

У Р А Н
ИНСТИТУТ НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Открытый семинар
**«Экономические проблемы
энергетического комплекса»**

Восемьдесят девятое заседание
от 25 марта 2008 года

**А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев,
И.В. Филимонова, Л.В. Эдер**

**СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ
ВЫХОДА НА НОВЫЕ ВНЕШНИЕ РЫНКИ:
АТР, СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА**

Семинар проводится при поддержке
Российского гуманитарного научного фонда
(проект 08-02-14043г)

Издание осуществлено
за счет средств УРАН ИНП РАН

Москва – 2008

Руководитель семинара
профессор, доктор экономических наук
A.C. HEKPACOB

Содержание

<i>А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер</i>	
СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫХОДА НА НОВЫЕ ВНЕШНИЕ РЫНКИ: АТР, СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА	
Россия в глобальной системе энергообеспечения	4
Оценка спроса и прогноз на нефть и газ в восточных регионах России и на новых внешних рынках: АТР, Северная Америка до 2030 г.	17
Сценарии развития экономики и НГК	51
Выводы	72
Список литературы	76
Дискуссия	
Вопросы	80
Выступления	96
Кархов А.Н.	96

**СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ
ВЫХОДА НА НОВЫЕ ВНЕШНИЕ РЫНКИ:
АТР, СЕВЕРНАЯ АМЕРИКА¹**

Россия в глобальной системе энергообеспечения

Долгосрочные процессы в глобальной системе энергообеспечения.

В XX в. в мире произошло 15-кратное увеличение уровня потребления коммерческих энергетических ресурсов, при росте численности населения Земли в 3,8 раза (с 1,7 до 6,3 млрд. чел.) потребление энергии на душу населения возросло почти в 4 раза, составив почти 1,5 т н.э./чел. в год. В первые годы XXI в. (2001-2007 гг.) годовой уровень глобального потребления энергии превысил 11 млрд. т н.э. За последние тридцать пять лет годовой уровень глобального потребления первичной энергии увеличился почти в 2 раза (рис. 1).

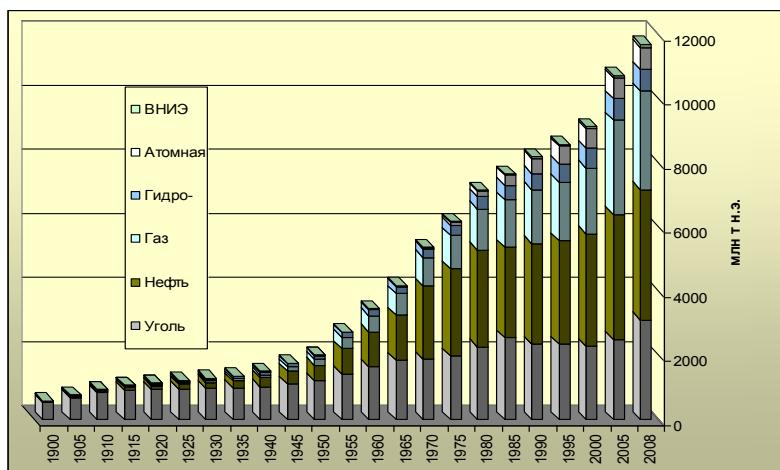


Рис. 1. Потребление первичной энергии в мире в 1900-2008 гг.

До начала 80-х годов XX века основной прирост использования энергии в значительной мере происходил за счет развитых стран (Евро-

¹ Авторы: Л.Э.Конторович, А.Г.Коржубаев, И.В.Филимонов, Л.В.Эдер, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН.

пейский Союз, США, Япония и др.). Например, в период 1965-1979 гг. (15 лет) годовое потребление нефти в Западной Германии увеличилось в 2 раза, достигнув 163 млн. т, во Франции – в 2,2 раза до 119 млн. т, в Италии – в 2 раза до 103 млн. т.

В последние десятилетия наиболее быстро спрос на энергетические ресурсы (прежде всего на нефть и газ) возрастал в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), где энергопотребление увеличивалось под влиянием демографических (рост численности населения), экономических (преимущественно экстенсивный рост экономики, индустриализация), технологических (изменение технологической структуры промышленности и транспорта, быстрая моторизация) и экологических (ограничения на использование угля) факторов. Так, за последние 30 лет ежегодное потребление нефти в Китае и Индии увеличилось почти в пять раз, и превысило, соответственно, 370 и 120 млн. т, в Южной Корее – в 6,6 раза до 105 млн. т, в Таиланде – более чем в 5 раз до 45 млн. т. Доля АТР в глобальном использовании нефти превысила 30%, газа – 15%.

Суммарное потребление энергетических ресурсов в мире за 1970-2007 гг. почти в 1,8 раза превысило объем их использования за весь предшествующий период развития человеческой цивилизации. В период 1970-2007 гг. потребление энергетических ресурсов в мире составило 291 млрд. т н.э., тогда как с 1901 по 1970 г. только 124 млрд. т н.э., а начиная с конца палеолита (15 тыс. лет до нашей эры) до начала XX в. глобальное энергопотребление составило несколько более 40 млрд. т н.э (рис. 2).

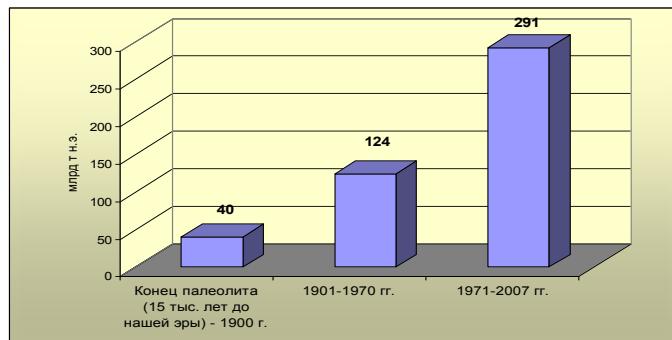


Рис. 2. Потребление энергетических ресурсов в мире по периодам

В этот же период сформировались устойчивые закономерности энергообеспечения, в значительной мере определяющие современное экономическое развитие. Произошли крупные сдвиги в технологиях добычи (производства), транспортировки и использования энергии, имела место интернационализация энергообеспечения.

Начиная с 1960-х годов прирост энергопотребления в мире на 76% был обусловлен изменением численности населения и на 24% – изменением удельного энергопотребления. Имела место тенденция к выравниванию энергопотребления между крупными группами стран, ранжированных по уровню душевого потребления энергии.

В структуре современного мирового топливно-энергетического баланса стали доминировать углеводороды, доля нефти возросла с 4% до почти 40%, газа – с 1 до 23%. Большинство получивших массовое распространение технологических систем в энергетике и на транспорте основаны на использовании именно нефти и газа.

После некоторого снижения объема и доли нефти в энергопотреблении в 1980-е гг., вызванного реакцией развитых стран (США, Японии, ЕС) на рост цен и перебои с поставками в период энергетических кризисов 1970-х гг., в мире сохраняется тенденция к увеличению использования нефти.

Основная масса нефтепродуктов используется в транспортных средствах (автомобильный бензин, авиакеросин, дизельное топливо, бункерное топливо, масла), а также в промышленности – металлургии (кокс и др.), химии (прямогонный бензин, продукты переработки попутного нефтяного газа, технический углерод), в электро- и теплоэнергетике (дизельное топливо, мазуты, печное топливо), в строительстве, включая дорожное строительство (битумы). По мере увеличения глубины переработки в структуре использования нефти возрастает доля транспорта – автомобильного, авиационного, морского и речного.

К началу XXI в. объем годового потребления нефти в мире превысил 3,5 млрд. т, а в 2007 г. – 4 млрд. т (29 млрд. бар.) при значительном росте международных цен на нефть и повышении стоимости нефти в структуре относительных цен (рис. 3).

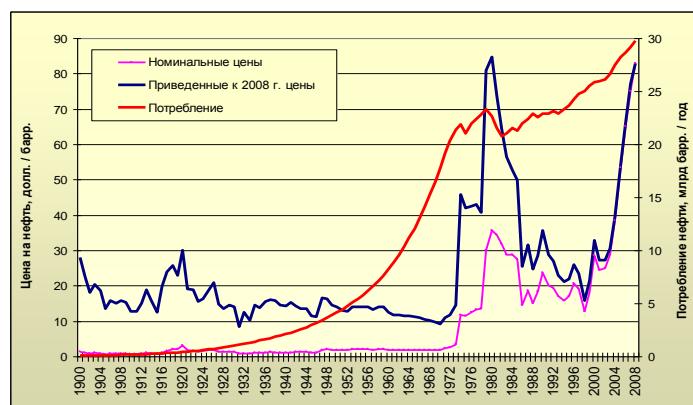


Рис. 3. Потребление нефти в мире и международные цены на нефть в 1900-2008 гг. (приведены среднегодовые цены)

Нефтегазовый комплекс России в международной системе нефтегазообеспечения. Россия является крупнейшим в мире производителем и экспортером нефти и газа, занимая второе место после Саудовской Аравии место по добыче нефти и экспорту нефти и нефтепродуктов, и первое место по добыче и международным поставкам газа (рис. 4-7.). Доля России в мировой добыче нефти составляет около 12%, газа – 22%.

По совокупному объему производства и экспорта нефти и газа при любом способе расчетов (стоимостном, объемном, по энергетической ценности) Россия занимает безусловное первое место, выступая лидером международного энергетического бизнеса.

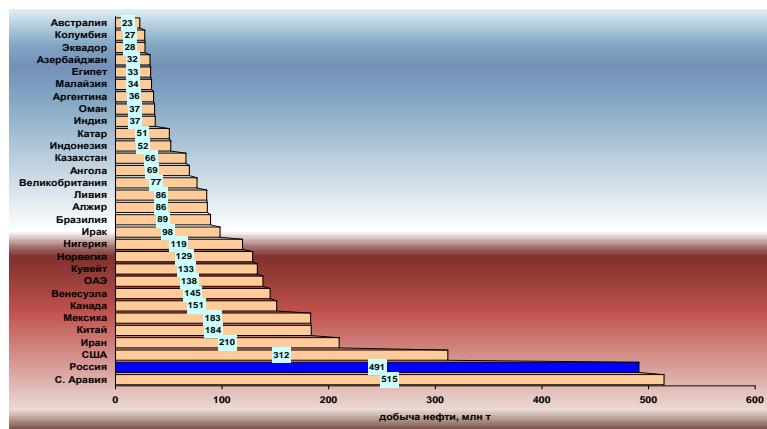


Рис. 4. Добыча нефти в мире по странам

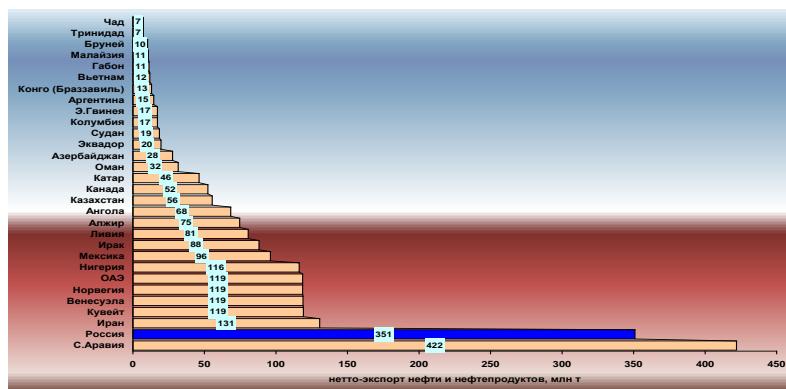


Рис. 5. Нетто-экспорт нефти в мире по странам

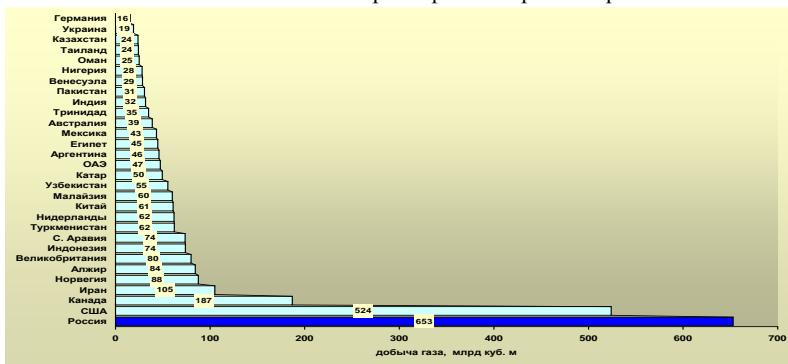


Рис. 6. Добыча газа в мире по странам

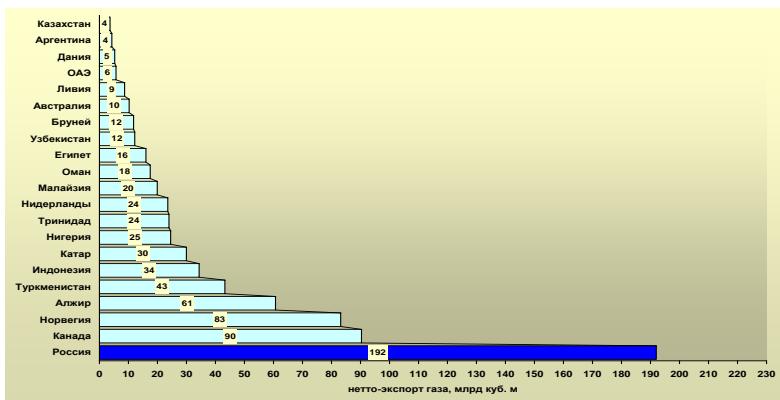


Рис. 7. Нетто-экспорт газа в мире по странам

Начиная с 2000 г. добыча нефти в России увеличилась в годовом выражении на более чем 185 млн. т или 3,7 млн. бар. в сутки, что превышает суммарное потребление в Германии и Нидерландах (рис. 8). Вместе с тем, уровень добычи нефти в России пока не достиг исторического максимума 1988 г. – 569 млн. т в год или 11,4 млн. бар./сут. Добыча нефти в СССР составляла в 1987-88 гг. 625-623 млн. т в год или 12,5 бар./сут., что превышало 20% всей мировой добычи.

В 2007 г. добыча нефти в России составила 491 млн. т, переработка нефти – 229 млн. т; несмотря на стагнацию в первом полугодии ожида-

емый добычи в 2008 г. может превысить 500 млн. т, переработка составит около 240 млн. т.

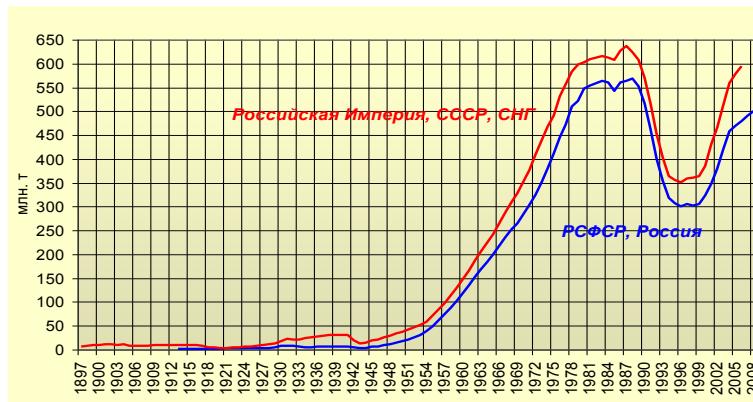


Рис. 8. Добыча нефти в России в 1897-2008 гг.

Экспорт нефти из России составил в 2007 г. 240 млн. т (выручка – 115 млрд. долл.), нефтепродуктов – 111 млн. т (51 млрд. долл.). Поставки нефтепродуктов на внутренний рынок достигли 118 млн. т, выручка превысила 76 млрд. долл.

Средняя цена экспорта нефти из России равнялась в 2007 г. 466 долл./т, нефтепродуктов – 452 долл. (на внутренний рынок они проправлялись по 647 долл.). Более 82% в структуре экспорта нефтепродуктов занимают мазут и дизельное горючее, предназначенные для дальнейшей переработки, 8% – бензины для различных процессов переработки.

Таким образом, вывоз нефтепродуктов из РФ фактически представляет собой скрытый экспорт сырья. Высокая доля производства полу-продуктов отражает технологическое отставание большинства российских НПЗ от передового мирового уровня. В частности, у них слишком низкая доля вторичных процессов.

Основное направление экспорта нефти и нефтепродуктов из России – Европа (свыше 85%). Осуществляются также поставки в страны АТР (около 8%), в Северную Америку (4%) и в республики СНГ (3%). Поставки в АТР ведутся главным образом на китайском направлении по железной дороге. Экспорт в США и Канаду осуществляется главным образом на атлантическое побережье из портов Черного, Балтийского и Баренцева моря.

Годовая добыча газа в России за период 2001-2008 гг. увеличилась почти на 100 млрд. куб. м превысив в 2006 г. (656 млрд. куб. м) исторический максимум 1991 г. – 643 млрд. куб. м (рис. 9). Добыча природного

и попутного газа достигла в 2007 г. 653 млрд. куб. м. Ожидается, что в 2008 г. этот показатель превысит 674 млрд. куб. м.

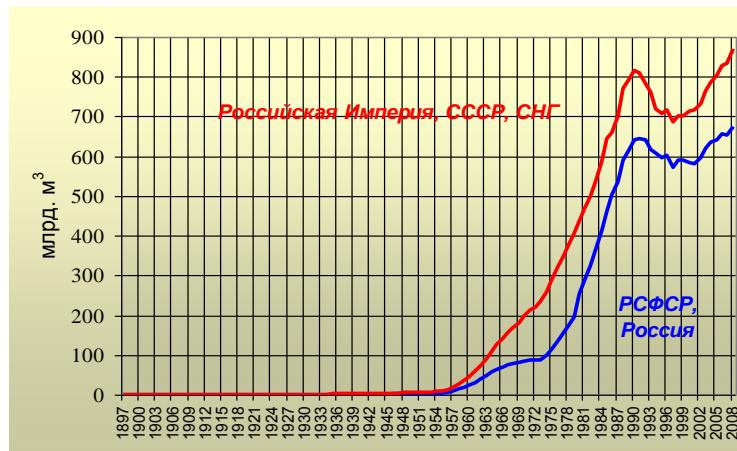


Рис. 9. Добыча газа в России в 1897-2008 гг.

Использование газа внутри страны (включая технологические нужды) превысило 460 млрд. куб. м (выручка – более 20 млрд. долларов). Свыше 90% реализуемого на российском рынке газа потребляется в электроэнергетике, промышленности и сфере ЖКХ, а на нефте- и газохимические предприятия направляется менее 6%. Экспорт природного газа в 2007 г. равнялся 192 млрд. куб. м (выручка – около 50 млрд. долл.).

В настоящее время практически 100% экспортируемого из России газа поставляется на атлантическое направление. Главный экспортный рынок газа из России – Европейский Союз. На страны Европейского Союза приходится свыше 80% всего экспорта газа, около 20% – на страны СНГ, Сербию и Турцию. Поставки газа в страны АТР и Северной Америки полностью отсутствуют.

Стабилизирующая роль России в мировой системе обеспечения энергетическими ресурсами заключается в организации надежных, крупномасштабных поставок энергоносителей на мировой рынок.

Для экспорта нефти и газа на атлантическом направлении создана инфраструктура сверхдальнего транспорта. Нефть экспортируется в основном по нефтепроводу «Дружба» (через Украину и Белоруссию) и через порты Черного и Балтийского морей, а также в меньшей степени через Баренцево море, главным образом, Приморск, Новороссийск, Туапсе и др. (в России), Одессу (на Украине). Газ поставляется в основном (через территорию Украины и Белоруссии, а также по дну Черного моря)

по газопроводам «Уренгой – Помары – Ужгород», «Союз», «Сияние Севера», «Ямал – Европа», «Голубой поток».

Нефть и нефтепродукты, экспортруемые на тихоокеанские рынки, поставляются по железной дороге и через порты Приморского и Хабаровского краев, Сахалинской области (Находка, Де Кастири, Косаков и др.).

В настоящее время основными компаниями – производителями, поставляющими на внутренний и международные рынки нефть и нефтепродукты, являются: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть» (входит в состав «Газпрома»), «Татнефть», «РуссНефть», «Башнефть» (рис. 10). Главный производитель и монопольный экспортер газа – крупнейший в мире газовый концерн «Газпром» (рис. 11).

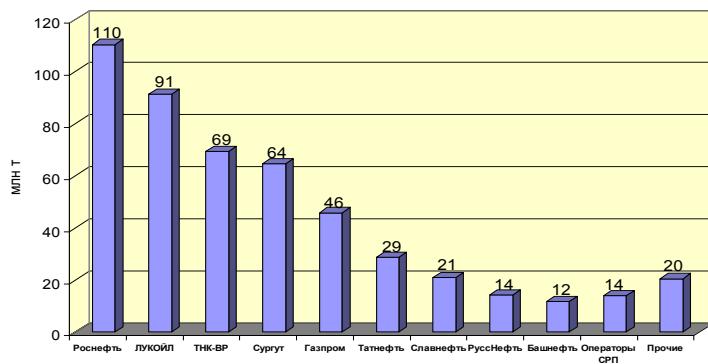


Рис. 10. Добыча нефти в России в 2007 г. по компаниям

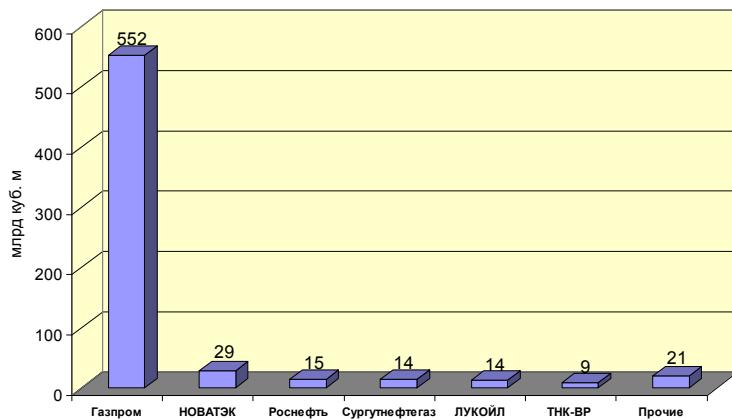


Рис. 11. Добыча газа в России в 2007 г. по компаниям

Закономерности энергообеспечения и прогноз мирового спроса на энергетические ресурсы. Анализ всей совокупности этих факторов на основе динамических данных более чем 100 стран указывает на то, что наиболее значимыми параметрами для типизации по модели энергообеспечения являются уровень экономического развития, обеспеченность собственными природными энергетическими ресурсами, климат.

