	2,1	267,6	658,0	826,9	912,3
на внутренний рынок	1,5	187,3	460,6	578,8	638,6
на экспорт	0,6	80,3	197,4	248,1	273,7
Нефтехимическая продукция, тыс.т	5,6	723,5	1779,0	2235,8	2466,7
на внутренний рынок	3,9	506,4	1245,3	1565,0	1726,7
на экспорт	1,7	217,0	533,7	670,7	740,0
<b>ГПЗ Ангаро-Саянс. пром. узла</b>					
Сухой газ, млрд м <sup>3</sup>	4,4	51,1	82,6	93,0	100,7
на внутренний рынок	2,2	25,5	41,3	46,5	50,3
на экспорт	2,2	25,5	41,3	46,5	50,3
ПБТ, тыс.т	57,4	676,2	1089,1	1219,4	1289,9
на внутренний рынок	45,9	541,0	871,3	975,5	1031,9
на экспорт	11,5	135,2	217,8	243,9	258,0
Стабильный конденсат, тыс.т	208,6	2308,7	3752,9	4232,8	4464,0
Гелиевый концентрат, млн м <sup>3</sup>	10,3	120,0	193,2	217,6	236,6
на внутренний рынок	0,0	0,5	1,1	1,6	2,2
на экспорт	10,3	119,5	192,1	216,0	234,4
Полиолефины, тыс.т	86,7	982,9	1567,7	1744,6	1846,3
на внутренний рынок	60,7	688,1	1097,4	1221,2	1292,4
на экспорт	26,0	294,9	470,3	523,4	553,9
Конечн. нефтехим. продукция, тыс.т	234,4	2657,6	4238,7	4716,8	4991,8
на внутренний рынок	164,0	1860,3	2967,1	3301,8	3494,2
на экспорт	70,3	797,3	1271,6	1415,0	1497,5
Сжиж.газ с завода СПГ на Сахалин, млн т	9,9	12,4	15,5	15,4	14,6
Сетевой газ с Дальнего Востока, млрд м <sup>3</sup>	11,8	12,6	30,2	45,6	51,0
на внутренний рынок	2,5	3,0	4,1	7,0	10,0
на экспорт	9,3	9,6	26,1	38,6	41,0

\* \* \*

Реализуемый в нефтегазовом комплексе России курс на диверсификацию внутрироссийских и экспортных поставок, организацию прямого выхода на крупнейших платежеспособных потребителей нефти и газа полностью соответствует долгосрочным экономическим процессам. Экспортные проекты атлантического направления за исключением новых проектов транспорта газа могут быть отложены на 1—2 года, проекты тихоокеанского направления должны быть реализованы в соответствии с намеченными планами. Стратегические задачи по формированию новых крупных центров газовой промышленности на востоке страны становятся еще более актуальными для стимулирования социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока, обеспечения геополитических и коммерческих интересов России в АТР, усиления ее позиций в мировой экономике и системе энергообеспечения.

### Литература

- Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. М., 2003. 556 с.
- Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Нефтегазоносные бассейны мира. М., 1986. С. 3—27, 160—225.
- Добрецов Н.Л., Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. и др. Стратегия социально-экономического развития Сибири: научные основы и начало реализации // Стратегии макрорегионов России: Методологические подходы, приоритеты и пути реализации. М., 2004. С. 479—592.
- Ергин Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Пер. с англ. М., 1999. 968 с.
- Изаров В.Т., Битнер А.К., Герт А.А. и др. Стратегия создания нефтегазового комплекса для ускорения социально-экономического развития Красноярского края, Таймырского и Эвенкийского автономных округов. Красноярск, 2005. 140 с.
- Клещев К.А., Мирончев Ю.П., Вассерман Б.Я. и др. Количественный прогноз нефтегазоносности России (итоги оценки ресурсов нефти, газа и конденсата на 1 января 1993 г.) // Геология нефти и газа. 1996. № 4. С. 4—10.
- Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П. и др. Энергетическая стратегия России в XXI веке // Вестн. РАН. 1999. Т. 69, №9. С. 771—784.
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Коржубаев А.Г. и др. Принципиальные вопросы развития НГК Восточной Сибири и Дальнего Востока // Пробл. Дальнего Востока. 2007. № 1. С. 31—40.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. Прогноз развития новых центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в восточном направлении // Регион: экономика и социология. 2007. № 1. С. 210—230.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Пак В.А. Гелий: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2005. № 7. С. 55—67.
- Коржубаев А.Г. Состояние и перспективы развития системы энергообеспечения в Азиатско-Тихоокеанском регионе и усиление позиций России // Методы анализа и моделирования динамики экономических процессов. Новосибирск, 2002. 132—149.

*Коржубаев А. Г.* Инфраструктура транспорта нефти и газа: приоритетные направления развития // ЭКО. 2005. № 4. С. 141—152.

*Коржубаев А. Г.* Закономерности глобального энергообеспечения и нефтегазовая политика России // ЭКО. 2005. № 10. С. 140—150.

*Коржубаев А. Г.* Куда идет мировая энергетика? // Нефть России. 2005. № 10. С. 7—14.

*Коржубаев А. Г.* Россия-Китай: переговорная позиция // Нефтегазовая вертикаль. 2008. № 1. С. 55—61.

*Коржубаев А. Г., Лившиц В. Р., Эдер Л. В.* Свойства современной системы энергообеспечения в мире // Методы анализа динамики экономических процессов. Новосибирск, 2001. С. 124—147.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В.* Ключ к Восточной Сибири // Нефть России. 2007. № 5. С. 22—31.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В.* Ковьктинский проект: проблемы и перспективы // Регион: экономика и социология. 2007. № 3. С. 210—230.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В.* Нефть и газ России: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 7. С. 51—59.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В.* Стратегия развития нефтегазового комплекса России в первой половине XXI века // Oil&Gas Journal Russia. 2007. № 4. С. 33—41.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В.* Иностранные инвестиции: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2007. № 3. С. 77—85.

*Коржубаев А. Г., Филимонова И. В., Эдер Л. В.* Состояние и прогноз рынков нефти, газа, продуктов нефтехимии и гелия в АТР // ГЕО-Сибирь-2007. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Новосибирск, 2007. Т. 5. С. 123—133.

*Коржубаев А. Г., Эдер Л. В.* Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы. 2004. № 1. С. 82—99.

*Коржубаев А. Г., Эдер Л. В.* Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Пробл. экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2008. № 1. С. 38—50.

*Путин В. В.* Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития российской экономики // Записки горного института. 1999. Т. 144. № 1. С. 3—9.

Россия в цифрах: Краткий статистический сборник. М., 2007. 396 с.

Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. М., 2003. 128 с.

BP Statistical Review of World Energy. 2008. June. 48 p.

Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond / World Energy Council and International Institute for Applied System Analysis. London, 1995. 538 p.

Oil and Gas Journal. Statistics, 1992-2007. № 1—52; 2008. № 1—33.