В конце 60-х – начале 70 годов ХХ в. в мировой экономике имела место значимая линейная зависимость между валовым внутренним продуктом (ВВП) и потреблением энергии с высоким коэффициентом детерминации (R^2 для данных по 77 странам за 1968 г. превысил 0,83). На наличие этой взаимосвязи одним из первых обратили внимание специалисты Римского клуба (Д. Мидоуз и др.[Meadows et al., 1972]).

Энергетические кризисы 1973-1974 гг. и 1979 г., выразившиеся в ограничении поставок нефти и значительном повышении цен на нее, способствовали ухудшению экономической ситуации в странах-импортерах энергоносителей. Имело место замедление экономического роста, возрастание издержек, повышение инфляции.

К началу ХХ в. произошла дифференциация стран по моделям и эффективности энергопотребления. Развитые страны, прежде всего, страны Европейского Союза и Япония, резко повысили эффективность использования энергии, диверсифицировали ТЭБ и географическую структуру поставок энергоносителей.

В отдельных странах эти процессы развивались по-разному, что обусловлено различиями в обеспеченности природными энергетическими ресурсами, географическим положением и государственной политикой в энергетическом секторе. Однако общей закономерностью является снижение доли нефти при производстве электроэнергии.

Так, во Франции, располагающей собственными относительно крупными запасами урана, была реализована масштабная программа развития атомной энергетики. В 1980 г. при выработке электроэнергии роль отдельных энергоносителей в этой стране была следующей: уголь – 27,2%, гидроэнергия – 26,9%, ядерное топливо – 23,6% и нефтепродукты – 18,9%. К 1997 г. электроэнергетический баланс в стране изменился коренным образом: 79,3% электроэнергии производилось на атомных электростанциях и только 1,5% – из нефтепродуктов.

В Великобритании в условиях интенсивного развития собственной газовой промышленности в 1980-1990-е гг. доля газа в электроэнергетике возросла с 0,7 до 31,3%, тогда как доля нефтепродуктов сократилась с 11,7 до 2,4%. Доля атомной энергии увеличилась с 13 до 28,5%.

В Германии доля нефти при производстве электричества снизилась с 7 до 1,3%, при увеличении ядерной энергии с 11,9 до 31,1%.

В Италии нефть была частично вытеснена из электроэнергетики газом, доля которого в электроэнергобалансе возросла с 5 до 25%. При этом роль нефти осталась определяющей, снизившись более чем на 10 проц. п. - с 57 до 46%.

В странах, располагающих значительными ископаемыми и гидроэнергетическими ресурсами и имеющих развитую добывающую промышленность, вне зависимости от уровня экономического развития, отмечается высокая энергоемкость ВВП и высокое душевое потребление энергии [Конторович, Коржубаев, Лившиц, 1999; Кононов, 2001; Бушуев, 2002; и др.].

Снижение энергоемкости ВВП происходило в результате развития энергосберегающих технологий, рационализации энергопотребления, трансформации структуры отраслей [Конторович, Добрецов, Лаверов и др., 1999; Конторович, Коржубаев, Лившиц, 1999; Беляев, Марченко, Филиппов и др., 2000; Н. Суслов, 2000; Кононов, 2001; Бушуев, 2002; и др.].

В 1980-1990-е гг. в мировом топливно-энергетическом балансе имело место некоторое сокращение доли нефти при опережающем увеличении потребления газа и атомной энергии.

В 2000-2008 гг. в мире возобновился быстрый рост спроса на все основные виды органического топлива – нефть, газ и уголь, причем, начиная с 2003 г., в основном в результате роста потребления энергоносителей в Китае и США, глобальное использование нефти возрастило на 4,5% в год, а угля – на 7,3%. Мировое потребление газа увеличивалось в последние три года в среднем на 3% в год.

Свойство современной экономики – диверсификация энергоисточников и повышение общего уровня потребления энергии [Конторович, Коржубаев, Лившиц, 1999]. В большинстве стран продолжается рост энергонасыщенности экономики и домашних хозяйств.

При устойчивом повышении стоимости конкретных энергоносителей в структуре относительных цен происходит их вытеснение из коммерчески наименее эффективных технологических схем. В рамках этой закономерности в 1970-е годы произошло сокращение использования нефти в виде котельного топлива в электроэнергетике в результате роста цен на нее, что привело к общему снижению спроса на нефть и последующему падению цен. К началу второго десятилетия XXI в. в развитых странах подобные процессы ожидаются и в сегменте моторного топлива.

В частности, в развитых странах активизировались НИОКР и производственные проекты по сокращению потребления нефти в качестве моторного топлива, развитию альтернативных видов топлива для автомобильного транспорта: газомоторное топливо, диметилэфир, биотопливо и др. Однако даже при условии успешной реализации этих программ массовое распространение альтернативных нефти видов моторного топлива может произойти не ранее 2020 г.

Большинство прогнозов спроса построены либо на основе формализации ранее имевших место процессов, либо на качественном обосновании и количественной оценке ожидаемых изменений в системе основных параметров, определяющих скорость и направление долгосрочных процессов.

При глубине прогноза 50 лет и более возникает вероятность значительных неточностей, связанная с факторами, не поддающимися прогнозированию, но существенно влияющими на параметры энергообеспечения. К этим факторам относятся:

- принципиальные научные открытия и технологические разработки,
- крупные техногенные и природные катастрофы,
- кардинальные политические изменения и военные конфликты,
- необратимые климатические сдвиги,
- аномальные медико-биологические и экологические изменения,
- кардинальные изменения относительных цен и др.

Кроме того, устойчивые в определенный период процессы в перспективе могут несинхронно ускоряться или замедляться, а также менять направления развития.

Для прогноза энергопотребления использована методика, основанная на ковариационном анализе, предусматривающем возможность априори в формализованном виде оценивать динамику энергопотребления с учетом изменения параметров экономического развития. В методике сочетаются агрегированный и детальный подходы (рис. 12-13).

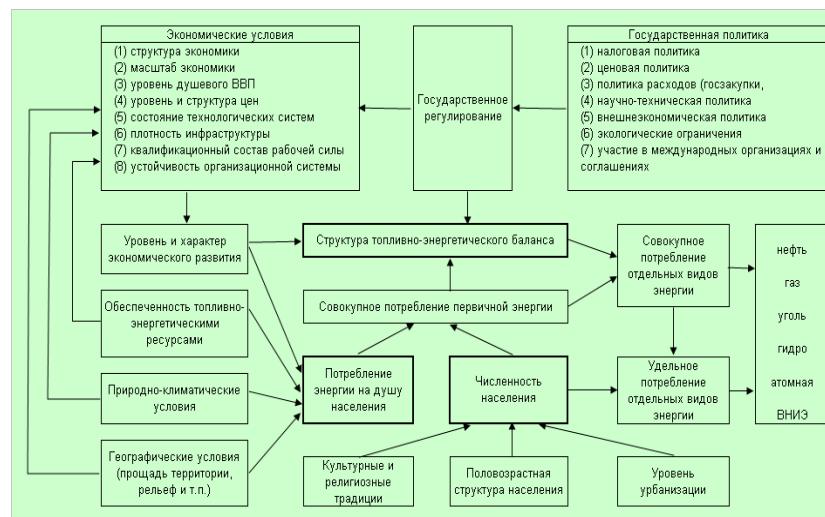


Рис. 12. Принципиальная схема прогноза энергопотребления
(агрегированный подход)

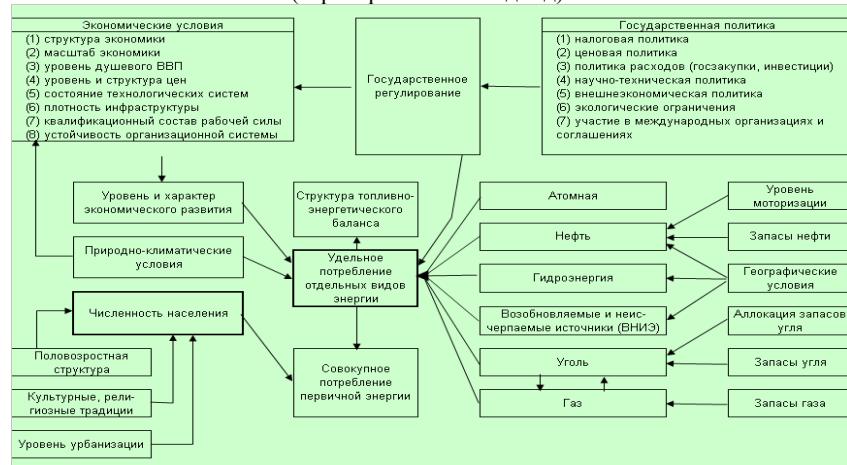


Рис. 13. Принципиальная схема прогноза энергопотребления
(детальный подход)

Согласно прогнозу развития мировой энергетики, глобальное потребление первичных энергетических ресурсов в составит в 2010 г. 12,8 млрд. т н.э., в 2015 г. – 13,6 млрд. т н.э., в 2020 г. – 15 млрд. т н.э., в 2025 г. – около 16,4 млрд. т н.э., в 2030 г. 17,1 млрд. т н.э. (рис. 14).

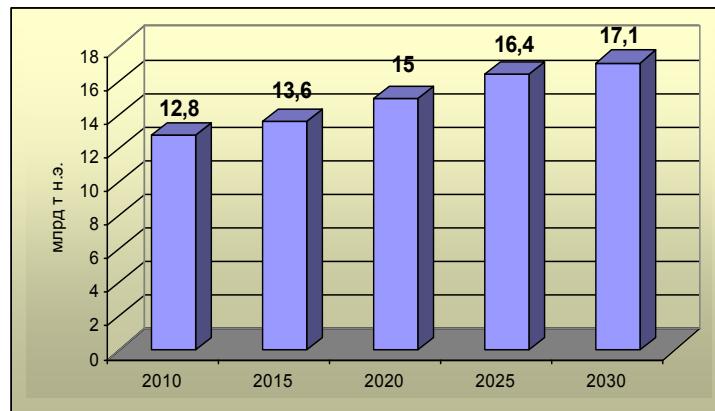


Рис. 14. Прогноз потребления первичной энергии в мире до 2030 г.

Среднегодовой темп прироста энергопотребления в мире составит за период 2008-2030 гг. около 2%. В региональном плане наиболее быстро использование энергии будет расти в странах АТР – в среднем на 3% в год. Наиболее медленно спрос на первичную энергию будет расти в Западной Европе и Японии (0,5% в год).

Ожидается, что к 2030 г. в глобальной структуре первичного топливно-энергетического баланса по видам энергии доля газа сохранится на современном уровне 23%. Абсолютное потребление газа в мире составит 4,6 млрд. куб. м. Развитие газовой промышленности и возможности увеличения предложения газа на мировые рынки, в том числе в страны Европейского Союза, будет зависеть от реализации инвестиционных проектов по освоению полуострова Ямал, западной части арктического шельфа России (Штокмановское месторождение и др.), а также от возможности стабилизации политической ситуации на Ближнем Востоке и организации добычи и крупномасштабных поставок сетевого и сжиженного газа из этого региона.

При росте потребления нефти к концу рассматриваемого периода до 6 млрд. т ее доля в ТЭБ несколько снизится и составит 35%. Доля угля к 2030 г. возрастет до 30%. Роль других энергоносителей (гидроэнергия, биомасса, ветровая, солнечная и др.) в структуре энергопотребления принципиально не изменится.

Развитие атомной промышленности будет зависеть от обеспечения безопасности работы и повышения технологической эффективности атомных станций, решения вопросов переработки и захоронения отработанного ядерного топлива.

Глобальное потребление нефти будет возрастать в основном за счет увеличения ее использования в странах АТР. Практически не увеличится потребление нефти в Западной Европе. Рост спроса на нефть в Европейском Союзе будет происходить за счет стран Восточной Европы, где показатели душевого потребления будут выравниваться со странами Западной Европы. В России предполагается, что увеличение использования нефти будет составлять в среднем с темпом 1,4-1,5% в год и достигнет к 2030 г. 190-210 млн. т.

Использование газа в ближайшие десятилетия, также как и нефти, наиболее быстро будет расти в странах АТР. Предполагается, что спрос на газ в России составит в 2030 г. 580-600 млрд. куб. м (среднегодовой прирост 1,3-1,4%), а в целом в странах бывшего СССР – 890-930 млрд. куб. м (1,4-1,5% в год).

**Оценка спроса и прогноз цен на нефть и газ в восточных
регионах России и на новых внешних рынках:
АТР, Северная Америка до 2030 г.**

Современное состояние и перспективы развития рынка нефти и газа новых российских нефтегазовых и транзитных регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Рынок нефти. В настоящее время потребление нефти и нефтепродуктов в Восточной Сибири – около 7,9 млн. т в год, что составляет менее 6,5% от общероссийского показателя. Наиболее крупные регионы-потребители – Красноярский край (около 3,3 млн. т) и Иркутская область (2,7 млн. т). Остальные субъекты Федерации используют ежегодно значительно меньше нефтепродуктов – в Республике Тыва и Хакасия (1,2 млн. т) и Забайкалье, включающем Забайкальский край и Республику Бурятия (1,0 млн. т). В структуре нефтепродуктопотребления на бензин приходится около 23,6% (1,9 млн. т), дизельное топливо – 26,1% (2,1 млн. т), мазут – 26% (2,0 млн. т), прочие нефтепродукты, включая использование на промыслах, технологические нужды нефтепроводов и НПЗ и потери – 23,1% (1,8 млн. т) (табл. 1).

Таблица 1.

**Потребление нефти и нефтепродуктов в Восточной Сибири
и на Дальнем Востоке в 2007 г., тыс. т**

Регион	Топливо				
	автомобильный бензин	дизельное	мазут	прочие*	нефтепродукты
Забайкалье	390	380	160	150	1080
Респ. Тыва и Хакасия	190	270	190	150	800
Иркутская обл.	640	660	730	720	2750
Красноярский край	650	850	980	810	3290
Восточная Сибирь					
всего, тыс. т	1870	2160	2060	1830	7920
структура, %	23,6	27,3	26,0	23,1	100,0
доля от РФ, %	6,3	6,3	9,2	5,1	6,5
Дальний Восток					
всего, тыс. т	2130	3510	2890	2590	11120
структурата, %	19,2	31,6	26,0	23,3	100,0
доля от РФ, %	7,2	10,2	12,9	7,2	9,1
Россия					
всего, тыс. т	29457	34257	22401	35885	1E+05
структурата, %	24,1	28,1	29,4	29,4	100,0
доля от РФ, %					

* Включая потребление на промыслах, технологические нужды нефтепроводов и НПЗ и потери

Потребление нефтепродуктов на Дальнем Востоке России составляет около 11,1 млн. т (9,1% от общероссийского показателя). Основную долю

здесь составляют поставки дизельного топлива и мазута, который частично фактически не используется в регионе, а экспортируется через порты Дальнего Востока РФ.

Ежегодно на душу населения в Восточной Сибири потребляется около 940 кг/чел нефтепродуктов, на Дальнем Востоке – 1687 кг/чел, что несколько превышает общероссийский показатель (табл. 2). Это связано, прежде всего, со структурой автомобильного парка, значительной площадью субъектов Федерации и рядом других факторов. Кроме того, часть нефтепродуктов (дизельное топливо и мазут), которые формально поступают с НПЗ на внутренний рынок восточносибирского региона, в конечном итоге, экспортируется трейдерами в Казахстан, Монголию и Китай.

Таблица 2

Удельное потребление нефти и нефтепродуктов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2007 г., кг/чел.

Топливо	Забайкалье	Республика Бурятия и Хакасия	Иркутская область	Красноярский край	Всего, Восточная Сибирь	ДФО	Россия, всего
Автомобильный бензин	185	224	251	222	222	323	205
Дизельное топливо	181	318	259	291	256	532	239
Мазут	76	224	287	335	245	438	156
Прочие*	71	177	283	277	217	393	250
Нефтепродукты	513	942	1081	1125	940	1687	850
Население	2105	849	2545	2925	8424	6593	143474

*Включая потребление на промыслах, технологические нужды нефтепроводов и НПЗ и потери

Прогнозируется, что потребление нефти в Восточной Сибири в 2010 г. увеличится до 8,1 млн. т, в 2020 г. – 8,4 млн. т, в 2030 г. – 8,7 млн. т. На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2010 г. 11,8 млн. т, в 2020 г. – 13 млн. т, в 2030 г. – 13,7 млн. т (табл. 3).

Факторами увеличения потребления нефти в регионе будут повышение уровня и качества жизни населения, а также потребности быстро растущей сибирской экономики – расширение систем и увеличение количества средств транспорта при росте объемов пассажиро- и грузоперевозок; развитие добывающей и перерабатывающей промышленности, включая отрасли горно-металлургического и топливно-энергетического комплексов, химической, лесной и деревообрабатывающей промышленности, оборонно-промышленного комплекса; интенсификацию сельского хозяйства, геологоразведки и др. отраслей экономики. Удовлетво-

рение потребностей в моторных топливах и других нефтепродуктах будет осуществлено как за счет повышения эффективности использования нефти – увеличения глубины ее переработки, так и за счет дополнительных объемов переработки и поставок в условиях роста внутреннего потребления нефти на душу населения.

Таблица 3

Прогноз потребления нефти и нефтепродуктов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г., тыс. т

Регион	2007	2010	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь	7920	8143	8298	8409	8559	8709
Красноярский край	3290	3387	3470	3553	3616	3680
Иркутская область	2750	2803	2842	2848	2904	2960
Республики Тыва и Хакасия	800	835	851	871	886	901
Забайкалье	1080	1119	1135	1137	1153	1168
Дальний Восток	11120	11835	12559	13087	13401	13666

**Включая потребление на промыслах, технологические нужды нефтепроводов и НПЗ, потери*

Некоторое замедление темпов роста потребления после 2020 г. будет вызвано технологическим насыщением спроса на сегменте моторного топлива, вытеснением мазута и дизельного топлива из тепло- и электроэнергетики за счет перевода на газ и увеличения использования угля на новой технологической основе. Кроме того, снизятся неучтенные поставки нефти на экспорт, формально относимые на внутренний рынок.

Рынок газа. В зависимости от направления формирования газопроводной системы в Восточной Сибири целевыми рынками газа, добываемого в Восточной Сибири и Республике Саха, могут стать различные регионы Сибири и Дальнего Востока, а также потребители европейской части России, подключенные к Единой системе газопроводов (ЕСГ). Основными центрами потребления газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке являются Иркутская область, Красноярский край, Забайкалье (Республика Бурятия и Забайкальский край) и Республика Саха, Хабаровский край, Приморский край.

В настоящее время потребление природного газа в *Красноярском крае* составляет около 4 млрд. куб. м. Основная часть из этого объема добывается на Солёнинской группе месторождений и используется на севере Красноярского края в районе Норильского промышленного узла. В дальнейшем в средне- и долгосрочной перспективе в Красноярском крае прогнозируется быстрый рост использования газа, прежде всего в промышленно развитых южных районах. Часть существующих электростанций будет переведена на газовое топливо, кроме того, будут развиваться предприятия нефте- и газохимии. Будет проведена газификация коммунально-бытового сектора и

промышленности, что позволит решить ряд социальных и экономических проблем, улучшить экологическую ситуацию в крае, особенно, в крупнейших промышленных центрах. Согласно прогнозу, потребление газа в Красноярском крае (без учета Норильского промышленного района) возрастет к 2015 г. до 2,1 млрд.куб. м, к 2020 г. – до 2,5 млрд.куб. м, к 2030 г. – до 3,2 млрд.куб. м (табл. 4). Спрос на газ будет в основном удовлетворяться за счет поставок из месторождений Эвенкии.

Таблица 4

Прогноз потребления сетевого природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (без учета Норильского промышленного района)

Регион	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь	0,1	0,1	1,0	2,5	5,8	8,0	9,0	10,1
Красноярский край					2,1	2,5	2,9	3,2
Иркутская область	0,1	0,1	0,7	2,5	2,9	3,3	3,5	3,9
Республики Тыва и Хакасия					0,3	1,0	1,1	1,2
Забайкалье					0,5	1,2	1,5	1,8
Дальний Восток	3,5	4,3	5,5	7,6	11,3	13,5	14,3	15,2
Восточная Сибирь и Дальний Восток, всего	3,6	4,4	6,5	10,1	17,1	21,5	23,3	25,3

В средне- и долгосрочной перспективе в **Иркутской области** прогнозируется быстрый рост энергопотребления, что обусловлено общекономическим подъемом и дальнейшим развитием традиционных для региона (металлургия, нефтепереработка, нефтехимия) и новых (нефтегазодобыча) энергоемких отраслей промышленности. В условиях наличия значительного гидроэнергетического потенциала рост спроса на газ будет происходить за счет вытеснения мазута и частично угля из тепловой и электроэнергетики, развития металлургии и нефтехимической промышленности, газификации коммунально-бытового сектора, развития инфраструктуры газомоторного топлива. Часть добываемого в области газа будет расходоваться на нужды трубопроводов для прокачки в другие регионы страны и на экспорт. Согласно прогнозу, потребление газа в области возрастет к 2010 г. до 2,5 млрд.куб. м, к 2020 г. – до 3,3 млрд.куб. м, к 2030 г. – до 3,9 млрд.куб. м. Потребности в газе в области будут полностью удовлетворяться за счет собственной добычи, при этом в систему газообеспечения будут поступать транзитные объемы газа из месторождений, расположенных в Республике Саха.

На сегодняшний день в **Республиках Тыва и Хакасия** сетевой природный газ не потребляется. Однако за пределами 2008-2010 гг. по мере формирования инфраструктуры по поставкам сетевого природного газа из месторождений Иркутской области и Красноярского края, расшире-

ния ЕСГ на восток, возможна последовательная газификация населения и крупных промышленных объектов, включая существующие и перспективные предприятия горнодобывающего комплекса. Здесь, так же как и в других регионах Восточной Сибири, будет происходить частичное вытеснение мазута из тепло- и электроэнергетики за счет перевода на газ и увеличения экологически безопасного использования угля. Будет проведена газификация коммунально-бытового сектора и промышленности, что позволит решить ряд социальных и экономических проблем, улучшить экологическую ситуацию в населенных пунктах этих республик. Согласно прогнозу потребление газа в Республиках Тыва и Хакасия возрастет к 2015 г. – 0,3 млрд.куб. м, 2020 г. – до 1,1 млрд.куб. м, в 2030 г. – 1,2 млрд.куб. м. Спрос на газ будет удовлетворяться в основном за счет поставок из месторождений, расположенных в Красноярском крае и Иркутской области.

Использование сетевого природного газа в **Забайкалье** может начаться после завершения строительства газопровода из Иркутской области. К этому времени в регионе должна быть создана инфраструктура по распределению и использованию газового топлива. В этом случае будет происходить вытеснение мазута и, частично – угля, из тепло- и электроэнергетики за счет перевода на газ. Будут построены также энергетические установки с использованием угля на новой технологической основе. Должна быть проведена газификация коммунально-бытового сектора и промышленности, что позволит решить ряд социальных и экономических проблем, улучшить экологическую ситуацию в регионе. Согласно прогнозу потребление газа в Забайкалье может составить к 2015 г. – 0,1 млрд.куб.м, 2020 г. – 1,2 млрд.куб. м, в 2030 г. – 1,8 млрд.куб. м. Спрос на газ будет удовлетворяться в основном за счет поставок из месторождений, расположенных в Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха.

Прогнозируется, что в средне- и долгосрочной перспективе в системе энергообеспечения **Дальнего Востока** будет происходить опережающий рост использования газа. Продолжится газификация коммунально-бытового сектора и промышленности, также будет увеличиваться использование природного газа в качестве моторного топлива. Согласно прогнозу потребление газа составит в 2010 г. 7,6 млрд. куб. м, в 2020 г. – 13,5 млрд. куб. м, в 2030 г. – 15,2 млрд. куб. м. Спрос на газ будет удовлетворяться в основном за счет поставок из месторождений, расположенных на шельфе о-ва Сахалин, в Республике Саха, в Иркутской области и Красноярском крае, и частично, для местных нужд за счет добычи в Камчатской области.

Приведенные оценки спроса на газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке несколько превосходят базовый прогноз «Программы сооружения в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы до-

бычи, транспортировки газа и газоснабжения с учётом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР», координатором реализации которой выступает ОАО «Газпром», и близки к целевому уровню потребления, который прогнозируется в «Программе...» (табл. 5).

Таблица 5

**Прогноз потребления газа,
млрд.куб. м (по данным ОАО «Газпром»)**

Вариант	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Прогноз потребления газа в Восточной Сибири						
базовый	0,01	0,01	1,3	2,8	3,7	4,5
целевой	0,01	0,01	0,8	4,5	9,1	10,8
интенсивный	0,01	0,01	0,8	4,5	15,7	17,4
Прогноз потребления газа на Дальнем Востоке						
базовый	3,5	3,5	6,8	9,1	10,8	11,9
целевой	3,5	3,5	8,8	12,0	15,2	19,0
интенсивный	3,5	3,5	8,8	12,0	22,2	26,0
Прогноз потребления газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке						
базовый	3,5	3,5	8,0	11,8	14,5	16,4
целевой	3,5	3,5	9,7	16,5	24,3	29,8
интенсивный	3,5	3,5	9,7	16,5	37,9	43,4

Рынок нефти и газа Тихоокеанского региона

Азиатско-Тихоокеанский рынок нефти. В последние десятилетия, вне зависимости от конъюнктуры нефтяных цен на международных рынках, в большинстве стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) наблюдался быстрый рост спроса на нефть и нефтепродукты. В ближайшие десятилетия Азиатско-Тихоокеанский регион будет оставаться самым перспективным и быстрорастущим международным рынком. Рост использования нефти будет происходить, главным образом, в транспортном секторе за счет расширения объемов автомобильных, воздушных, морских и речных пассажиро- и грузоперевозок, обусловленного дальнейшим подъемом деловой активности, возрастанием производства товаров и услуг и ростом уровня жизни части населения.

Доказанные запасы нефти Азиатско-Тихоокеанского региона составили на начало 2006 г. 5,4 млрд. т или около 3,3% от мирового показателя. В настоящее время более 90% запасов нефти Азиатско-Тихоокеанского региона сосредоточено в пяти странах – Китае, где объем разведанных запасов составляет 2,2 млрд. т, в Индии – 0,8 млрд. т, Индонезии – 0,6 млрд. т, Австралии – 0,5 млрд. т, Малайзии – 0,5 млрд. т. Основной рост подтвержденных запасов нефти за последние двадцать

лет происходил в Индии, Австралии, Вьетнаме, в то время как существенно сократилось значение этого показателя в Индонезии и Китае.

Основные производители нефти в регионе – Китай с объемом добычи в последние годы на уровне 180-185 млн. т, Индонезия – 50-53 млн. т, Малайзия – 33-35 млн. т, Индия – 37-40 млн. т, Австралия – 21-23 млн. т. В других странах ежегодный уровень добычи нефти не превышает 20 млн. т/год. В связи с исчерпанием ресурсно-сырьевой базы в последние десятилетие происходит быстрое падение добычи нефти в Индонезии, которая в 2007 г. из экспортёра превратилась в нетто-импортера нефти и в 2008 г. вышла из ОПЕК.

Увеличение использования нефти в большинстве стран АТР происходило в результате быстрого, преимущественно экстенсивного, экономического роста, продолжающегося возрастания численности населения, развития систем и средств транспорта (дорожное строительство, автомобилестроение, судостроение, авиация), энергоемких отраслей добывающей промышленности, нефтепереработки и нефтехимии.

В результате быстрого роста населения в большинстве стран АТР не произошло значительного увеличения душевого потребления нефти и нефтепродуктов. В 1990-2006 гг. использование нефти на душу населения увеличилось в регионе всего на 93 кг в год, достигнув 320 кг в год, что более чем в 2 раза ниже среднемирового уровня, почти в 10 раз ниже показателя Северной Америки и в 5 раз – Европы (включая Восточную Европу).

Основные мощности по переработке нефти в АТР сосредоточены в индустриально наиболее развитых странах региона – Японии (227 млн. т в год), Южной Корее (132 млн. т в год), Австралии (41 млн. т в год), Сингапуре (63 млн. т в год), и в динамично развивающихся странах с высокой численностью населения и емким внутренним рынком – Китае (351 млн. т в год), Индии (150 млн. т в год), Индонезии (56 млн. т в год). На эти 7 стран приходится более 90% нефтеперерабатывающих мощностей региона.

В условиях ограниченности запасов нефти в АТР, рост ее потребления сопровождается значительным увеличением импортных поставок из других регионов мира – за последние 15 лет произошло удвоение нетто-импорта энергии и энергоносителей. Крупнейшими импортерами энергоресурсов являются в регионе Япония, Китай, Южная Корея и Индия. В 2006 г. нетто-импорт нефти и нефтепродуктов составил: в Японии – около 230 млн. т, в Южной Корее – более 105 млн. т, в Китае – около 166 млн. т. Основные внерегиональные поставщики рынке АТР – страны Ближнего Востока (Саудовская Аравия, Иран, Ирак, Кувейт, ОАЭ, Оман) и Африки (Нигерия, Алжир и т.д.). Поставки нефти из других регионов относительно незначительны. Внутрирегиональные поставки осуществляются основными нефтепроизводящими странами АТР (Индонезия, Малайзия, Бруней).

Прогноз спроса на нефть в АТР до 2030 г.

В первые десятилетия XXI века Азиатско-Тихоокеанский регион будет оставаться главным центром роста потребления и импорта нефти и нефтепродуктов. Спрос будет увеличиваться в результате дальнейшего роста численности населения, быстрого развития отраслей экономики, прежде всего, промышленности и транспорта, повышения уровня жизни части населения. В условиях ограниченности собственных источников энергии и энергоносителей увеличение спроса на нефть будет сопровождаться ростом ее импорта.

Согласно прогнозам крупнейших мировых исследовательских центров и компаний – EIA (U.S. Energy Information Administration), IEE (The Japan Institute of Energy Economics), CNPC (China National Petroleum Company), потребление нефти и нефтепродуктов в АТР возрастет к 2010 г. до 1380-1390 млн. т в год, к 2020 г. – до 1670-1680 млн. т, к 2030 г. – до 1990-2000 млн. т. В том числе, спрос на нефть в Китае увеличится к 2010 г. до 420-508 млн. т в год, к 2020 г. – до 570-684 млн. т, к 2030 г. – до 633-867 млн. т, в Японии – к 2010 г. до 240-260 млн. т в год, к 2020 г. – до 235-278 млн. т, к 2030 г. – до 235-282 млн. т, в Южной Корее – к 2010 г. до 125 млн. т в год, к 2020 г. – до 149 млн. т, к 2030 г. – до 167 млн. т (табл. 6).

По Базовому прогнозу, спрос на нефть в АТР увеличится к 2010 г. до 1505-15150 млн. т в год, к 2020 г. – до 1985-1975 млн. т, к 2030 г. – до 2200-2210 млн. т. Потребление нефти в Китае возрастет к 2010 г. до 450-460 млн. т в год, к 2020 г. – до 620-630 млн. т, к 2030 г. – до 700-710 млн. т, в Японии – к 2010 г. до 245-255 млн. т в год, к 2020 г. – до 250-260 млн. т, к 2030 г. – до 255-265 млн. т, в Южной Корее – к 2010 г. до 120-130 млн. т в год, к 2020 г. – до 130-140 млн. т, к 2030 г. – до 140-150 млн. т.

Прогноз добычи нефти в странах АТР до 2030 г.

В рамках прогноза ЕIA пик добычи нефти в АТР будет достигнут в 2010 г. и составит 514 млн. т, после чего начнется ее снижение до 484 млн. т к 2020 г. с последующей стабилизацией до 2030 г. При этом добыча в Китае составит в 2010 г. 186 млн. т, в 2020 г. – 180 млн. т с последующей стабилизацией до 2030 г. Согласно прогнозу CNPC (China National Petroleum Corporation) – крупнейшей государственной нефтегазовой компании Китая – основанном на анализе сырьевой базы с детализацией по всем нефтегазоносным бассейнам, включая шельф, добыча нефти в этой стране может быть к 2010 г. доведена до 185 млн. т в год, после чего начнется постепенное падение до 164 млн. т к 2020 г., 148 млн. т – 2030 г.

Базовый прогноз добычи нефти в АТР, выполненный авторами исследования, исходит из более оптимистичных предпосылок возможности увеличения сырьевой базы на перспективных на нефтегазоносность территориях и акваториях.

Таблица 6

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти до 2030 г., млн. т

Показатель	2006	2010	2015	2020	2025	2030
В АТР						
EIA*						
Добыча	379	514	499	484	484	484
Потребление	1148	1382	1523	1673	1833	1998
Нетто-импорт	769	869	1023	1188	1349	1514
Базовый прогноз						
Добыча	379	408	408	391	367	342
Потребление	1148	1510	1765	1970	2100	2205
Нетто-импорт	769	1102	1357	1579	1733	1863
В Китае						
EIA*						
Добыча	184	186	180	180	180	180
Потребление	350	508	598	684	771	867
Нетто-импорт	166	322	418	504	591	687
CNPC**						
Добыча	184	185	173	164	152	148
Потребление	350	420	495	570	612	633
Нетто-импорт	166	235	322	406	460	485
Базовый прогноз						
Добыча	184	185	178	172	165	161
Потребление	350	456	538	627	680	707
Нетто-импорт	166	271	361	455	515	546
В Японии						
IEE***						
Добыча	5	5	5	5	5	5
Потребление	235	260	271	278	282	282
Нетто-импорт	230	255	266	273	277	277
EIA*						
Добыча	5	5	5	5	5	5
Потребление	235	240	235	235	235	235
Нетто-импорт	230	235	230	230	230	230
Базовый прогноз						
Добыча	5	5	5	5	5	5
Потребление	235	250	255	258	259	260
Нетто-импорт	230	245	250	253	254	255
В Южной Корее						
EIA*						
Добыча	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребление	105	125	139	149	158	167
Нетто-импорт	105	125	139	149	158	167
Базовый прогноз						
Добыча	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потребление	105	121	132	137	143	143
Нетто-импорт	105	121	132	137	143	143

* EIA - Energy Information Administration. International Energy Outlook

** CNPC - China National Petroleum Corporation

*** IEE - The Institute of Energy Economics, Japan.

Предполагается, что будут продолжены широкомасштабные геологоразведочные работы в Южно-Китайском море, Аравийском море, Бохайваньском заливе, Бенгальском заливе, Таримском бассейне и других районах с высоким ресурсным потенциалом. Энергетическая политика ряда стран АТР предполагает расширение финансирования геологоразведочных работ, повышение их технического уровня и научного обеспечения, привлечение крупных зарубежных и транснациональных компаний в подготовку и освоение запасов нефти и газа.

Наш прогноз добычи нефти в Китае для долгосрочной перспективы более умеренный, чем прогноз EIA, однако несколько превышает показатели, прогнозируемые CNPC. Различие в подходе Базового прогноза и EIA заключается в более детальном учете в нашем прогнозе среднесрочных планов китайских операторов добычи нефти, их инвестиционных программ в конкретных бассейнах, на крупнейших месторождениях. Различия в прогнозах Базового и CNPC основаны на том, что за пределами 2010-2015 гг. мы предполагаем ввод в разработку еще не открытых, но прогнозируемых к открытию в ряде районов КНР месторождений, что в определенной мере компенсирует исчерпание сырьевой базы уже разведанных в настоящее время месторождений. Согласно Базового прогноза добыча нефти в АТР возрастет к 2010 г. до 405-410 млн. т в год, после чего начнется ее постепенное снижение – до 390-400 млн. т к 2020 г., до 340-350 млн. т – к 2030 г. В рамках этого прогноза добыча в Китае составит в 2010 г. 180-190 млн. т, в 2020 г. – 170-180 млн. т, в 2030 г. – 160-170 млн. т.

Прогноз нетто-импорта нефти в странах АТР до 2030 г.

С учетом прогнозируемых уровней добычи и потребления в Базовом сценарии нетто-импорт нефти и нефтепродуктов в АТР составит к 2010 г. 1100-1110 млн. т в год, к 2020 г. – 1570-1580 млн. т, к 2030 г. – 1860-1870 млн. т. Нетто-импорт в Китае достигнет к 2010 г. 270-280 млн. т в год, к 2020 г. – 450-460 млн. т, к 2030 г. – 540-550 млн. т, в Японии – к 2010 г. 240-250 млн. т в год, к 2020 г. – 250-260 млн. т, к 2030 г. – 250-260 млн. т, в Южной Корее – к 2010 г. 120-125 млн. т в год, к 2020 г. – 135-140 млн. т, к 2030 г. – 140-145 млн. т.

В сфере нефтепереработки в АТР ожидается продолжение ориентации крупнейших потребителей нефти и нефтедобывающих стран региона на увеличение собственного производства нефтепродуктов и повышение доли сырья в структуре импорта. Отношение объема переработки сырья к объему потребления нефти и нефтепродуктов возрастет с 84% в 2006 г. до 85% в 2010 г., 87% – в 2020 г., 90% – в 2030 г. Одновременно будет происходить постепенное повышение загрузки НПЗ до современного уровня Северной Америки и Европы – в 2010 г. этот показатель повысится до 89,5%, в 2020 г. – до 92,3%, в 2030 г. – до 95%. Будут по-

строены новые заводы по переработке нефти в Китае, Индии, Вьетнаме, Индонезии, на Филиппинах и в других странах.

Рынок нефти Тихоокеанского побережья США. По прогнозу IEER (Institute for Energy and Environmental Research) – Американского института исследований энергетики и окружающей среды, в долгосрочной перспективе до 2030 г. объем добычи нефти в США будет стабильно снижаться и составит в 2010 г. – 299 млн. т, в 2020 г. – 275 млн. т, в 2030 г. – 252 млн. т (табл. 7).

Таблица 7

Прогноз добычи нефти в США до 2030 г., млн. т

Показатель	2006	2010	2015	2020	2025	2030
EIA	311,0	305,0	295,4	275,3	250,8	243
IEER*	311,0	299,2	287,3	275,4	264,5	252,6
Энергетический План Буша	311,0	335,7	329,5	308,7	287,1	267,8
Базовый прогноз	311,0	301,0	286,4	265,3	246,8	224,7
Восточное побережье	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
Средний запад	26,3	22,4	19,3	17,3	15,3	14,2
Юго-Восточное побережье	166,9	174,6	170,5	163,1	153,4	142,7
Континентальная часть	90,6	86,2	79,2	74,2	69,2	65,2
Шельф	76,3	86,1	86,8	84,1	78,8	73,5
Горный район	20,2	17,0	15,3	13,6	10,2	8,5
Западное побережье	93,4	87,0	75,6	66,8	61,5	53,6
Аляска	51,4	47,3	40,2	34,8	32,2	27,7
Прочие месторождения	42,0	40,5	36,1	32,6	29,9	26,4

* Американский институт исследования энергетики и окружающей среды.

Прогноз исходит из того, что по экологическим причинам будет ограничено дальнейшее проведение геологоразведочных работ и добычи нефти и конденсата на Аляске и шельфе Мексиканского залива. В настоящее время именно за счет этих двух районов происходит основной прирост запасов и добычи нефти и конденсата. Сенат США отказал администрации Д. Буша в праве начать добычу нефти на территории Национального арктического заповедника дикой природы на Аляске (Arctic National Wildlife Refuge, ANWR). Национальный арктический заповедник – единственное место на Аляске, где эксплуатация природных ресурсов запрещена специальным законом американского конгресса. Заповедник занимает 7,7 млн. га. Для целей нефтедобычи администрация претендует на 1/10 часть этой территории. Даже если в хозяйственный оборот будет вовлечена вся территория заповедника, это позволит обеспечить дополнительную добычу нефти в США на уровне 45-50 млн. т, что составляет около 5% потребления и может заместить не более 10% всего импорта.

По оценкам, приведенным в Энергетическом Плане Буша, добыча нефти и конденсата в США будет возрастать до 2010 г. и составит 335 млн. т, после чего начнется ее плавное снижение к 2020 г. – до 308 млн. т, к

2030 – до 267 млн. т, однако в действительности происходит ее снижение. По мнению авторов этой программы необходимо дальнейшие проведение геологоразведочных работ на Аляске и в Мексиканском заливе с целью интенсификации добычи нефти и конденсата для сдерживания роста импорта. По прогнозу EIA, собственная добыча нефти в стране снизится к 2015 г. составит 295 млн. т, а к 2025 г. – 250 млн. т.

Оценки Базового варианта настоящего исследования более умеренные, чем прогноз, приведенный в Энергетическом плане Буша, и близки к показателям, приведенным EIA и IEER. Ожидается сокращение добычи нефти практически во всех внутренних бассейнах США. Значительным будет и падение этого показателя на Аляске, в особенности на гигантском месторождении Прадхо-Бей. Увеличение добычи нефти и конденсата на планируемых ввод месторождениях в Мексиканском заливе будут компенсировать падение этого показателя в традиционных районах. К 2010 г. добыча нефти в США составит 301 млн. т, к 2020 г. – 265 млн. т, к 2030 г. – 224 млн. т.

Предложение собственной нефти на Тихоокеанском рынке США сократится до 66 млн. т в 2020 г. и 53 млн. т в 2030 г.

Прогноз потребления нефти

Согласно прогнозам IEER потребление нефти и нефтепродуктов в США уменьшится к 2010 г. – до 915 млн. т, к 2020 г. – до 854 млн. т, к 2030 г. – до 793 млн. т (табл. 8). Это предлагаемые уровни потребления нефти и нефтепродуктов, которые позволяют уменьшить уязвимость энергетической структуры и сократить импорт нефти из Персидского залива и других неустойчивых регионов, внедряя и используя более экономные технологии, альтернативные виды энергии, повышая уровень КПД и т.д.

Таблица 8

Прогноз потребления нефти в США до 2030 г., млн. т

Показатель	2006	2010	2015	2020	2025	2030
EIA	939	1011	1083	1150	1220	
IEER	939	915	885	854	824	793
Энергетический План Буша	939	974	1032	1089	1118	1146
Базовый вариант	939	992	1034	1062	1087	1096
Восточное побережье	298	313	327	336	341	341
Средний запад	238	252	266	273	280	283
Юго-Восточное побережье	229	244	249	252	260	262
Горный район	28	29	30	32	32	33
Западное побережье	145	154	162	168	174	177

В прогнозе, приводимом в Энергетическом Плане Буша, уровень потребления нефти в США возрастет к 2010 г. – до 974 млн. т, к 2020 г. – до 1089 млн. т, к 2030 – до 1146 млн. т. Увеличение потребления нефти

будет происходить, главным образом, благодаря продолжению увеличения численности населения в этой стране. Намечаемые правительством США уровни роста экономики также требуют увеличения использования нефти. Экономика США, в отличие от европейской, характеризуется менее экономным использованием энергоносителей, более высокой моторизацией. В стране сформировался энергорасточительный стереотип поведения значительной части населения. Соединенные Штаты Америки неоднократно отказывались выполнять экологические требования по выбросам CO₂ и др. вредным веществам, выделяющимся при использовании ископаемого топлива.

Согласно Базовому прогнозу, потребление нефти в США в 2010 г. составит 992 млн. т, в 2020 г. – 1062 млн. т, в 2030 г. – 1096 млн. т.

На Западном побережье США в 1990-ые годы наблюдались невысокие темпы прироста потребления нефти, связанные с перестройкой энергетического сектора. В дальнейшем в этом регионе ожидается увеличение использования нефтепродуктов, в том числе за счет роста населения. Спрос на нефть в этом регионе может составить в 2010 г. – 154 млн. т, в 2020 г. – 168 млн. т, в 2030 г. – 177 млн. т.

По системе нефтеобеспечения район Западного побережья США является относительно обособленным. Экспорт и импорт нефти и нефтепродуктов сюда из других регионов США практически отсутствуют. В настоящее время Западное побережье на 80% обеспечивает нефтепотребление собственной добычей. В перспективе ожидается снижение этого показателя за счет падения добычи нефти на Аляске и дополнительного роста спроса. По Базовому прогнозу нетто-импорт нефти на Тихоокеанском побережье США в 2010 г. составит 67 млн. т, в 2020 г. – 101 млн. т, в 2030 г. – 123 млн. т. При этом прирост нетто-импорта к 2010 г. может составить 15 млн. т, к 2020 г. – 50 млн. т, к 2030 г. – 71 млн. т (табл. 9).

Таблица 9

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти на Тихоокеанском побережье США (район Западного побережья) до 2030 г., млн. т

Показатели / Годы	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Добыча	94	87	76	67	62	54
Потребление	146	154	162	168	174	177
Нетто-импорт	52	67	86	101	113	123

Вместе с тем, на Тихоокеанском рынке ожидается усиление конкуренции со стороны Канады. Канадская нефтяная компания Enbridge, а также американская Chevron планируют увеличить поставки нефти, производимой из канадских битуминозных песков, на Тихоокеанский

рынок США. Для этого планируется расширение пропускной способности трубопроводной системы Энбридж Систем (Enbridg System) и введение нового трубопровода с пропускной способностью до 25 млн. т к западному побережью Канады, откуда нефть будет поступать в район Западного побережья Соединенных Штатов Америки.

Рынок газа Тихоокеанского региона.

Состояние и прогноз спроса на газ в АТР. В региональном плане наиболее быстро спрос на газ в мире будет возрастать в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), главным образом, в Китае, Индии, Индонезии, Малайзии, Вьетнаме, Таиланде, на Филиппинах. Для обеспечения возрастающих потребностей в газе в странах АТР внутрирегиональных источников ни сейчас, ни в будущем недостаточно; необходимо наращивание поставок этого энергоносителя из других регионов мира.

Из перспективных глобальных источников энергетического сырья к наиболее емким рынкам АТР, прежде всего, к быстрорастущему, потенциально крупнейшему в мире потребителю нефти и газа – Китаю; к самому крупному в регионе импортеру энергоносителей – Японии; к технологически наиболее развитому (на котором поддержку спросу обеспечивают крупнейшие терминалы, НПЗ, развитые системы трубопроводов, ПХГ и др.) и надежному в мире рынку – Южной Корее, наиболее приближены Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток.

Природный газ приобретает ключевое положение на рынках Северо-Восточной Азии. Этот энергоноситель наиболее экологически безопасен среди ископаемых топлив и также используется в качестве топлива для энергосберегающих технологий, таких как выработка электроэнергии газотурбинными установками замкнутого цикла и топливные элементы.

Азиатско-Тихоокеанский регион – наиболее динамично развивающийся международный рынок природного газа. В последние десятилетия (вторая половина XX века – начало XXI века) рост спроса на газ в АТР и развитие систем газообеспечения происходили более быстрыми темпами, чем в мире в целом, что привело к увеличению доли региона в структуре глобального газопотребления. В 1970 г. использование газа в АТР составляло 15,7 млрд.куб. м, в 1980 г. – 70,4 млрд. куб. м, в 1990 г. – 158,6 млрд. куб. м, а в 2006 г. достигло 438,5 млрд. уб. м, что превысило 15% глобального спроса.

Потребление газа в Японии составило в 2006 г. 84,6 млрд куб.м в Южной Корее – 36,6 млрд. куб. м, в Китае, включая специальный административный район Сянган (Гонконг) – 58 млрд. куб. м (табл. 10).

По Базовому прогнозу спрос на газ в АТР возрастет к 2010 г. до 500-520 млрд. куб. м в год, к 2020 г. – до 730-750 млрд.куб. м, к 2030 г. – до 940-960 млрд. куб. м (табл. 11).

Открытие в последние годы в Китае (Ордосский бассейн, Таримский бассейн, Сычуаньский бассейн, Бохайваньский залив и др.), Австралии

(Тиморское море), Папуа – Новой Гвинеи (Папуасский бассейн), Индии (Бенгальский залив), Вьетнаме (Южно-Китайское море) других странах АТР ряда крупных месторождений углеводородов является фактором, способствующим развитию в регионе инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию нефти и газа. Однако удовлетворить рост потребностей Китая и других стран АТР в нефти и газе ни сейчас, ни в будущем эти открытия не смогут. Нетто-импорт (поставки из регионов вне АТР) в АТР возрастет к 2010 г. до 170-190 млрд. куб. м в год, к 2020 г. – до 410-420 млрд. куб. м, к 2030 г. – до 680-690 млрд. куб. м.

Таблица 10

Потребление газа в АТР в 1970-2006 гг., млрд. куб. м

Регион / Год	1970	1980	1990	2000	2006
Китай*	3,7	13,9	15,0	26,1	58
Япония	4,0	24,9	49,9	74,9	84,6
Южная Корея			3,4	21,0	34,2
Прочие	8,0	31,7	90,4	175,8	264,2
Всего	15,7	70,4	158,6	297,8	438,5

*Включая * Сянган (Гонконг) (с 1997 г.) и Аомэнь (Макао) (с 1999 г.)*

Таблица 11

Прогноз спроса на газ в АТР до 2030 г., млрд. куб. м (средние значения)

Регион / Год	2010	2020	2030
Китай	70	155	260
Япония	90	110	132
Южная Корея	40	55	90
прочие	310	420	470
Всего	510,0	740,0	952,0

Современное состояние и перспективы развития газового рынка Китая. Ожидается, что, исходя из состояния и перспектив развития сырьевой базы, годовая добыча газа в Китае в 2010 г. может быть доведена до 66 млрд.куб. м , в 2020 г. – 80 млрд.куб. м, в 2030 г. – 86 млрд.куб. м. Вместе с тем, согласно планов развития инфраструктуры потребления газа, объем его использования в стране составит в 2010 г. более 73 млрд.куб. м , в 2020 г. – 176 млрд.куб. м, в 2030 г. – 260 млрд.куб. м. Соответственно, импорт газа должен составить в 2010 г. не менее 7 млрд.куб. м , в 2020 г. – 78 млрд.куб. м, в 2030 г. – 125 млрд.куб. м.

По данным AGPRCC (Asia Gas and Pipeline Research Center of China) – Китайского центра исследований проблем газа и газопроводов в Азии, опережающим ростом будет увеличиваться потребление газа в энергетике, доля которого будет доведена до более чем 1/3. Кроме того, ин-

тенсивно будет расти объем использования газа в коммунально-бытовом хозяйстве. Продолжится рост использования газа в химии и промышленности, однако доля этих секторов в структуре газопотребления несколько снизится.

В региональном плане наиболее быстро будет расти потребление газа в Северо-Восточной части Китая, Бохайском кольце, а также в Дельте Янцзы, где современный уровень использования пока весьма низок.

В условиях опережающего (по сравнению с возможностями наращивания добычи) роста спроса на газ Китай вынужден искать крупные источники поставок за рубежом, формировать инфраструктуру импорта газа. С 2005 г. из Австралии организован импорт сжиженного природного газа через терминал в Гуандуне. В 2006 г. импорт СПГ составил 1 млрд.куб. м в пересчете на исходное вещество, проектная мощность терминала – 5,1 млрд.куб. м. Ведутся переговоры о строительстве ряда новых терминалов СПГ, магистральных газопроводов из России и Центральной Азии.

Развивается система внутренних китайских трубопроводов, протяженность которой в 2007 г. превысила 30 тыс. км: в 2001 г. введен в эксплуатацию газопровод «Сэнинлан» (протяженностью 953 км), в 2004 г. – транскитайский газопровод «Запад – Восток» (3,9 тыс. км), в 2005 г. газопроводы «Шаньцзин-2» (860 км) и «Чжуну» (738 км). В ближайшее время начнется строительство магистральных газопроводов «Запад – Восток-2» и «Запад – Юг».

Предполагается, что транскитайские магистральные газопроводы на Западе страны будут связаны с Туркменистаном и Казахстаном, что должно обеспечить их загрузку в условиях недостаточности сырьевой базы Синьцзян-Уйгурском Автономном районе. Проект получил одобрение в Национальной комиссии по развитию и реформе и включен в общегосударственный план; в качестве ответственного за реализацию проекта CNPC определила свою дочернюю компанию PetroChina и объявила о формировании рабочей группы по организации «Среднеазиатской газопроводной компании». Планы строительства магистральных газопроводов в Китай из Центральной Азии рассматривается как аргумент в переговорной позиции с Россией относительно условий поставок газа из Западной и Восточной Сибири.

В складывающейся ситуации Россия, располагающая самыми крупными в мире запасами газа и являющаяся соседом и важным торгово-экономическим и политическим партнером Китая, должна предпринять ряд мер по экономически обоснованному вхождению на китайский рынок, недопущению ценовой конкуренции с другими экспортерами при поставках газа на китайский рынок. Необходимо обеспечить увеличение газовых поставок из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана на атлантическом направлении через территорию России, что предполагает развитие транспортной инфраструктуры (строительство Прикаспийского газо-

проводы, реконструкция газопроводов «Средняя Азия – Центр» и «Бухара – Урал»), расширение участия российских компаний в добывающих проектах в Центральной Азии. Это позволит замкнуть поставки газа из региона на российскую Единую систему газоснабжения (ЕСГ), исключить возможность организации значительных экспортных поставок на китайском направлении, их конкуренции с возможными поставками из России.

Одновременно целесообразно формирование контролируемых российскими компаниями, прежде всего, «Газпромом», поставок сетевого и сжиженного газа из России и других регионов мира. «Газпром», как глобальная энергетическая компания имеет возможность вхождения в проекты поставок СПГ в Китай, организуемых международными (МНК) и транснациональными компаниями (ТНК) – BP, RD/Shell, ExxonMobil, ChevronTexaco и др., из различных регионов мира по схеме замещения (SWAP), а также в обмен на их ограниченный допуск к проектам на территории Западной и Восточной Сибири. Создание инфраструктуры и организация крупномасштабных поставок позволит России занять доминирующие позиции на китайском рынке газа, контролируя 70-85% всех импортных поставок.

Современное состояние и перспективы развития газового рынка Южной Кореи. По прогнозу Корейской газовой корпорации (Korea Gas Corporation – KOGAS), потребление, и, соответственно, нетто-импорт газа в Южной Корее в 2010 г. составит 37 млрд.куб. м, в 2020 г. 55 млрд.куб. м, в 2030 г. – 64 млрд.куб. м.

Согласно прогнозу Администрации энергетической информации США (US EIA), объем использования газа в Южной Корее в 2010 г. может составить 37 млрд.куб. м, в 2020 г. – 44,5 млрд.куб. м, в 2030 г. – 51,3 млрд.куб. м. По Базовому прогнозу, потребление газа в этой стране в 2010 г. может составить 40 млрд.куб. м, в 2020 г. – 55 млрд.куб. м, в 2030 г. – 90 млрд.куб. м.

Ожидается, что в ближайшие годы продолжится вытеснение мазута из тепло- и электроэнергетики, а после 2015-2020 гг. произойдет значительное увеличение использования газа в качестве моторного топлива. В условиях отсутствия собственной ресурсной базы и опережающего роста потребления газа в области электроэнергетики, транспорта и коммунально-бытовой сферы Южная Корея будет наращивать объем импортных поставок. Импорт газа возрастет в 2010 г. до 40 млрд.куб. м, в 2020 г. – 55 млрд.куб. м, в 2030 г. – 90 млрд.куб. м.

Поставки из других регионов (альтернативных России) могут удовлетворить лишь часть импортного спроса Республики Корея. Ожидается, что объем поставок газа из России в 2010 г. составит 3 млрд.куб. м, в 2020 г. – 15 млрд.куб. м, в 2030 г. – 20 млрд.куб. м, в том числе сетевого газа – в 2020 г. – не менее 10 млрд.куб. м, в 2030 г. – 13 млрд.куб. м;

сжиженного газа в 2010 г. – 3 млрд. куб. м, в 2020 г. – 5 млрд. куб. м, в 2030 г. – 7 млрд. куб. м.

Доля России в физических поставках газа на южнокорейский рынок будет находиться на уровне 20-30%. Вместе с тем, целесообразно усиление российского влияния на систему энергообеспечения этой страны через участие ОАО «Газпром» в контроле над поставками СПГ из различных регионов мира, прежде всего, из Африки, Ближнего Востока, АТР, Южной Америки.

Современное состояние и перспективы развития газового рынка Японии. Согласно Новой национальной энергетической стратегии Японии нетто-импорт газа в Японии увеличится в 2010 г. до 88 млрд.куб. м, в 2020 г. – 94 млрд.куб. м, в 2030 г. – 102 млрд.куб. м.

Достаточно осторожный прогноз спроса на газ в рамках Национальной энергетической стратегии обусловлен тем, что в качестве важного направления энергообеспечения экономики и населения рассматривается развитие атомной энергетики. Предполагается, что доля атомной энергии в структуре первичного топливно-энергетического баланса увеличится с 13 до 15%, согласно новой энергетической стратегии Японии производство электрической энергии на атомных электростанциях возрастет с 29 до 40% в структуре выработки электроэнергии.

Вместе с тем, с целью диверсификации использования энергоносителей в энергетическом секторе и защиты экономики страны от возможных срывов поставок нефти и нефтепродуктов из Персидского залива, и улучшения экологической ситуации, планируется перевод части электростанций с нефтяного на газовое топливо. Кроме того, продолжится увеличение объемов и доли использования газа в качестве моторного топлива. Все это будет стимулировать долгосрочное повышение спроса на газ.

По прогнозу EIA, уровень потребления газа в стране может составить в 2010 г. 89,6 млрд.куб. м, в 2020 г. – 99,5 млрд.куб. м³, в 2030 г. – 107 млрд.куб. м. В рамках Базового прогноза, потребление газа в Японии в 2010 г. достигнет 90 млрд.куб. м, в 2020 г. – 110 млрд.куб. м, в 2030 г. – 132 млрд.куб. м.

Нетто-импорт в 2010 г. может составить не менее 87 млрд.куб. м, в 2020 г. – 107 млрд.куб. м, в 2030 г. – 129 млрд.куб. м. Предполагаемая емкость японского рынка для импорта российского природного газа составит в 2010 г. – 5 млрд.куб. м, в 2020 г. – 7 млрд.куб. м, в 2030 г. – 10 млрд.куб. м. Доля российского газа на японском рынке составит 6-8%.

Источником поставок будут выступать Сахалинские проекты, а также месторождения Восточной Сибири и Республики Саха при создании инфраструктуры СПГ в российских портах на тихоокеанском побережье (Находка, Козьмино и др.). В условиях сложившейся структуры и организации поставок при высокой степени закрытости газового рынка Японии усиление российских позиций в системе энергообеспечения

этой страны возможно через заключение долгосрочных соглашений с японскими импортерами (Tokyo Gas, Japan Gas, JOGMEC), предусматривающих возможность доступа этих компаний к добывающими проектам в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в обмен на участие «Газпрома» в дистрибуции газа на территории Японии.

Современное состояние и перспективы развития газового рынка Монголии. В настоящее время Монголия потребляет около 500 тыс. т сжиженного нефтяного газа. Основное количество пропан–бутановых смесей используется в коммунально–бытовом секторе. Небольшие объемы этого топлива потребляются на транспорте. Выработка электроэнергии ведется на основе угольного топлива. Более 80% всей производимой и потребляемой в стране энергии приходится на Улан-Батор.

В настоящее время активизирована программа «Развитие потребления сжиженного газа в Монголии». В рамках программы на сжиженный природный и углеводородные газы (СПГ и СУГ) в первую очередь будет переведен общественный транспорт и таксопарк страны. Планируется строительство сетей газозаправочных станций в городах Дархан и Эрдэнэт. В настоящее время сжиженный газ поставляется в основном из России.

Потенциальный объем газа, который может потреблять Монголия, составляет около 2 млрд.куб. м. Этот прогноз может быть реализован в случае, если будут переведены с угля на газ ТЭЦ в Улан-Баторе, газифицированы промышленные предприятия, коммунально–бытовой сектор, жилой фонд. Реализация намеченной программы перевода части моторного парка с нефтепродуктов на сжиженный и сжатый газ повысит спрос на 110 млн.куб. м (в пересчете на исходное вещество).

Состояние и прогноз спроса на газ США. Международная энергетическая политика США предполагает максимальную диверсификацию источников поставок энергоносителей, обеспечение доступа к добывающим и транспортным активам, военно–политический контроль над энергопроизводящими странами и транзитными коридорами. Элементы такой энергетической политики – военное присутствие США на Ближнем Востоке, в Каспийском регионе, участие в политических процессах ряда зарубежных стран. Поэтому же ввод американских войск в Ирак – вторую по запасам нефти страну в мире, отчасти связан с необходимостью обеспечения доступа американских компаний к крупнейшим нефтяным месторождениям.

Проводя аналогию с нефтяным сценарием, можно предположить, что дипломатическое и военно–политическое давление, оказываемое США на Иран – вторую по запасам газа страну в мире, активизация политических и экономических связей с Катаром, а также значительный интерес американских компаний к российским нефтегазовым активам в Сибири (первое место в мире по запасам газа) и на шельфе арктических

и дальневосточных морей, является частью государственной стратегии по обеспечению американской экономики энергоресурсами.

С целью уменьшения зависимости от возрастающего импорта нефти и газа новая энергетическая политика администрации Буша направлена на форсирование возможностей добычи углеводородов в США, при ее расширении в национальных парках, заповедных зонах, в том числе на Аляске и в Мексиканском заливе. Кроме того, администрацией с помощью налоговой политики и программ НИОКР стимулируется развитие новых технологий извлечения газа из нетрадиционных источников (битуминозные песчаники, черные сланцы, газ угольных пластов). Все это позволяет на некоторое время компенсировать устойчивое падение добычи в традиционных районах.

По прогнозу EIA, добыча нефти в США в 2010 г. может составить 586 млрд.куб. м, в 2020 г. – 627 млрд.куб. м. В традиционных районах ожидается стагнация, либо падение производства газа. Основной прирост будет происходить в Горном районе США (штаты Вайоминг, Колорадо и др.). А после 2016 года будет происходить увеличение добычи газа на Аляске за счет разработки месторождений Северного склона полуострова. Оценки возможностей добычи газа в США сделанные в Базовом прогнозе, более осторожные. По нашим предположениям, исходя из состояния сырьевой базы, сокращение добычи газа в традиционных районах будет более интенсивным, а новые объекты, характеризующиеся сложными горно-геологическими условиями и низкой экономической эффективностью, не в состоянии обеспечить достижение прогнозируемых US EIA уровней. По нашему прогнозу уровень добычи в этой стране в 2010 г. может составить 565 млрд.куб. м, в 2020 г. – 590 млрд.куб. м, в 2030 г. – 560 млрд.куб. м (табл. 12).

Таблица 12

Прогноз добычи газа в США до 2030 гг., млрд. куб. м

Прогноз	2010	2015	2020	2025	2030
Базовый	565	575	590	575	560
US EIA	586	596	628	627	

Согласно прогнозу US EIA уровень потребления газа в США в 2010 г. может составить 743 млрд. куб. м, в 2020 г. – 875 млрд.куб. м, в 2030 г. – 896 млрд. куб. м. Наши оценки близки к показателям, прогнозируемым американским агентством (табл. 13). Незначительное превышение связано с более умеренным прогнозом развития атомной промышленности, а также ожидаемым в долгосрочной перспективе снижением стоимости нефти, и соответственно, газа в структуре относительных международных цен.

Таблица 13

Прогноз потребления газа в США до 2030 гг., млрд. куб. м

Прогноз/Год	2010	2015	2020	2025	2030
Базовый US EIA	750 743	830 817	880 875	910 896	935 918

В ближайшие годы и в перспективе опережающим темпом будет увеличиваться использование газа в централизованной электроэнергетике за счет строительства газотурбинных установок, а также в результате частичной или полной замены на ряде электростанций мазута газом при комбинированном производстве тепла и электроэнергии. Энергетическими компаниями планируется как строительство новых газотурбинных электростанций, так и расширение мощностей уже существующих. Топливом для большинства строящихся и проектируемых электростанций в США будет газ, поскольку он имеет ряд преимуществ по сравнению с угольными: более низкие капитальные вложения, большая эффективность, относительно короткие сроки строительства и возврата капитала, экологическая безопасность. В коммунально-бытовой и муниципальной сферах, а также в области нематериального производства в результате повышения эффективности и определенного насыщения ожидается замедление темпов роста использования газа.

По Базовому прогнозу, с учетом добычи и потребления газа в США нетто-импорт в 2010 г. в этой стране может составить не менее 185 млрд.куб. м, в 2020 г. – 255 млрд.куб. м, в 2030 г. – 375 млрд.куб. м (табл. 14). Основная часть газа будет поставляться в США в сжиженном виде. Доля поставок СПГ в общем импорте возрастет с 15 до 80%.

Таблица 14

Прогноз нетто-импорта газа в США до 2030 гг.
(базовый прогноз), млрд. куб. м

Показатель/Год	2010	2015	2020	2025	2030
Добыча	565	575	590	575	560
Потребление	750	830	880	910	935
Нетто-импорт	185	255	290	335	375
Экспорт	19	19	19	15	10
Импорт	204	274	309	350	385
в т.ч. сетевой природный газ (из Канады)	90	104	94	89	79
СПГ	114,1	169,9	214,9	261,2	305,8
Доля поставок СПГ в общем импорте, %	56,0	62,0	69,6	74,6	79,4

Современное состояние и прогноз цен на российском и международных рынках нефти и газа. Цены на российском и международных рынках нефти и нефтепродуктов

Международные цены на нефть. Со второй половины 1980-х гг. и до начала «Войны в Заливе» (1990–1991 гг.), когда Ираком был оккупирован Кувейт, международные цены на нефть находились на уровне 13–18 долл./бар. В начале 1990-х гг. имело место их краткосрочное повышение до 25 долл./бар., а после завершения военного конфликта и восстановления уровня добычи в Кувейте в 1992–1994 гг. произошло снижение до 16–17 долл./бар., которое было компенсировано их подъемом в 1995–1996 гг. до 21 долл./бар. (рис. 15). Рост цен был обусловлен расширением спроса, вызванным циклическим экономическим ростом в развитых странах и быстрым развитием ряда стран АТР.

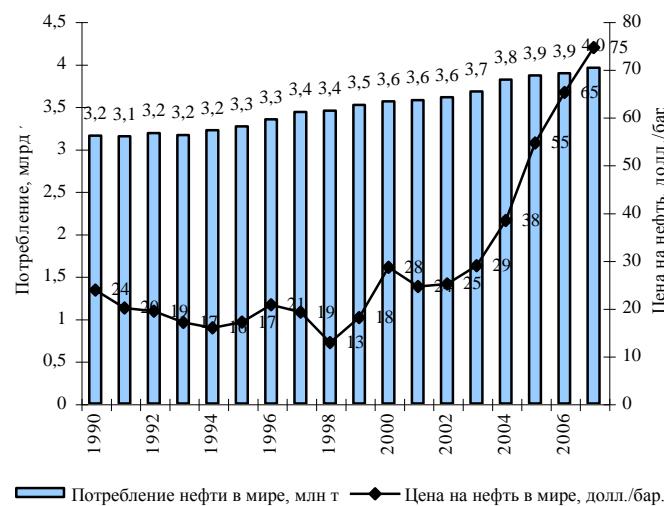


Рис. 15. Объем потребления и цены (среднегодовые) на нефть в мире в 1990–2007 гг.

Причинами значительного падения цен на нефть в 1997–1999 гг. выступил ряд текущих и долгосрочных факторов, внешним проявлением которых стал дисбаланс спроса и предложения. При общем увеличении предложения в структуре добываемой нефти вновь увеличилась доля продукции с низкой себестоимостью. Это предопределило продолжение понижательной тенденции. Дополнительными факторами расширения дешевого предложения в 1997–1998 гг. выступили нарушения странами

ОПЕК установленных квот, а также реализация программы ООН в отношении Ирака «Нефть в обмен на продовольствие», в результате которой Ираку было разрешено возобновить поставки на мировой рынок.

Одновременно имел место ряд факторов, обусловивших сокращение спроса на сырую нефть. Из-за финансово-экономического кризиса в странах Дальнего Востока и Юго-Восточной Азии они резко сократили импорт нефти. Кризис в Азии оказал значительное негативное воздействие на финансовые рынки всего мира, что привело снижению общего уровня деловой активности и спроса на энергоносители.

В результате совместных решений стран ОПЕК и не входящих в эту организацию независимых экспортёров нефти о поэтапном снижении объемов добычи и экспорта, начиная с середины 1998 г. происходило постепенное сокращение предложения нефти на мировом рынке, что с февраля 1999 г. начало давать свои результаты. В 1999 г. странами ОПЕК была продолжена политика снижения квот, что в условиях возобновления роста спроса привело к значительному росту цен на нефть.

В 2000–2003 гг. в условиях оживления мировой экономики и в значительной мере преодоления последствий азиатского финансового кризиса в мире произошло увеличение спроса на нефть. Поддержку рынку оказывали факторы, также влияющие на надежность предложения (политическая нестабильность, природные катаклизмы в странах-поставщиках нефти и др.). Средняя цена нефти маркерного сорта Brent на рынке физических продаж (спот) составила в 2000 г. – 28,98 долл./бар., в 2001 г. – 24,77 долл./бар., в 2002 г. – 25,19 долл./бар., в 2003 г. – 28,83 долл./бар. Кратковременное падение мировых цен на нефть в конце 2001 г. было обусловлено ухудшением финансовых индикаторов в развитых странах после террористической атаки на США в сентябре.

В 2004–2005 гг. произошло значительное повышение цен на нефть – до 30–45, а затем 55–75 долл./бар., что было обусловлено быстрым увеличением спроса на нее, прежде всего, со стороны Китая и США. В КНР продолжились быстрый экономический рост и моторизация, началось формирование государственного стратегического резерва нефти. Поддержку рынку оказало возобновление экономического роста в США. Вместе с тем, рост предложения нефти происходил более медленными темпами, чем рост спроса, что было обусловлено технологическими ограничениями на ее добычу и транспортировку (отсутствие мощностей для дополнительного наращивания добычи в большинстве стран ОПЕК, ограниченность инфраструктуры трубопроводного транспорта и др.). Война в Ираке и негативные ожидания, связанные с возможностью дестабилизации ситуации в других крупных нефтедобывающих регионах, выступили дополнительным фактором давления на рынок. Кроме того, элементом роста общего уровня долларовых цен стало ослабление реального курса денежной единицы США при продолжающемся сокра-

щении доли американской экономики в мировой экономике, высоком уровне государственного долга, отрицательном сальдо текущих операций платежного баланса.

В 2005-2008 гг. тенденция увеличения цены нефти сохранилась. Продолжился рост потребления нефтепродуктов в АТР, США, а также в крупнейших нефтепроизводящих странах – России, Саудовской Аравии, Иране. Одновременно на стороне предложения нефти имел место ряд ограничений – ресурсных (падение добычи нефти в Северном море, АТР, континентальных месторождениях США, стабилизация добычи в крупнейшей нефтегазоносной провинции России – Западной Сибири), политических (дестабилизация положения на Ближнем Востоке), организационно-экономических (расширение ОПЕК, манипулирование квотами и др.).

В 2005-2008 гг. цена на нефть последовательно увеличивалась с 55 до более 100 долл./барр. В конце 2007 – первой половине 2008 гг. стоимость маркерного сорта Brent находилась в диапазоне 100-140 долл./бар. Пере-грев рынка в основном носит организационный характер. Причины следующие. Во-первых, политическая нестабильность на стороне предложения и ожидание того, что добыча может сократиться в определенных регионах (Ближний Восток, Северная и Центральная Африка, Венесуэла). Во-вторых, отсутствие организационно-технических возможностей для поставок нефти из ряда регионов, где нет политических ограничений на рост добычи и на поставки (Центральная Азия). В-третьих, продолжающееся неизбежное падение добычи нефти в Северном море, континентальных месторождениях США, АТР, стагнация добычи в России. А на стороне спроса факторами давления на цену являются – продолжение быстрого в основном экстенсивного экономического роста в Азии, прежде всего, Китае, увеличение спроса со стороны США, неполадки на АЭС в Японии и др. Поддержку ценам продолжает оказывать слабый доллар.

Цены на нефть и нефтепродукты внутри России. Учитывая специфику организационной структуры российского рынка нефти, где поставки нефти на переработку осуществляются внутри технологических подразделений вертикально-интегрированных компаний, объем торгов нефтью на внутреннем рынке был незначительный. Всего около 15% нефти закупается на свободном рынке. Стоимость нефти в РФ в 2007 г. увеличилась с 4100 руб./т до 9000 руб./т, в 2008 г. в среднем этот показатель составляет около 9100 руб./т (табл. 15). Динамика цен на внутреннем рынке нефтепродуктов России в существенной мере привязана к изменению общемирового уровня цен на нефть. Стоимость автомобильного бензина (марки АИ-95) к концу 2007 г. в России возросла до 23000 руб./т, в 2008 г. – превысила 24100 руб./т. Цена дизельного топлива в 2007 г. возросла до 21200 руб./т, в 2008 г. – превысила 21900 руб./т; мазута в 2007 г. – 7500 руб./т, в 2008 г. – превысила 7600 руб./т.

Таблица 15

Цена на нефть и нефтепродукты в России в 2007-2008 гг./т

Нефтепродукт/	2007	2008
Нефть сырья	4100-9000	9100-9900
Автомобильный бензин	19900-23000	24100-25000
Дизельное топливо	16400-21200	21900-22800
Мазут	2800-7550	7600-8500

Региональные особенности эластичности спроса к цене на нефть. В настоящее время критический уровень цены нефти, после которого процессы вытеснения нефти из технологических систем экономики будут происходить наиболее интенсивно, для разных регионов различаются. Для Европейского рынка этот показатель составляет 80-95 долл./бар. (в структуре относительных цен 2007 г.), и в последние годы в странах ЕС уже наблюдается сокращение потребления нефти. Для Северо-Американского рынка критический уровень цены нефти составляет 110-120 долл./бар. Наименее чувствительна к ценам на нефть китайская экономика, что связано с высоким положительным сальдо внешней торговли, позволяющим дотировать низкие внутренние цены вне зависимости от конъюнктуры международных энергетических рынков. Китайская экономика в состоянии адаптироваться к уровню международных цен 150-180 долл./бар. без существенного снижения положительного сальдо текущих операций торгового баланса.

Прогноз цен на нефть и нефтепродукты на российском и международных рынках. В перспективе возможен умеренный вариант развития мирового рынка нефти с некоторой стабилизацией, а в последствии коррекцией цен на нефть до 70-80 долл./бар (табл. 16). Прогнозируется, что высокая конъюнктура (свыше 100 долларов за баррель) сохранится примерно до 2010-2011 гг., хотя тенденция к снижению цен должна обозначиться уже в 2008-2009 гг. Это связано с инерционностью технологических систем нефтепотребления, которые сейчас используются в развитых странах и продолжают массово внедряться в развивающихся странах. Например, крупнейшие автомобильные концерны построили свои заводы в Китае, а рост моторизации ведет к росту спроса на нефтепродукты в этой стране.

Таблица 16

Прогноз цен на нефть на мировом рынке, долл./бар

Сценарий	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Умеренный	100	100	90	80	70	70
Интенсивный	100	100	110	120	130	140

Вместе с тем, сейчас в мире происходит повторение ситуации 1973-1981 гг., когда за восемь-девять лет нефть была в основном вытеснена газом, углем и атомной энергией из коммерчески наименее эффективного сегмента ее использования - электроэнергетики.

Начиная с 2000–2005 гг. в развитых странах активизировались НИОКР и производственные проекты по сокращению потребления нефти в качестве моторного топлива, что может дать результаты не ранее 2010-2011 г. К этому времени в развивающихся странах произойдет технологическое насыщение традиционным моторным транспортом, поэтому глобальный рост спроса на нефть замедлится. Это приведет к стабилизации и снижению цен на нефть. В развитых странах (например, в Германии и Италии) продолжится вытеснение мазута и средних дистиллятов из систем отопления домашних хозяйств. Все это приведет к замедлению темпов роста спроса и снижению цен на нефть до уровня 60-70 долл./бар, что с учетом инфляции доллара соответствует современным 55-60 долларам.

При длительной стабилизации цен на уровне 100-110 долл./бар и выше в развитых странах, прежде всего в европейских, начнутся процессы дальнейшего вытеснения нефти из экономики, как это происходило в 1970-1980-е гг.. Вместе с тем, темпы снижения потребления нефти будут значительно ниже, это связано с тем, что нефть уже практически полностью вытеснена из энергетики, где у нефтепродукта существует ряд энергоносителей – заменителей (газ, уголь, атомная энергия).

В настоящее время основная часть нефти используется в сегменте моторного топлива, где эластичность потребления к ценам относительно низкая, поскольку полноценной альтернативе нефтепродуктам пока не существует. Будут интенсифицированы процессы энергосбережения, частичный перевод на газомоторное топливо, увеличится до определенного предела использование биотоплива и т.д. Кроме того, получат дальнейшее развитие программы по наращиванию потребления атомной (ЕС, Япония) и других видов энергий в электро- и теплоэнергетике. Кроме того, возможно частичное установление контроля над спекулятивными биржевыми операциями со стороны правительств крупнейших стран потребителей нефти – США и ЕС. Последние годы этому направлению уделяется значительное внимание, прежде всего правительствами Франции, Италии и Германии.

В интенсивном варианте продолжится давление на мировую цену на нефть со стороны Китая, Индии, Индонезии, Филиппин, которые последние годы активно наращивают импорт этого сырья на фоне экономической и политической нестабильности в основных странах-экспортерах нефти. В этом сценарии цены на нефть возрастут до 140 долл./бар.

В настоящее время котировки стоимости российского сорта Urals несколько ниже основных маркерных индексов стоимости нефти на мировом рынке (Brent), но в перспективе этот разрыв будет нивелировать-

ся. В этом направлении предпринимаются действия правительства РФ и крупного российского бизнеса по созданию нового маркерного сорта REBCO, созданию собственной крупной международной нефтяной биржи, формированию новых морских экспортных маршрутов и т.д.

Прогноз цен на нефтепродукты при поставках на внутренний рынок и на экспорт будут изменяться исходя из роста либо уменьшения стоимости сырья (табл. 17). Однако динамика цен на внутреннем рынке будет более умеренной с учетом стабилизационных мер в области налогового и таможенного регулирования.

Таблица 17

**Прогноз цен на нефтепродукты на внутреннем рынке
до 2030 года, руб./т**

Нефтепродукт/Год	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Умеренный вариант						
Автомобильный бензин	24100	24448	22522	20597	18672	16747
Дизельное топливо	21900	22216	20466	18717	16968	15218
Мазут	7600	8018	7431	6844	6256	5669
Интенсивный вариант						
Автомобильный бензин	24100	24448	22522	20597	18672	33494
Дизельное топливо	21900	22216	20466	18717	16968	30437
Мазут	7600	8018	7431	6844	6256	10708

Цены на российском и международных рынках газа

Международные цены на газ. Мировой рынок природного газа разделяется на рынок сжиженного и сетевого природного газа. Крупнейшим мировым рынком СПГ является Азиатско-Тихоокеанский регион, в частности Япония и Южная Корея. Рынок стран Европы и США традиционно являлся сетевым, однако последнее десятилетие доля СПГ в структуре газопотребления в этих регионах увеличивается.

Учитывая высокую стоимость производства СПГ, его танкерную транспортировку и необходимость регазификации, цены на сжиженный природный газ в 1990-е годы были на 30% выше цен сетевого природного газа в Европе и на 50% - в США. Однако в последние годы связи с развитием технологий и удешевлением производства СПГ, а также повышенным спросом на природный газ в Европе стоимость сетевого природного газа с 2005 г. в странах ЕС несколько превзошла цены на СПГ на Японском рынке.

В 2007 г. цена на природный газ в Европе составляла около 251 долл./тыс.куб. м, в странах АТР – 214 долл./тыс.куб. м (в переводе на исходное вещество) (табл. 18, рис. 16).

Таблица 18

Средние цены на газ на международных рынках, долл./тыс. куб. м

Год	Рынок		
	Япония	Сетевой газ	
		ЕС	США
1990		101	45
1991		111	41
1992		101	49
1993		98	59
1994		88	53
1995		96	47
1996		102	76
1997		109	70
1998		85	58
1999		87	63
2000		131	118
2001		129	113
2002		119	93
2003		133	156
2004		144	163
2005		168	245
2006		198	188
2007		214	193

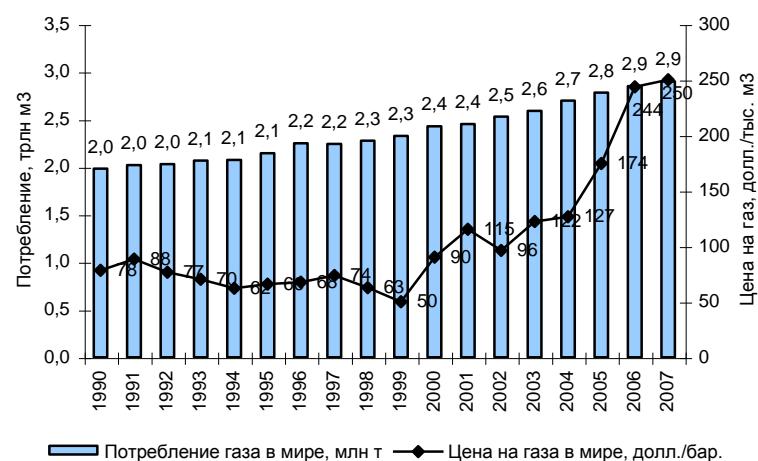


Рис. 16. Объем потребления и цены на газ в мире в 1990-2007 гг.

В 2007 г. средняя цена на российский газ, продаваемый в страны Западной Европы, составляла около 270 долл./тыс. куб.м; для российского экспорта в страны СНГ этот показатель был существенно ниже 100-130

долл./тыс. куб. м. В 2008 году цены на российский газ как для стран ЕС, так и для Белоруссии и Украины существенно возросли (табл. 19).

Таблица 19

Цены на газ в России и при поставках на экспорт в 2007-2008 гг.,
долл. / тыс. куб. м

Показатель		2007	2008
Внутренний рынок (средние)	промышленность	47	71
	население	33	50
	Белоруссия	100	119
Экспорт	Украина	130	179
	Молдавия	170	190
	Западная Европа	271	325

На внутреннем рынке за счет мер государственного регулирования происходит последовательное сокращение разрыва между внутрироссийскими и международными ценами. Так, средние цены на природный газ только за 2007-2008 гг. увеличились для промышленности с 47 до 69 долл./куб.м, для населения и коммунально-бытового сектора – с 33 до 50 долл./тыс.куб. м.

Прогноз цен на газ. В перспективе в связи с ростом доли СПГ в структуре мировой торговли природным газом, а также повышения технологической эффективности и гибкости поставок цена на природный газ перестанет быть напрямую «привязанной» к ценам на нефть. Кроме того, этому будет способствовать и организационные мероприятия – создание международных структур стран – производителей по регулированию газовых рынков. Ожидается, что цена энергетической единицы природного газа будет сближаться с соответствующим показателем для нефти. При этом разница цен на сетевой природный газ и СПГ будет снижаться.

Таким образом, средняя цена на газ на мировом рынке в умеренном варианте в 2010 г. возрастет до 330 долл./куб.м, в 2020 г. – 400 долл./куб.м, в 2030 г. – 440 долл./куб.м. В интенсивном варианте стоимость природного газа возрастет до 440 долл./куб.м, в 2020 г. – 730 долл./куб.м, в 2030 г. – 870 долл./куб.м (табл. 20).

Таблица 20

Прогноз цен на газ на мировом рынке* до 2030 г., долл./тыс. куб.м

Сценарий	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Умеренный	300	330	370	400	440	440
Интенсивный	300	440	580	730	870	870

*Европейский и Азиатско-Тихоокеанский.

В России, согласно решениям Правительства РФ и ФСТ, цены на попутный и свободный газ будут последовательно увеличиваться, что повысит коммерческую эффективность проектов формирования новых центров НГК в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, но в тоже время снизит конкурентоспособность предприятий – потребителей, ухудшит ситуацию в коммунально-бытовой сфере. Стоимость природного газа будет повышена с учетом цен европейского рынка (к 2011 г.), а на попутный – либерализованы (возможно уже в 2008 г.).

Согласно решениям ФСТ, с 1 января 2008 г. средние оптовые цены на природный газ повышенены на 25%, с 1 января и с 1 июля 2009 г. будут повышенены на 13%, в 2010 г. – на 40%, в 2011-2015 гг. цены будут повышенены до уровня, обеспечивающего равную доходность с экспортом. В итоге средняя цена на газ на внутреннем рынке для промышленных потребителей в 2010 г. составит 112 долл./куб.м, в 2020 г. – 236 долл./куб.м, 2030 г. – 254 долл./куб. м (табл. 21).

Таблица 21

Прогноз цен на газ в России до 2030 г., долл./тыс. куб.м

Категория потребителей	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Промышленность средние	86	112	157	172	188	203	219	236	259	260
Население минимальные максимальные	50 69	50 90	51 126	52 138	56 150	61 162	66 175	71 189	78 207	78 208

Цены на газ для населения будут оставаться регулируемыми и в зависимости от тарифной зоны и категории потребителей варьироваться в диапазоне от 30 до 80% от средних цен для промышленности.

Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности России с учетом международных тенденций

Ресурсы нефти и газа. В глобальном масштабе остается лишь несколько крупных сырьевых баз углеводородов, за счет которых возможно удовлетворение перспективных энергетических потребностей. Это – политически нестабильные Ближний Восток и Африка, экономически и технологически труднодоступные и геологически слабо изученные шельфы арктических морей, а также Север Западной Сибири (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа) и территория Сибирской платформы (Иркутская область, объединенный Красноярский край, Республика Саха). Существуют также возможности значительного увеличения добычи нефти и газа на шельфе Дальневосточных морей (о-

ва Сахалин и др.). Из перспективных источников энергетического сырья к емким рынкам АТР, включая крупнейшего в регионе импортера нефти и газа – Японии, быстро наращивающего импорт углеводородов – Китаю (второму после США потребителю энергии в мире), располагающим развитой инфраструктурой по переработке, транспортировке и хранению нефти, нефтепродуктов и газа Южной Кореи, транспортировке нефтепродуктов наименее приближены Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток. После удовлетворения внутренних потребностей восточных районов России в нефти, нефтепродуктах и газе возможна организация крупномасштабных поставок на новые для России азиатско-тихоокеанские рынки.

Нефтяной комплекс России играет значительную роль в социально-экономическом развитии страны, является важным элементом мирового рынка нефти. Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь (рис. 17). В этом регионе сосредоточено более 53% начальных суммарных ресурсов. Другие крупные нефтедобывающие регионы страны – Урало-Поволжский (14,2% от начальных суммарных ресурсов), Дальневосточный (3,0%), Северо-Кавказский (1,6%), а в перспективе – Восточно-Сибирский (10,5%) и шельф (12,4%).

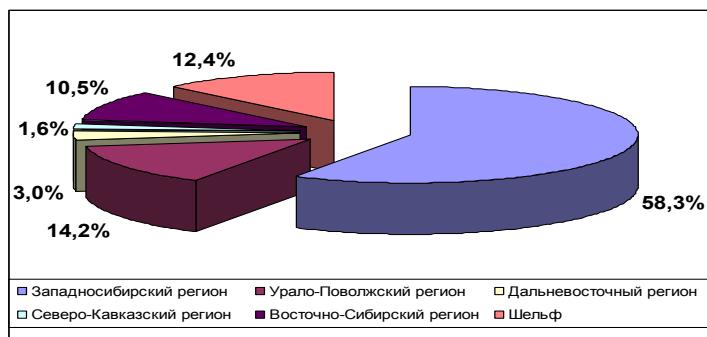


Рис. 17. Структура начальных суммарных ресурсов нефти

Газовая промышленность – один из наиболее стабильно работающих элементов топливно-энергетического комплекса и всей экономики России, крупнейший элемент мировой системы энергообеспечения. Доля газа в первичном топливно-энергетическом балансе страны составляет около 50%. Россия занимает первое место в мире по добыче, разведанным запасам и прогнозным ресурсам газа и обеспечивает около 25% его мирового производства. Россия – крупнейший в мире экспортёр газа, обеспечивающий более 40% международных поставок.

Начальные суммарные ресурсы свободного газа России составляют 236,15 трлн.куб. м, в том числе 160,3 трлн.куб. м – на суше и 75,8 трлн.куб. м

– на шельфе. Разведанные запасы свободного газа (включая газ газовых шапок) превышают 47,8 трлн.куб. м. Около 78% разведанных запасов газа сосредоточено в Западной Сибири (рис. 18), более 7% – на шельфе северных морей, 6,7% – в европейской части, около 8,5% – в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельф Охотского моря.

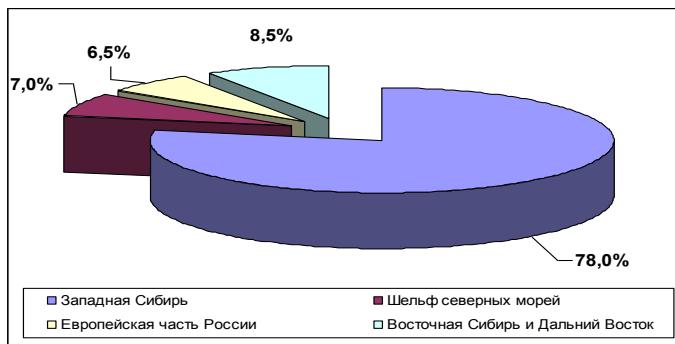


Рис. 18. Структура начальных суммарных ресурсов природного газа, %.

В энергопроизводящих, прежде всего, энергоизбыточных (экспортирующих энергоресурсы) странах, к которым относится Россия, главное условие обеспечения энергетической безопасности – это надежное и устойчивое функционирование отраслей ТЭК. Важнейший фактор долгосрочного развития ТЭК – расширенное воспроизведение минерально-сырьевой базы (ВМСБ) с учетом ожидаемых объемов внутреннего потребления и экспортных возможностей.

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства (табл. 22).

Начиная с 1994 г. приросты запасов нефти и газа существенно меньше, чем добыча этих полезных ископаемых. Объемы геологоразведочных работ не обеспечивают воспроизведение минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности. Превышение добычи над приростом запасов нефти составило в период 1994-2006 гг. более 1,2 млрд. т, газа – свыше 2,5 трлн.куб. м.

Для обеспечения прогнозируемых уровней добычи нефти и газа в период с 2010 до 2020 гг. на территории и акватории России необходимо выявить и разведать месторождения с суммарными запасами нефти свыше 8,5 млрд. т и газа около 15,5 трлн.куб. м. Общие ассигнования в ГРР за этот период должны составить свыше 40 млрд. долл., доля расходов на геологоразведку в инвестициях в upstream будет составлять от 10,8 до 14,9% (табл. 23).

табл. 22 в конце файла

табл. 23 в конце файла

Эти работы должны быть сконцентрированы в первую очередь в Западной Сибири, Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия), на шельфах российских морей (Баренцево, Карское, Печорское, Каспийское, Охотское).

Сценарии развития экономики и НГК

Сценарии развития НГК в Энергетической стратегии России до 2030 г. сформированы с учетом прогнозов социально-экономического развития страны на долгосрочную перспективу, состояния и перспектив расширения сырьевой базы, пространственного прогноза внутреннего и внешнего спроса. Согласно программе МЭРТ, основные варианты долгосрочного социально-экономического развития России определяются несколькими ключевыми факторами:

- степенью развития и реализации сравнительных преимуществ российской экономики в энергетике, науке и образовании, высоких технологиях и других сферах;
- динамикой развития институтов, определяющих предпринимательскую и инвестиционную активность и конкурентоспособность компаний;
- интенсивностью инновационного обновления обрабатывающих производств и динамикой производительности труда;
- динамикой развития транспортной и энергетической инфраструктуры;
- интенсивностью повышения качества человеческого капитала и формирования среднего класса;
- интеграцией евразиатского экономического пространства.

В зависимости от реализации этих факторов выделяются три качественных сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – *инерционного, энерго-сырьевого и инновационного развития*.

Сценарий *инерционного развития* характеризуется сохранением доминирования энерго-сырьевого комплекса в экономике при резком замедлении роста добычи и экспорта углеводородов и отставании в развитии транспортной и энергетической инфраструктуры. Среднегодовые темпы роста ВВП в 2011-2020 гг. не превысят 3-3,5%.

Сценарий *энерго-сырьевого развития* опирается на полное использование конкурентных преимуществ России в энергетическом секторе, устойчивое наращивание экспорта сырья и повышение глубины его переработки, и модернизацию транспортной инфраструктуры страны. Темп роста ВВП повышается до 5-5,5% в год.

Сценарий *инновационного развития* наряду с использованием конкурентных преимуществ в энерго-сырьевом секторе предполагает про-

рыв в повышении эффективности человеческого капитала и развитии высоко и среднетехнологичных производств. Российская экономика выходит на траекторию устойчивого роста с темпом около 6,4-6,5% в год. Инновационный сценарий выступает в качестве целевого для экономической политики, поскольку только он в полной мере позволяет реализовать стратегические ориентиры развития России.

За счет более полного внедрения передовых технологий добычи, совершенствования институциональной среды в НГК добыча нефти и газа в инновационном сценарии будет максимальной.

Устойчивые процессы, которые будут влиять на функционирование и развитие нефтегазового комплекса России, в ближайшие десятилетия:

(1) изменение географии добычи углеводородов в России:

- появление новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности на востоке страны (*Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), шельф дальневосточных морей*),
- развитие добычи нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и российском секторе Каспийского моря,
- снижение добычи в традиционных нефтегазовых районах европейской части страны, в первую очередь в Волго-Уральской и Северокавказской нефтегазоносных провинциях;

(2) изменение структуры 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 экспортных терминалов,
- формирование инфраструктуры сжиженного природного газа СПГ (заводов по сжижению, терминалов и др.), выход на международные рынки СПГ,
- модернизация НПЗ и расширение выпуска качественных нефтепродуктов для поставок на российский и международные рынки,
- расширение и изменение структуры поставок нефтепродуктов на внутренний и международные рынки в направлении увеличения доли высококачественных продуктов конечного назначения (дизельного топлива, бензина) при снижении поставок мазутов,
- продолжение газификации промышленности и коммунально-бытовой сферы, обеспечение извлечения всех ценных компонентов их природного и попутного газов,

(3) изменение структуры добычи углеводородов в мире:

- появление крупных центров в Каспийском регионе, рост добычи нефти и газа на Ближнем Востоке, в Северной и Западной Африке,

- ожидаемое падение добычи в Северном море, на континентальных месторождениях США, в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР);
- (4) изменение географической структуры спроса на нефть и газа на мировых рынках:
 - стабилизация потребления нефти и умеренный рост потребления газа в Западной Европе,
 - медленный рост потребления нефти и стабилизация потребления газа в Северной Америке,
 - быстрое увеличение потребления нефти и газа в странах АТР.

В этих условиях необходима модернизация российских систем транспорта нефти и газа, диверсификация основных направлений поставок внутри России и на экспорт.

Главным результатом диверсификации должно стать повышение надежности обеспечения нефтью, нефтепродуктами и газом экономики и населения страны, крупномасштабный выход России на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок, формирование поставок на тихоокеанское и расширение поставок на атлантическое побережье США при поддержании позиций на европейском направлении.

Основные проекты поддержания и наращивания поставок на атлантические рынки нефти и нефтепродуктов: (1) расширение Балтийской трубопроводной системы (БТС), (2) строительство БТС – II, (3) строительство нефтепровода Харьяга – Индига, (4) вывод на полную мощность перевалочного комплекса «Варандей», (5) ввод в эксплуатацию нефтепродукто-проводных комплексов «Северные ворота» и «Южные ворота», (6) строительство нефтепровода Бургас – Александруполис (рис. 19-22).

Крупнейшие газопроводные проекты на атлантическом направлении: «Северный поток» по дну Балтийского моря и «Южный поток» по дну Черного моря (рис. 23-24). В рамках реализации Штокмановского проекта предполагается строительство завода по сжижению газа и терминала СПГ на Кольском полуострове (рис. 25).

В связи с необходимостью в кратчайшие сроки выполнения стратегической задачи организации крупномасштабных поставок на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), особую значимость приобретает процесс развития и повышения эффективности геологоразведочных работ (ГРР) в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, формирование новой транспортной инфраструктуры. В этих условиях расширение и научное обеспечение процесса создания НГК Востока России становится стратегической задачей государства.



Рис. 19. Схема Балтийской трубопроводной системы
(источник ОАО «АК «Транснефть»)

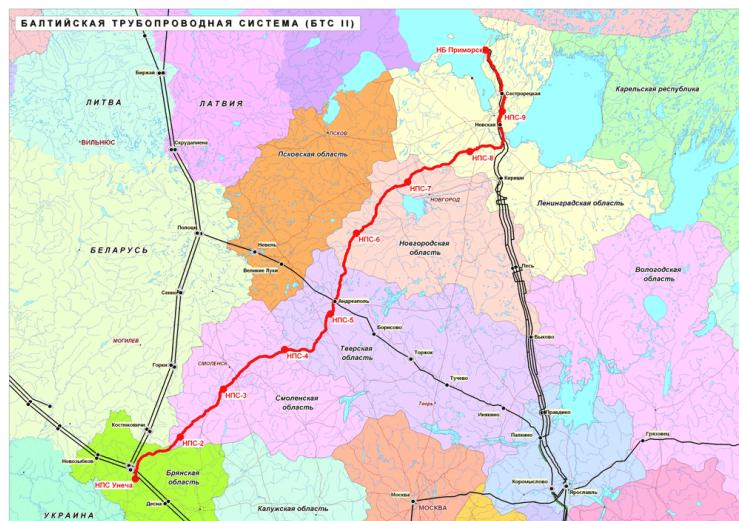


Рис. 20. Балтийская трубопроводная система (БТС II)
(источник: ОАО «АК«Транснефть»)



Рис. 21. Нефтепровод Харьяга – Индига (источник ОАО «АК«Транснефть»)

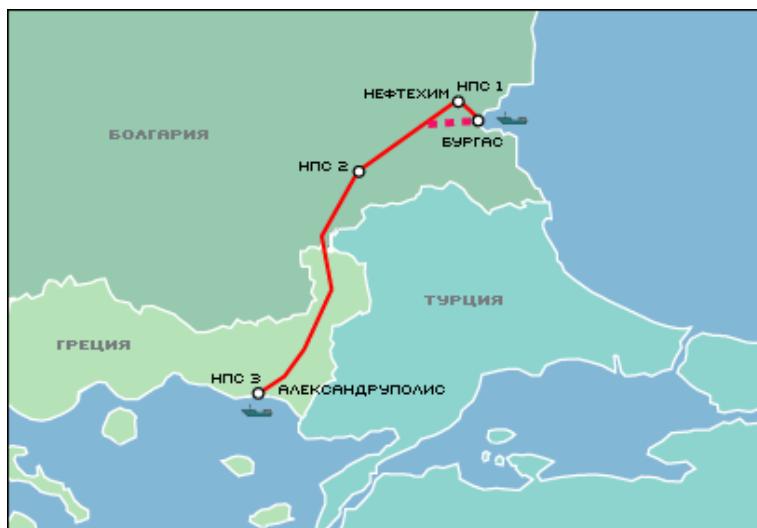


Рис. 22. Нефтепровод Бургас – Александруполис
(источник ОАО «АК«Транснефть»)

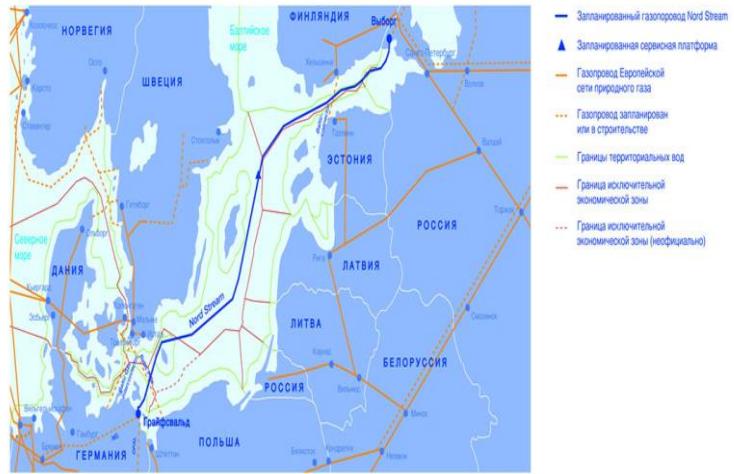


Рис. 23. Схема газопровода «Северный поток» (Nord Stream) »
(источник ОАО «Газпром»)

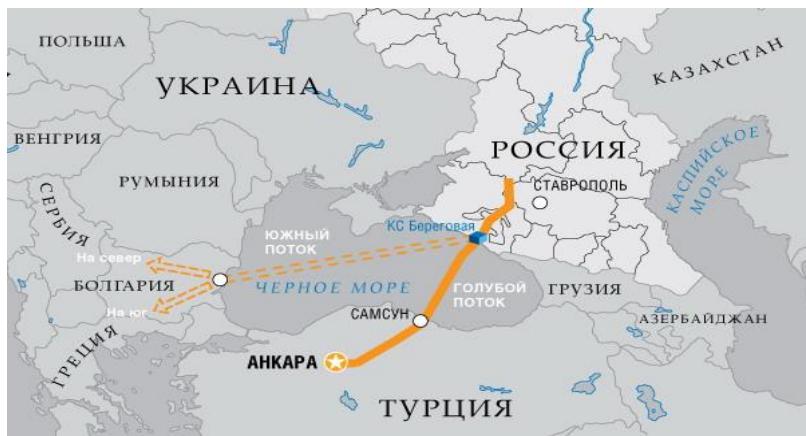


Рис. 24. Схема газопровода «Южный поток» (источник ОАО «Газпром»)



Рис. 25. Схема реализации Штокмановского проекта
(источник ОАО «Газпром»)

Стратегические цели развития НГК России.

Формирование новых центров на востоке страны

Нефтяная промышленность. Важнейшее условие долгосрочного развития нефтяной промышленности России – обеспечение национальной безопасности и обороноспособности страны путем государственного контроля над освоением стратегически значимых месторождений углеводородов, организации глубокой переработки нефти и газа с извлечением и утилизацией всех ценных компонентов, организации надежных поставок нефтепродуктов и продуктов нефтехимии на внутренний рынок для удовлетворения потребностей Вооруженных Сил, экономики и населения страны, развития гражданских и военных отраслей промышленности.

Стратегическими целями развития нефтяного комплекса являются:

- стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение растущего внутреннего спроса на нефть и продукты ее переработки;
- укрепление роли России как одного из глобальных экономических лидеров, обеспечение политических интересов России в мире;
- обеспечение стабильно высоких поступлений в доходную часть государственного бюджета;
- формирование устойчивого платёжеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики (обрабатывающей промышленности, сферы услуг, транспорта и т.п.).

- Для достижения этих целей предусматривается решение следующих основных задач развития нефтяного комплекса:
- рациональное использование разведанных запасов нефти, обеспечение устойчивого воспроизводства сырьевой базы нефтедобывающей промышленности;
- ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче, транспорте и переработке нефти;
- углубление переработки нефти, комплексное извлечение и использование всех ценных попутных и растворенных компонентов;
- *формирование и развитие новых крупных центров добычи нефти, в первую очередь в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), на шельфе острова Сахалин, и в перспективе на шельфе южных и арктических морей, Западно-Камчатском и Магаданском шельфах Охотского моря, шельфе Берингова моря;*
- развитие транспортной инфраструктуры комплекса для повышения эффективности экспорта нефти и нефтепродуктов, её диверсификация по направлениям, способам и маршрутам поставок на внутренние и внешние рынки; *своевременное формирование транспортных систем в новых нефтедобывающих регионах, в первую очередь, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России;*
- расширение присутствия российских нефтяных компаний на зарубежных рынках как в сегменте upstream, так и downstream – участие в производственных, транспортных, перерабатывающих и сбытовых активах за рубежом;
- усиление государственного регулирования в нефтегазовом комплексе и совершенствование налогового законодательства и законодательства в сфере недропользования, что должно обеспечить резкую активизацию геологоразведочных работ на распределенном и нераспределенном фондах недр, повышение коэффициента извлечения нефти, сбор, утилизацию и переработку попутного нефтяного газа, углубление нефтепереработки и рост качества нефтепродуктов, развитие нефтехимии.

Перспективные уровни добычи нефти в России в период до 2030 г. будут определяться в основном внутренним и внешним спросом на жидкое топливо и уровнем цен на него, развитостью транспортной инфраструктуры, географией, запасами и качеством разведенной сырьевой базы и темпами ее воспроизводства, налоговыми и лицензионными условиями, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений. При различных сценариях социально-экономического развития России и вариантах внешних условий будут достигнуты разные уровни добычи нефти (табл. 24).

Таблица 24

Прогноз добычи нефти в России до 2030 г., млн. т

Сценарий	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Оптимистичный	491	499	510	514	559	595	601	591
Благоприятный	491	499	509	512	551	582	578	560
Умеренный	491	499	509	510	544	566	560	540
Инерционный	491	499	509	510	535	550	540	520

При сочетании благоприятных внутренних и внешних условий добыча нефти в России в 2010 г. может составить 514 млн. т и возрасти к 2020 г. до 590 млн. т, достигнув максимума в 2021-2025 гг. с последующим небольшим снижением к 2030 г. Оптимистический и благоприятный сценарии могут быть реализованы только при последовательной и целенаправленной политике государства в области воспроизводства минерально-сырьевой базы и увеличении объемов геологоразведочных работ (глубокое бурение, геофизика, НИОМР) на распределенном фонде недр в 4–5 раз. Увеличение объемов геологоразведочных работ необходимо во всех регионах, но особенно в Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской и Охотоморской нефтегазоносных провинциях, а также на шельфах арктических морей.

Во всех сценариях рост добычи нефти до 2015–2017 гг. будет связан с вводом в разработку месторождений нефти в Ванкорско-Сузунском районе на северо-западе Красноярского края, месторождений вдоль трассы нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» в Красноярском крае, Иркутской области и Республике Саха (Якутия) (Верхнечонское, Талаканское, Среднеботуобинское, Юрубченко-Тохомское и др. месторождения), в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, на шельфе острова Сахалин и в российском секторе Каспийского моря.

Добыча нефти в России будет осуществляться как в традиционных нефтедобывающих районах (Западно-Сибирская, Волго-Уральская и Северокавказская провинции), так и в новых: на Севере европейской части (Тимано-Печорская провинция), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке (Лено-Тунгусская и Охотоморская провинции), на юге России (российский сектор Каспийского моря – Северо-Каспийская провинция).

В долгосрочной перспективе во всех сценариях будет повышаться роль Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Вариантный прогноз добычи нефти в России до 2030 г. по нефтегазоносным провинциям представлен в табл. 25.

Главной нефтяной базой страны на весь рассматриваемый период останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. В 2025–2026 гг. на второе место по добыче выйдет Лено-Тунгусская провинция.

В Ванкорско-Сузунском районе, который по геологическому строению входит в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию, добыча нефти начнется после 2010 г. и к 2020 г. достигнет 25 млн. т в год.

Таблица 25

Прогноз добычи нефти в России до 2030 г.
по нефтегазоносным провинциям, млн. т

Провинция	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Оптимистический сценарий								
Западно-Сибирская (без Красноярского края)	343	343	343	343	346	350	350	350
Западно-Сибирская (Красноярский край)					8	25	25	25
Северо-Кавказская	6	6	6	6	4	2	2	1
Лено-Тунгусская	1	3	7	10	38	61	78	80
Волго-Уральская	104	104	104	104	97	86	76	69
Тимано-Печерская	27	28	29	30	35	35	35	35
Северо-Каспийская					10	15	15	15
Охотоворская	10	15	21	21	21	21	20	16
Благоприятный сценарий								
Западно-Сибирская (без Красноярского края)	343	343	343	343	345	348	341	334
Западно-Сибирская (Красноярский край)					8	24	25	25
Северо-Кавказская	6	6	6	6	4	2	2	1
Лено-Тунгусская	1	3	7	10	35	56	69	70
Волго-Уральская	104	104	103	102	93	81	71	64
Тимано-Печерская	27	28	29	30	35	35	35	35
Северо-Каспийская					10	15	15	15
Охотоворская	10	15	21	21	21	21	20	16
Умеренный сценарий								
Западно-Сибирская (без Красноярского края)	343	343	343	343	342	341	332	324
Западно-Сибирская (Красноярский край)					7	20	25	25
Северо-Кавказская	6	6	6	5	4	2	2	1
Лено-Тунгусская	1	3	7	10	35	54	65	65
Волго-Уральская	104	104	103	101	90	78	66	59
Тимано-Печерская	27	28	29	30	35	35	35	35
Северо-Каспийская					10	15	15	15
Охотоворская	10	15	21	21	21	21	20	16
Иннерционный сценарий								
Западно-Сибирская (без Красноярского края)	343	343	343	343	338	334	321	313
Западно-Сибирская (Красноярский край)					7	18	25	25
Северо-Кавказская	6	6	6	5	4	2	2	1
Лено-Тунгусская	1	3	7	10	33	51	61	61
Волго-Уральская	104	104	103	101	87	74	61	54
Тимано-Печерская	27	28	29	30	35	35	35	35
Северо-Каспийская					10	15	15	15
Охотоворская	10	15	21	21	21	21	20	16

В период после 2010 г. будут сформированы Южно-Эвенкийский (Красноярский край) и Непско-Ботубинской (север Иркутской области и запад Республики Саха (Якутия) центры добычи нефти в Ленно-Тунгусской провинции. По оптимистичному сценарию добыча нефти здесь к 2020 г. достигнет 61-64 млн. т в год и к 2030 г. увеличится до 80 млн. т. По умеренному сценарию добыча нефти в 2020 г. составит 54-57 млн. т и к 2030 г. достигнет 65 млн. т.

На шельфе острова Сахалин добыча нефти к 2010 г. достигнет 20-21 млн. т в год и стабилизируется на этом уровне.

Газовая промышленность

Стратегическими целями развития газовой промышленности являются:

- обеспечение энергетической безопасности страны;
- стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего спроса на газ и договорных обязательств по поставкам газа на экспорт;
- развитие единой системы газоснабжения (ЕСГ) и *расширение ее на Восток России*, усиление на этой основе интеграции регионов страны;
- совершенствование организационной структуры газовой отрасли с целью повышения экономических результатов ее деятельности и формирования либерализованного рынка газа;
- обеспечение стабильных поступлений в доходную часть консолидированного бюджета и стимулирование спроса на продукцию смежных отраслей (металлургии, машиностроения и других);
- обеспечение политических интересов и усиление экономических позиций России в Европе и сопредельных государствах, а также в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Для достижения этих целей предусматривается решение следующих основных задач:

- рациональное использование разведанных запасов газа, обеспечение расширенного воспроизводства сырьевой базы отрасли;
- ресурсо- и энергосбережение, сокращение потерь и снижение затрат на всех стадиях технологического процесса при подготовке запасов, добыче и транспорте газа;
- комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов попутного и природного газа; развитие газоперерабатывающей и гелиевой промышленности;
- формирование и развитие новых крупных газодобывающих районов и центров в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на полуострове Ямал и на шельфах арктических и дальневосточных морей;

- организация производства сжиженного природного газа, синтетического сжиженного топлива и диверсификация экспорта по видам экспортимого сырья;
- реконструкция и модернизация действующей газотранспортной системы на новой технологической основе, способствующей газосбережению;
- развитие газотранспортной инфраструктуры для использования возможности освоения новых газодобывающих районов и диверсификации экспортных поставок газа;
- своевременное формирование и реализация национальных (государственных и отраслевых) научно-инновационных программ с привлечением академической, вузовской и отраслевой науки и направленных на решение ближайших и стратегических задач развития газовой и нефтяной отраслей;
- совершенствование и реализация оптимизационной модели развития газовой отрасли, обеспечивающей комплексную оптимизацию производственных и финансовых программ соответствующих отраслей с выбором технологически реализуемых и экономически оправданных вариантов развития добычи и межрегионального транспорта газа в сочетании с изменением хозяйственных отношений в этих отраслях и расчетом финансового состояния основных газовых компаний;
- разработка и реальное применение системы мониторинга развития газовой отрасли как составной части развития ТЭК в сочетании с экономикой страны в целом.

Прогнозируемые объемы добычи газа в стране будут существенно различаться в зависимости от того или иного варианта социально-экономического развития России. В прогнозе развития энергосырьевого сектора России на долгосрочную перспективу в части развития газовой промышленности возможны два сценария.

Инерционный сценарий ориентирован на продолжение интенсивной разработки месторождений УВ для удовлетворения потребности экономики и наращивания экспорта газа. Инновационно-прорывной сценарий предполагает, что государство и предприниматели потратят значительные средства на освоение принципиально новых ресурсосберегающих технологий и их научное обоснование в разведке, добыче, транспорте и использовании УВ сырья, на повышение комплексности их переработки и замену альтернативными источниками энергии.

Добыча газа в рассматриваемой перспективе будет осуществляться и развиваться как в традиционных газодобывающих районах, основным из которых является Западная Сибирь, так и в новых нефтегазовых провинциях: в *Восточной Сибири и на Дальнем Востоке*, на Европейском Севере (включая шельф арктических морей) и полуострове Ямал (табл. 26).

Таблица 26

Прогноз добычи газа в России до 2030 г. по макрорегионам, млрд. куб. м
(по сценариям)

Показатель	2010	2015	2020	2025	2030
Инновационный сценарий					
Эксплуатируемые месторождения	600	648	380	280	200
Планируемые к вводу в промышленную эксплуатацию открытые месторождения	90	250	390	520	650
Всего	690	735	770	800	850
<i>в том числе:</i>					
Европейские районы	60	80	100	120	140
Западная Сибирь	608	585	580	575	570
Восточная Сибирь и Дальний Восток	22	70	90	105	140
Энергосырьевой сценарий					
Эксплуатируемые месторождения	590	470	360	270	200
Планируемые к вводу в промышленную эксплуатацию открытые месторождения	90	240	380	500	600
Всего	680	710	740	770	800
<i>в том числе:</i>					
Европейские районы	52	75	90	115	125
Западная Сибирь	606	580	570	560	550
Восточная Сибирь и Дальний Восток	22	55	80	95	125

Крупным районом газодобычи станет Восточная Сибирь. Здесь, а также в сопредельных районах Дальнего Востока (Республика Саха) добыча газа будет развиваться на базе освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения в Иркутской области, Чаядинского нефтегазоконденсатного месторождение в Республике Саха (Якутия), нефтегазоконденсатных месторождений в Красноярском крае, а также шельфовых месторождений на Сахалине. Развитие газовой промышленности в этом регионе будет исходить из:

- приоритетности удовлетворения спроса на газ российских потребителей и создания максимально благоприятных условий для социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- координации и оптимизации развития газовой промышленности на востоке России с целью повышения экономической эффективности перспективных проектов освоения месторождений и транспортировки газа;
- необходимости повышения надёжности газоснабжения страны посредством расширения ЕСГ на Восток России.

При благоприятных условиях ежегодная добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может увеличиться до 22 млрд.куб.м к 2010 г., до 90 млрд.куб.м к 2020 г., до 140 млрд. куб. м к 2030 г. В усло-

виях энергосырьевого варианта добыча газа на востоке России будет ниже: порядка 25-30 млрд.куб.м в 2010 г. и 55-95 млрд.куб.м в 2020 г.

Необходимы меры специальной поддержки инвестиций как в развитие газоперерабатывающих (комплексное извлечение всех добываемых углеводородных и неуглеводородных компонентов природного и попутного нефтяного газа), так и газохимических производств. *Освоение гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока потребует развития гелиевой промышленности и строительства ряда крупных ГПЗ и подземных хранилищ гелиевого концентратата в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия).*

Перспективы развития инфраструктуры трубопроводного транспорта для поставок нефти и газа из восточных регионов России (Сибирь, Дальний Восток) на новые внешние рынки: АТР, тихоокеанское побережье США

Важнейшими задачами развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса являются:

- обеспечение условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов страны;
- формирование новых внутрироссийских и экспортных потоков нефти и газа;
- расширение транзита нефти, нефтепродуктов и газа по российской территории;
- обеспечение экспорта нефти, нефтепродуктов и газа, минуя таможенную территорию сопредельных государств;
- обеспечение баланса между необходимыми объемами транспорта нефти и газа и пропускной способностью транспортной системы, при котором для оперативного учета спроса на рынке транспортная система должна иметь резерв пропускной способности в каждый отрезок времени;
- обеспечение сбалансированного развития нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой промышленности, включая согласованное по объемам и синхронизированное во времени создание систем нефтепроводов, газопроводов, продуктопроводов, а также инфраструктуры комплексной переработки и химии углеводородов.

Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в Китай, Японию, Корею и другие страны АТР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, строительство заводов по переработке и сжижению природного газа, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата (рис. 26).

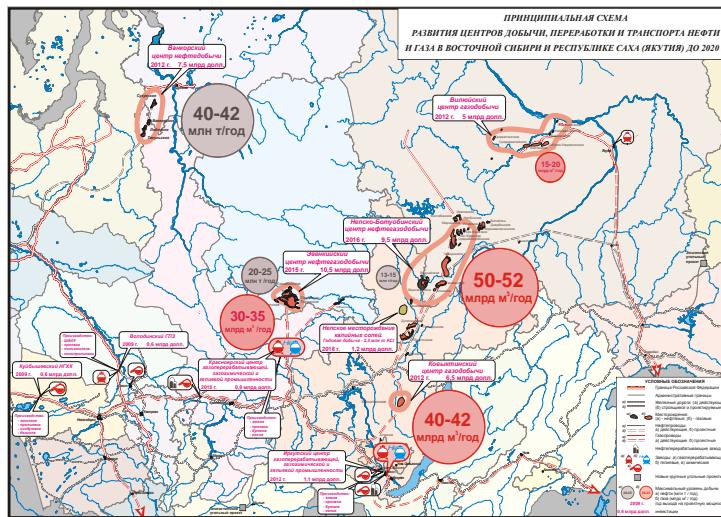


Рис. 26. Схема формирования новых центров НГК в Восточной Сибири

Важнейший нефтетранспортный проект: строящийся в настоящее время магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан с терминалом в бухте Козьмино (в районе Находки) и возможным отводом на Китай (в районе Сковородино). Проектная мощность нефтепровода – 80 млн. т в год, в том числе первой очереди, завершение строительства которой намечено на 2009 год – 30 млн. т в год (рис. 27).

Строительство первой очереди ведется со стороны Тайшета и со стороны Сковородино. Согласно поручению Президента России, трасса нефтепровода будет проходить за водосборной зоной озера Байкал, по территории с низкой сейсмичностью и высоко перспективной на нефтегазоносность. Маршрут нефтепровода проходит вдоль трассы БАМ по линии Тайшет – Усть-Кут, от Усть-Кута – в северо-восточном направлении по левому берегу Лены (за водоохранной зоной) до Талаканского месторождения, что позволяет существенно сократить проектно-изыскательские работы и строительство в целом. Далее маршрут обходит город Ленск с северной стороны, пересекает Лену в районе Олекминска и уходит на восток до города Алдан. От Алдана трасса идет в южном направлении, минуя Нерюнгри, до поселка Тында и далее на Сковородино. Строительство второй очереди нефтепровода предполагает выход к российским портам на Тихом океане; возможно также сооружение нефтепровода – отвода в Китай в районе Сковородино. Прокладка нефтепровода вдоль Лены позволяет использовать реку в качестве транспортной магистрали для доставки грузов и техники. Кроме этого, грузы будут поступать по железной дороге, а также воздушным

транспортом, рассматривается возможность устройства дополнительных проездов и дорог.

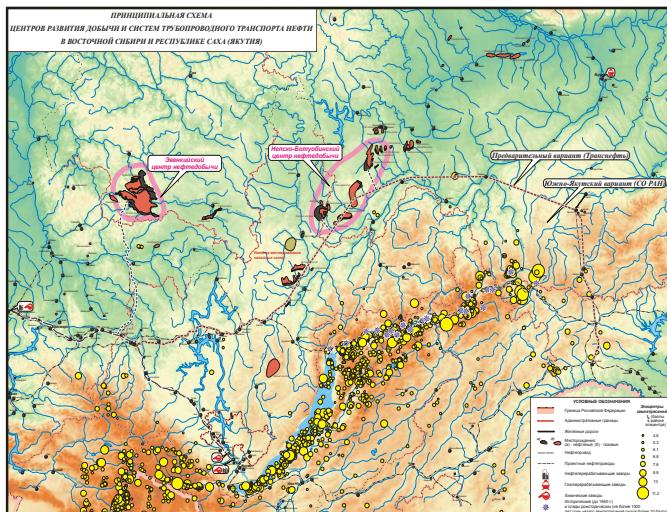


Рис. 27. Схема прохождения нефтепровода
Восточная Сибирь – Тихий Океан

Трасса нефтепровода проходит по территории высокоперспективной для поисков нефти; находится в непосредственной близости от открытых месторождений, что делает регион в целом более привлекательным для инвестиций в геологоразведку и разработку месторождений нефти и газа, ускорит ввод в разработку отдельных открытых и прогнозируемых к открытию месторождений; резко снизит инвестиции, необходимые для создания транспортной инфраструктуры и уменьшит сроки окупаемости проектов; снизит затраты на транспорт восточносибирской и якутской нефти до Сковородино.

Планируется строительство подводящих нефтепроводов от месторождений Талакан – Верхнечонской зоны нефтегазонакопления (ТВЧЗ) до ВСТО, а также нефтепровода подключения Юрубченено-Тохомская зона нефтегазонакопления (ЮТЗ) – Пойма. В результате будет сформирован новый канал для поставок в восточном направлении как западносибирской, так и восточносибирской нефти.

При формировании на востоке России новой системы транспорта газа целесообразно строительство новых газопроводов: Ковыктинское месторождение – Саянск – Проскоково (соединение с ЕСГ), Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское место-

рождение – Саянск – Ангарск – Иркутск – Улан-Удэ – Чита. Для экспорта в восточном направлении 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. После 2010 г., 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 (Ryeontaek) – Сеул; (2) Чита – Сковородино – Хабаровск – Владивосток – Находка со строительством отвода на Китай в районе Дальнереченска и терминала СПГ в Находке.

В утвержденной Минпромэнерго РФ «Программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учётом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» предложены *альтернативные варианты транспортировки газа*.

Вариант «Запад» предполагает строительство магистрального газопровода от Ковыктинского месторождения через Балаганск на запад в направлении Проскоково, где соединится с Единой системой газоснабжения (ЕСГ). Месторождения Красноярского края будут подключены к нему в районе Нижней Поймы. Основные участки трассы: «Ковыктинское – Балаганск – Проскоково», «Балаганск – Иркутск», «Собинское, Юрубченское – Богучаны – Пойма»). Поставки на экспорт будут осуществляться из Ковыктинского месторождения и месторождений Республики Саха по газопроводу, который пройдет севернее Байкала с выходом в северо-восточные районы Китая и далее через Желтое море в Корею. Его основные участки: «Ковыктинское, Чаяндинское – Кунерма – Забайкальск – Шенъян – Далянь – Сеул». На основе сырьевой базы месторождений шельфа о-ва Сахалин (проекты Сахалин-1, Сахалин-2) будет построен газопровод на юг острова с заводом и терминалом СПГ в п. Пригородное и через Комсомольск-на-Амуре, Хабаровск – во Владивосток, проведена газификация Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев.

В варианте «Центр» планируется создать три автономные системы газопроводов. Первая предполагает, как и в варианте «Запад», поставки газа месторождений Иркутской области и Красноярского края по тому же маршруту в ЕСГ. Вторая система предусматривает сооружение газопровода для экспорта газа из Республики Саха в Китай по маршруту: «Чаяндинское – Благовещенск – Шенъян». В третьей системе, в отличие от варианта «Запад», где газопровод, проходящий через Хабаровский и Приморский край, заканчивается во Владивостоке, предполагается продлить его по дну Японского моря в Республику Корея.

В рамках рекомендуемого варианта «Восток-50» не предполагается расширять добычу газа в Иркутской области (вывод на полную мощность Ковыктинского месторождения практически замораживается). Поставки газа с месторождений Красноярского края, как и в первых двух вариантах, будут направлены в ЕСГ. Вместе с тем, за счет существующих и прогнозируемых к открытию месторождений шельфа о-ва Сахалин предполагается газифицировать Сахалинскую область, Хабаровский и Приморский края, а также организовать экспорт трубопроводного газа в Корею по дну Желтого моря по маршруту «Владивосток – Сеул» и в Китай по маршруту «Дальнереченск – Харбин – Шэньянь» (рис. 28).



Рис. 28. Схема освоения газовых ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока Вариант «Восток» - 50 (источник ОАО «Газпром»)

Важнейший проект по выходу на энергетические рынки АТР – газопровод «Алтай», предполагающий крупномасштабные поставки западносибирского газа в западные районы Китая (рис. 29). Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться (в зависимости от сроков решения вопроса о ценах и гарантиях закупок) начиная с 2012-2015 гг. через территорию Алтайского края и Республики Алтай с подключением к транскитайским газопроводам «Запад – Восток», «Запад – Восток-2» и «Запад – Юг». Это предполагает строительство магистрального газопровода в транспортном коридоре «ЯНАО (КС Пурпейская) – Сургут – Кузбасс – Алтай – Китай». Протяженность трассы до границы с КНР составляет около 2670 км.

Впервые этот вариант трассы магистрального газопровода для поставок западносибирского газа в южные районы Сибири и на экспорт в Китай был предложен СО РАН в 1998 г. в исследовании, проведенном по заказу ОАО «Газпром», как альтернатива предлагавшемуся тогдашним руководством концерна труднореализуемому северному маршруту «СРТО – Подкаменная Тунгуска – Дальний Восток – Китай».

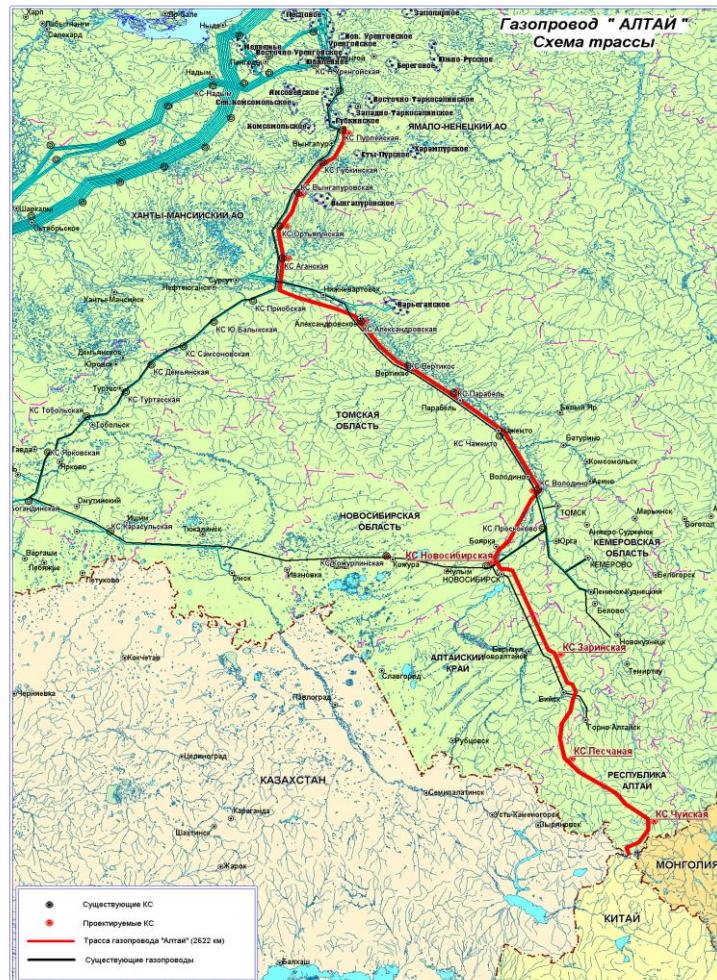


Рис. 29. Схема строительства газопровод «Алтай»
(источник ОАО «Газпром»)

В ближайшие годы будет происходить интенсивное наращивание поставок нефти и газа с о-ва Сахалин. На первом этапе не интегрированные в восточносибирскую систему нефтегазообеспечения проекты поставок нефти и газа с месторождений шельфа о-ва Сахалин должны обеспечивать газификацию Сахалинской области и Хабаровского края, загрузку Комсомольского и Хабаровского НПЗ, экспортные поставки. К настоящему времени действует новый нефтепровод Северный Сахалин – порт Де Кастири. В ближайшее время будут введены в промышленную эксплуатацию нефе- и газопроводные проекты: (1) Северный Сахалин – Южный Сахалин со строительством на юге острова завода по сжижению газа и терминалов по отгрузке СПГ и нефти, (2) Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск (рис. 30-31). В дальнейшем эти трубопроводы могут быть соединены с системами нефте- и газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток в районе Хабаровска.

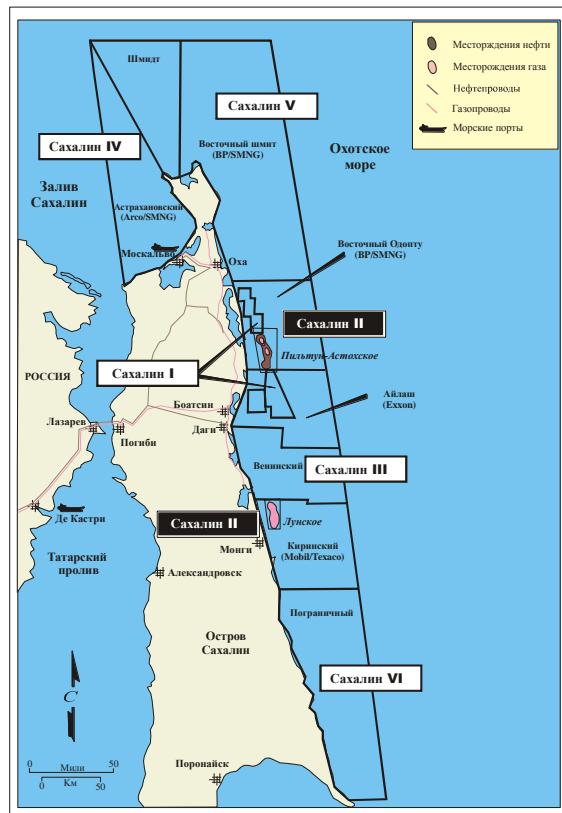


Рис. 30. Схема лицензионных участков проектов Сахалин-I-VI

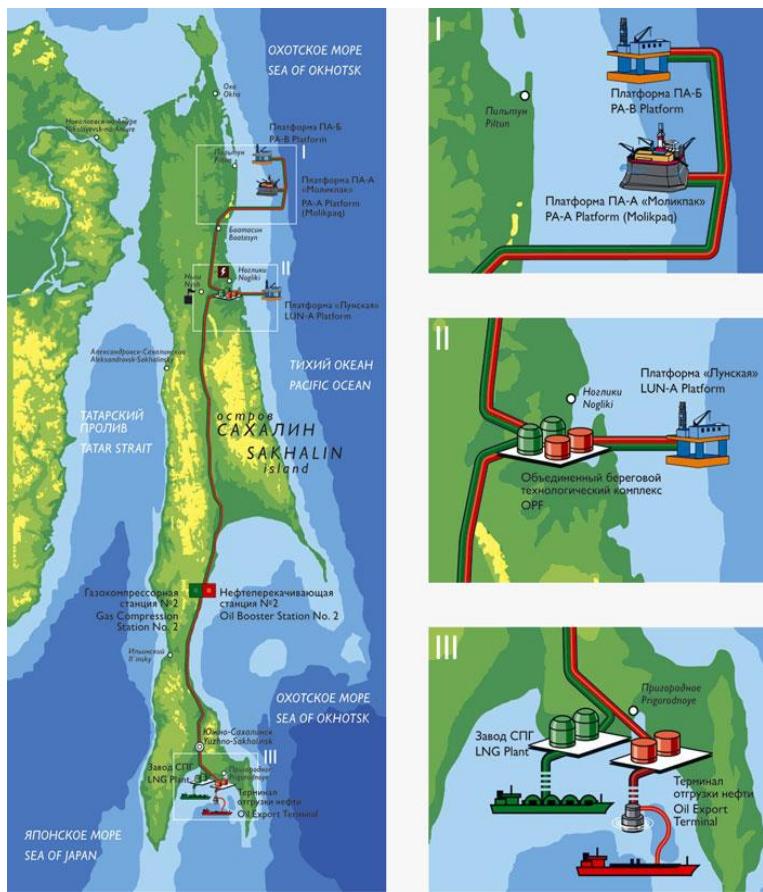


Рис. 31. Схема реализации проекта Сахалин-II (источник Sakhalin Energy)

В перспективе через территории Восточной Сибири и Дальнего Востока в Японию, Корею, северо-восточные районы Китая, западные районы США могут быть организованы поставки газа из Западной Сибири с отгрузкой СПГ в портах Тихого океана. Экспорт СПГ из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа может проводиться с использованием Северного морского пути.

Выводы

Стратегия развития нефтегазового комплекса России, предполагающая надежное обеспечение экономики и населения страны нефтью, нефтепродуктами и газом, реализацию экономических интересов и геополитических целей страны на традиционных и новых международных рынках предполагает учет устойчивых тенденций и долгосрочных прогнозов развития российской экономики и глобальной системы энергообеспечения.

Свойство современной высококонцентрированной глобальной экономики – повышение уровня энергопотребления при изменении региональной и отраслевой структуры спроса на энергию и энергоносители. Суммарное потребление энергетических ресурсов в мире за 1970–2007 гг. почти в 1,8 раза превысило объем их использования за весь предшествующий период развития человеческой цивилизации. В этот же период сформировались технологические системы, в значительной мере определяющие современное экономическое развитие. Произошли крупные сдвиги в технологиях добычи (производства), транспортировки и использования энергии, имела место интернационализация энергообеспечения.

До начала 80-х годов XX века основной прирост использования энергии в значительной мере происходил за счет развитых стран (Европейский Союз, США, Япония и др.). В последние десятилетия наиболее быстро спрос на энергетические ресурсы, прежде всего на нефть и газ, возрастил в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР), где энергопотребление возрастало под влиянием демографических (рост численности населения), экономических (преимущественно экстенсивный рост экономики, индустриализация), технологических (изменение технологической структуры промышленности и транспорта, быстрая моторизация) и экологических (ограничения на использование угля) факторов.

В современных условиях критический уровень цены нефти, после которого процессы вытеснения нефти из технологических систем экономики будут происходить наиболее интенсивно составляет: для Европейского рынка 80-95 долл./бар (в структуре относительных цен 2007 г.), и в последние годы в странах ЕС уже наблюдается сокращение потребления нефти; для Северо-Американского рынка – 110-120 долл./бар. Наименее чувствительна к ценам на нефть китайская экономика, что связано с высоким положительным сальдо внешней торговли, позволяющим дотировать низкие внутренние цены вне зависимости от конъюнктуры международных энергетических рынков. Китайская экономика в состоянии адаптироваться к уровню международных цен 150-180 долл./бар без существенного снижения положительного сальдо текущих операций торгового баланса. Соответственно, Азиатско-Тихоокеанский рынок нефти будет оставаться наиболее привлекатель-

ным по ценовому фактору, при этом прогнозируется, что в перспективе «азиатская премия» к цене нефти будет увеличиваться.

В связи с ростом доли СПГ в структуре мировой торговли природным газом, а также повышения технологической эффективности и гибкости поставок цена на природный газ перестанет быть напрямую «привязанной» к ценам на нефть. Цена энергетической единицы природного газа будет сближаться с соответствующим показателем для нефти. При этом разница цен на сетевой природный газ и СПГ будет снижаться.

Открытие в последние годы в Китае, Индии, Вьетнаме ряда крупных месторождений нефти и газа – в Бохайваньском заливе, Бенгальском заливе, Южно-Китайском море и др. – является фактором, способствующим развитию в странах региона инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию углеводородов. Удовлетворить растущие внутренние потребности ни сейчас, ни в будущем эти открытия не смогут, поэтому косвенно стимулируют наращивание нетто-импорта в долгосрочной перспективе.

Ожидается сокращение добычи нефти практически во всех внутриконтинентальных бассейнах США. Значительным будет и падение этого показателя на Аляске, в особенности на гигантском месторождении Прадхо-Бей. Увеличение добычи нефти и конденсата на планируемых к вводу месторождениях в Мексиканском заливе не смогут компенсировать падение этого показателя в традиционных районах.

Наличие значительных природных ресурсов и технологических возможностей их глубокой переработки – важные конкурентные преимущества России в современном международном экономическом порядке. Устойчивое развитие добывающих отраслей, комплексное извлечение и использование всех ценных компонентов – важнейшее условие обеспечения экономической безопасности страны и долгосрочного коммерчески эффективного технологического развития нефтегазового комплекса страны.

После удовлетворения внутренних потребностей в нефти, нефтепродуктах и газе, нефте- и газохимической продукции, гелий Россия имеет возможность поддерживать позиции на традиционном европейском рынке и организовать крупные поставки на новые для российских компаний перспективные рынки АТР и США.

Основные проекты поддержания и наращивания поставок на атлантические рынки нефти и нефтепродуктов: (1) расширение Балтийской трубопроводной системы (БТС), (2) строительство БТС – II, (3) строительство нефтепровода Харьяга – Индига, (4) вывод на полную мощность перевалочного комплекса «Варандей», (5) ввод в эксплуатацию нефтепродукто-проводных комплексов «Северные ворота» и «Южные ворота», (6) строительство нефтепровода Бургас – Александруполис. Крупнейшие газопро-

водные проекты на атлантическом направлении: «Северный поток» по дну Балтийского моря и «Южный поток» по дну Черного моря.

Для организации крупных поставок нефти и газа российским потребителям и на экспорт в Китай, Японию, Корею и другие страны АТР, тихоокеанское побережье США в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо формирование системы сверхдальнего трубопроводного транспорта, строительство заводов по переработке и сжижению природного газа, создание инфраструктуры для отгрузки нефти, нефтепродуктов, СПГ и конденсата.

Важнейший нефтетранспортный проект на тихоокеанском направлении: строящийся в настоящее время магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан с терминалом в бухте Козьмино (в районе Находки) и возможным отводом на Китай (в районе Сковородино). Планируется строительство подводящих нефтепроводов от месторождений Талакан – Верхнечонской зоны нефтегазонакопления до ВСТО, а также нефтепровода подключения Юрубченко-Тохомская зона нефтегазонакопления – Пойма. В результате будет сформирован новый канал для поставок в восточном направлении как западносибирской, так и восточносибирской нефти.

При формировании на востоке России новой системы транспорта газа целесообразно строительство новых газопроводов: Ковыктинское месторождение – Саянск – Проксково (соединение с ЕСГ), Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское месторождение – Саянск – Ангарск – Иркутск – Улан-Удэ – Чита. Для экспорта в восточном направлении 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 (Pyeontaek) – Сеул; (2) Чита – Сковородино – Хабаровск – Владивосток – Находка со строительством отвода на Китай в районе Дальнереченска и терминала СПГ в Находке.

Крупнейший проект по выходу на энергетические рынки АТР – газопровод «Алтай», предполагающий поставки западносибирского газа в западные районы Китая. Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться (в зависимости от сроков решения вопроса о ценах и гарантиях закупок) через территорию Алтайского края и Республики Алтай с подключением к трансскитайским газопроводам «Запад – Восток», «Запад – Восток-2» и «Запад – Юг». Это предполагает строительство магистрального газопровода в

транспортном коридоре «ЯНАО (КС Пурпейская) – Сургут – Кузбасс – Алтай – Китай».

В ближайшее время будут введены в промышленную эксплуатацию (частиенно они уже реализованы) нефе- и газопроводные проекты: (1) Северный Сахалин – Южный Сахалин с заводом по сжижению газа и терминалами по отгрузке СПГ и нефти, (2) Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск. В дальнейшем эти трубопроводы могут быть соединены с системами нефе- и газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток в районе Хабаровска.

Необходимо совершенствование организационно-экономических условий работы НГК, активное участие государства в геологоразведочных работах, создании транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, оказание дипломатической и политической поддержки деятельности российских нефтегазовых компаний на международных рынках – все это позволит обеспечить устойчивое функционирование нефтяной и газовой промышленности, реализации коммерческих интересов российских компаний на традиционных и новых зарубежных рынках, обеспечение национальной безопасности страны и geopolитических интересов России в мире.

Список литературы

- Алекперов В.Ю. Нефть России. Взгляд топ-менеджера. М.: Классика, 2001. 143 с.
- Брагинский О.Б. Мировая нефтегазовая промышленность. М.: Наука, 2003. 556 с.
- Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Нефтегазоносные бассейны мира, М.: Недра, 1986. С. 3-27, 160-225.
- Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции / Пер. с англ. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2000. 352 с.
- Добрецов Н.Л., Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Кулешов В.В., Суслов В.И. Стратегия социально-экономического развития Сибири: научные основы и начало реализации // Стратегии макрорегионов России: Методологические подходы, приоритеты и пути реализации. М.: Наука, 2004. Гл. 7. С. 479-592.
- Еглин В.В., Коржубаев А.Г., Суслов В.И. Транспортная инфраструктура востока России // Нефтегазовая вертикаль. 2005. № 7. С. 47-54.
- Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Пер. с англ. М.: ДеНова, 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 (Долгано-Ненецкого) и Эвенкийского автономных округов. Красноярск: Совет Администрации Красноярского края, 2005. 140 с.
- Клецев 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. № 4. 1996. С. 4-10.
- Конопляник А.А. Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России) // Материалы второго заседания открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса». Рук. А.С. Некрасов. М.: ИНПГРАН, 2000. С. 5-74.
- Конторович А.Э., Добрецов Н.Л., Лаверов Н.П., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. Энергетическая стратегия России в ХХI веке // Вестник Российской Академии наук. Т. 69. 1999. №9. С. 771-784.
- Конторович А.Э., Конторович А.А., Коржубаев А.Г. Нефть и газ в ХХI веке // ЭКО. 2001. № 2. С. 94-110.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. Энергия рождает энергию. Энергетика в устойчивом развитии мирового сообщества. ЭКО, 2002, № 8. С. 54-67.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Методология классификации запасов и ресурсов энергетического сырья. Регион: экономика и социология. №3, 2006. С. 57-69.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Роль России в стабилизации мировых рынков нефти и газа с учетом международных тенденций в сфере энергообеспечения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2007. № 2. С. 13-25.
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Коржубаев А.Г., Сафонов А.Ф. Принципиальные вопросы развития НГК Восточной Сибири и Дальнего Востока // Проблемы Дальнего Востока. 2007. № 1. С. 31-40.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Курчиков А.Р. На переломе. Стратегия развития нефтяной промышленности России в первые десятилетия ХХI в. // Нефть России, № 4, № 5, 2004, с. 3-21, 28-43.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Воспроизводство запасов топливно-энергетических ресурсов // Природные ресурсы антропосферы: воспроизводство, стоимость, рента / Отв. ред. К.К. Вальтух. М.: Янус-К, 2002. С. 59-110.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р. и др. Информационные оценки и основные технико-экономические показатели нефте- и газодобычи // Информационная теория стоимости и системные экономические оценки природных ресурсов / Отв. ред. К.К. Вальтух. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. С. 344-373.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Европа останется основным импортером российской нефти // Мировая энергетика. 2006. № 8. С. 31-38.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Мировая система обеспечения энергетическими ресурсами: региональные центры, устойчивые тенденции, политика России // Нефтяное хозяйство, №1, 2004, с. 24-28.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. Стратегия устойчивого развития мирового сообщества и мировая энергетика // Межгосударственная конференция «Научное наследие В.И. Вернадского в контексте глобальных проблем цивилизации». М.: Издательский дом «Ноосфера», 2001. С. 365-379.

- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. В чем ошибки российского ТЭК? // Нефть России. 2005. № 7-8. С. 11-17.
- 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. Сверхприбыль на службе отрасли // Нефть и Капитал. 2004. № 7-8. С. 12-15.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Лившиц В.Р., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Природные ресурсы России: территориальная локализация, экономические оценки. Глава 2. Запасы и информационные оценки энергетического сырья. Глава 7. Рента в нефтяной промышленности. Отв. ред. К.К. Вальух, В.М. Соколов / Новосибирск: Изд-во СО РАН. С. 86-111, 276-301.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Пак В.А. Гелий: состояние и перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2005. № 7. С. 55-67.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Санеев В.А. Генплан для Востока России // Нефтегазовая вертикаль. 2004. № 17. С. 14-21.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Сафонов А.Ф. Лишних труб не будет. О создании единой системы транспортировки углеводородов на востоке России // Нефть и Капитал. 2004. № 6. С. 33-39.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. "Покорение" Азии. Какова должна быть позиция России в вопросе поставок природного газа в страны АТР? // Нефть России. 2008. № 1, № 2. С. 12-17; 20-24.
- Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Возможности ресурсного обеспечения строительства нефтепровода «Восточная Сибирь Тихий океан» // Перспективы энергетики, 2007, том II, номер I. С. 19-28.
- Коржубаев А.Г. Инфраструктура транспорта нефти и газа: приоритетные направления развития // ЭКО. 2005. № 4. С. 141-152.
- Коржубаев А.Г. Инфраструктура транспорта нефти и газа: приоритетные направления развития // ЭКО. 2005. № 4. С. 141-152.
- Коржубаев А.Г. Некоторые закономерности формирования мировых цен на нефть // ЭКО. 2000. № 6. С. 141-154.
- Коржубаев А.Г. Состояние и перспективы развития системы энергообеспечения в Азиатско-Тихоокеанском регионе и усиление позиций России // Методы анализа и моделирования динамики экономических процессов / Отв. ред. В.Н. Павлов, Л.К. Казанцева. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2002. 132-149.
- Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. Ключ к Восточной Сибири // Нефть России. 2007. № 5. С. 22-31.
- Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. Ковыктинский проект: проблемы и перспективы // Регион: экономика и социология. 2007. № 3. С. 210-230.
- Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. Проблемы и перспективы освоения крупнейшего в Восточной Сибири Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Oil&Gas Journal Russia. 2007. № 3. С. 21-33.
- 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. Особенности деятельности иностранных компаний в нефтяной и газовой промышленности России // Нефть России. 2007. № 3, № 4. С. 21-27 (№ 3), 26-35 (№ 4).
- Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Светлое будущее в углеводородных тонах // Нефть России. 2007. № 7, № 8. С. 37-45; 51-57.
- 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. 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. Особенности ценообразования на нефть в ХХ веке // Теоретические и практические закономерности современной экономики / Отв. ред. А.Г. Коржубаев. Новосибирск: НГУ, 2000. С. 37-48.
- Коржубаев А.Г. Российские нефтегазовые компании на фоне крупнейших транснациональных компаний мира // ЭКО. 2005. № 2. С. 143-159.

- Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Современное состояние и прогноз развития нефтяного рынка Азиатско-Тихоокеанского региона // Минеральные ресурсы. 2004. № 1. С. 82–99.
- Краснов О.С. Формирование стратегии подготовки и освоения минерально-сырьевой базы нефтедобывающей промышленности. Новосибирск: Сибирское соглашение, 2000. 284 с.
- Крюков В.А. Интегрированные корпоративные структуры в нефтегазовом секторе: пройденный путь и необходимость перемен // Российский экономический журнал. 2004. № 2. С. 30–41.
- Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н. и др. Региональные аспекты реформирования налоговой системы в нефтегазовом секторе России. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2001. 160 с.
- Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н. и др. Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2002. 168 с.
- Крюков В.А., Токарев А.Н. Недропользование и социально-экономическое развитие сырьевых территорий с позиций российского федерализма // Регион: экономика и социология. 2003. № 4. С. 15–36.
- Крюков В.А. Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе теоретические основы и российская практика // Материалы девятого заседания открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса». Рук. А.С. Некрасов. М.: ИИП РАН, 2000. С. 5–97.
- Кулешов В.В. Экономика Сибири: состояние и перспективы // ЭКО. 1998. № 3. С. 11–17.
- Лаверов Н.П., Хомяков П.М. Влияние глобальных изменений природной среды. Москва: USSR.RU. 1998. 104 с.
- Мастепанов А.М. Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. Москва, 1999. 231 с.
- Мастепанов А.М. Топливно-энергетический комплекс России на рубеже века: состояние, проблемы и перспективы развития. М., 2001. 622 с.
- Мастепанов А.М., Саенко В.В., Рыльский В.А., Шафраник Ю.К. Экономика и энергетика регионов Российской Федерации. М.: Экономика, 2001. 476 с.
- Моделевский М.С. Ресурсы нефти и газа зарубежных стран // Геология нефти и газа. 1976. № 8. С. 14–19.
- Моделевский М.С., Виноградова О.В., Файнштейн И.Я. Оценка и основные классификации ресурсов нефти и газа в капиталистических и развивающихся странах. М.: ОНТИ ВИЭМС, 1975; Моделевский М.С. Ресурсы нефти и газа зарубежных стран // Геология нефти и газа, 1976, № 8] с изменениями.
- Нефтегазовый сектор России в теории и на практике / Под. ред. В.А. Крюкова, А.Е. Севастьяновой. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2003. 296 с.
- Новая энергетическая политика России / Бушиев В.В., Макаров А.А., Мастепанов А.М. и др. / Общ. ред. Ю.К. Шафраник М.: Энергоатомиздат, 1995. 512 с.
- Орлов В.П. Сырьевая экономика в условиях глобализации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2001. № 3. С. 5–11.
- Орлов В.П., Немерюк Ю.В. Рента в новой системе налогообложения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2001. № 3. С. 38–51.
- Основные положения энергетической стратегии России до 2020 г. М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2003. 232 с.
- Показатели устойчивого развития: структура и методология / Пер. с англ. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН 2000. 359 с.
- Предположительная численность населения Российской Федерации до 2016 г. (статистический бюллетень) / М.: Госкомстат РФ, 1999. –147 с.
- Путин В.В. Минерально-сырьевые ресурсы в стратегии развития российской экономики // Записки горного института. 1999. Т. 144. № 1. С. 3–9.
- Российский статистический ежегодник. 2006: Стат. сб. / Росстат. М., 2007. С. 321–378.
- Россия в цифрах. Краткий статистический сборник. М.: Государственный комитет РФ по статистике, 2007. 396 с.
- Суслов В.И., Коржубаев А.Г. Энергетические транспортные пути и транспортная инфраструктура в Сибири и на Дальнем Востоке // ЭКО. 2005. № 8. С. 51–62.
- Томашпольский А.М. Нефть и газ в мировом энергетическом балансе (1900–2000 гг.). М.: Наука, 1968. 358 с.
- Трофимук А.А. Концепция создания крупных баз газонефтедобычи в Восточной Сибири / Новосибирск: ОИГТМ СО РАН, 1994. 56 с.
- Энергетическая стратегия России (Основные положения). Москва, 1995. 48 с.
- Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. М.: ГУ ИЭС, 2003. 128 с.

- Энергетический кризис в капиталистическом мире / Под. ред. Е. М. Примакова, Л. М. Громова, Л. П. Любимова. М.: Мысль. 1975. 478 с.
- 2006 International Energy Annual. Wash.: Energy Information Administration. Office of Energy Markets and End Use. 2007. 576 p.
- BP financial and operating information 1996-2000. January 2001. 64 p.
- BP Statistical Review of The World Oil Industry 1979. L., 1980. 36 p.
- BP Statistical Review of World Energy. June. 2008. 48 p.
- Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond / World Energy Council and International Institute for Applied System Analysis. London, 1995. 538 p.
- Green Paper. Towards a European strategy for the security of energy supply. EC, 2001. 68 p.
- Long range world population projections: Two centuries of population's growth, 1950-2150. N.Y.: UN, 1992. 876 p.
- Oil and Gas Journal. Statistics. 1992-2007. №1-52, 2008. №1-21.
- Statistical Abstract of the United States 2000 / U.S. Dep. of commerce: Bureau of census. Washington, 2005. P. 555-887.

ДИСКУССИЯ

Вопросы

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Какие будут вопросы к докладчику?

C.Я. ЧЕРНАВСКИЙ, ЦЭМИ РАН

Вы несколько раз употребляли выражения «наши китайские друзья», «наши американские друзья». Означает ли это, что Китай, Россия и США занимаются корпоративным поведением на рынке? Почему?

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Конечно, не считаю. В современной ситуации ужесточения конкуренции за доступ к источникам сырья и энергии при неравномерности их аллокации на Земле «наши друзья» могут под любым предлогом (защита демократии, нехватка жизненного пространства и т.д.) прийти к нам с оружием за природными ресурсами. Поэтому мы должны увеличивать расходы на вооружения для того, чтобы защитить наши экономические интересы и наши территории.

C.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Здесь приводилось довольно много прогнозов, но ничего не говорилось о том, каковы прогнозы, например, по Европе. Там есть организации, занимающиеся этим. Вы проводили сопоставления, и, если да, то какие?

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Несомненно, проводили. Их прогнозы можно разделить на два вида – первые в значительной мере носят тенденциозный характер, когда прогнозами стремятся повлиять на будущие процессы либо регулировать действия, чтобы подстроить их под заданный тренд; второй тип – простая экстраполяция сложившихся тенденций.

C.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Чьи это прогнозы?.

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Например, Energy Information Administration, International Energy Agency, и др. Их прогнозы обосновывают переговорную позицию, доказывая, что их рынок является исключительно емким рынком. Наши прогнозы ниже, чем их.

С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Каждая организация делает расчеты по своим методикам. У вас тоже есть свои методики. Но все-таки результаты этих прогнозов (не методики, а прогнозы) сопоставлялись и каковы результаты этого сопоставления?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Результаты сопоставления таковы, что количественные оценки энергопотребления и потребления соответствующих ресурсов, прежде всего нефти и газа, которые дают заинтересованные европейские организации, выше, чем прогнозы, построенные по нашим методикам. Почему выше – мы тоже разбирались. Их переговорная позиция заключается в том, чтобы диверсифицировать источники внешних поставок, показать, что их рынок больше, чем он есть на самом деле, в результате – создать конкуренцию поставщиков, повысить надежность своего энергообеспечения. Прогноз – это инструмент в политике, которая направлена на привлечение инвестиций в добычу и инфраструктуру, соответственно, в увеличение поставок.

С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Вы ничего не сказали о тех методиках, которые использовали для прогнозирования. Это была экстраполяция темпов роста или, наоборот, снижение? Как вы это делали? Это описано где-нибудь?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Конечно, описано. Это описано в изданных монографиях: «Нефтегазообеспечение глобальной экономики», «Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения» и др. Методика основана на ковариационном анализе между уровнем ВВП, отраслевой структурой экономики и уровнем потребления соответствующих видов энергоресурсов.

С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

У вас были какие-то регрессии?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Конечно. Это описано в монографиях.

С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Если пользоваться таким понятием, как добавленная стоимость, в чем вы видите добавленную ценность вашего доклада?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Добавленная стоимость этой работы в комплексной систематизации большого количества информации и выработке рекомендаций по при-

нятию крупных хозяйственных решений по повышению эффективности энергетического комплекса и экономики, укреплению национальной безопасности России.

С.Я. ЧЕРНАВСКИЙ

Какие конкретно рекомендации?

А.Г. КОЖУРБАЕВ

Диверсификация экспертных маршрутов и не просто на уровне общих разговоров, а на уровне конкретных проектов. Частичный уход с перегретого рынка Южной Европы в Северную Европу, выход на Азиатско-Тихоокеанский регион и т.д. А дальше уже обозначены соответствующие комплексы мероприятий, обоснованы инвестиции.

Ю.В. СИНЯК, ИНП РАН

У меня три вопроса.

Во многих ваших работах приводятся уровни добычи нефти и газа по различным регионам. Как вы определяете отработку, какие сроки вы закладываете? Какова методика?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Здесь мы используем различные подходы. Один из подходов, который мы используем в качестве оценки сверху, - это ресурсный сценарий. Мы знаем сырьевую базу по всем регионам, во всех регионах – по всем месторождениям, а в месторождениях мы знаем по залежам, которые могут вводиться с определенной последовательностью, исходя из геологического строения резервуара, глубин залегания, технологических условий разработки соответствующих нефтяных месторождений. Мы закладываем технологически рациональную схему освоения этих объектов. В других подходах мы накладываем различные ограничения – инфраструктурные, коммерческие и др.

Ю.В. СИНЯК

Какой вы принимаете срок освоения – 20-30 лет?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

25 лет – проектный срок для нормального нефтяного месторождения. Раньше и «сквозная» лицензия на разведку и разработку выдавалась на 25 лет. Для малых месторождений этот срок будет меньше 15-20 лет, отбор запасов на «полке» может быть 7-8%. А некоторые компании делают и выше. На Сахалине-1 иностранные операторы сделали полку 20%. Мы же закладываем данные, исходя из рациональной системы освоения месторождений. Собственно говоря, для разработчиков

это сложившееся представление о том, какая эта система должна быть. Для нефтяных проектов - это 25 лет, для газовых больше – 35-40 лет. Там существует система постоянного ввода новых скважин и т.д. Таким образом, ресурсный сценарий, это оценка сверху – то, что мы можем добывать, исходя из существующей сырьевой базы и из прироста новых запасов, которые тоже могут быть достаточно точно спрогнозированы. Для различных регионов есть устойчивые диапазоны эффективности геологоразведочных работ. Грубо говоря, если в Томской области вы пробуриваете метр, то приращиваете 245 кг условных углеводородов. Эти эффективности есть для всех регионов. Для разных регионов стоимости разные и разные эффективности. Структура геологоразведочных работ тоже известна. Собственно говоря, глубокое бурение (60-65%), геофизика (30-35%), и научно-исследовательские и опытно-методические работы – 3-5%. Исходя из существующий сырьевой базы и прогноза прироста новых запасов формируется ресурсный сценарий. Дальше формируется уже сценарий его корректировки, исходя из различных показателей, а именно прогноза цен, емкости рынков, возможностей транспортировки и т.д.

Ю.В. СИНЯК

По-моему, вы ни разу в своих публикациях, а сегодня тем более, не говорили о ценах. А сейчас вы говорите, что у вас есть некие цены, которые корректируются. Откуда берутся эти цены? Это же не мировые цены, а внутренние.

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Здесь мы берем как мировые, так и внутренние цены и для нефти, и для газа. Здесь тоже есть особенности. Мировые цены прогнозируют. В нескольких публикациях у нас опубликован прогноз. Мы закладываем, что произойдет некоторое технологическое насыщение. Мы это уже проходили в 70-х годах, когда нефть ушла из энергетики, и произошло технологическое насыщение. Скоро такое же произойдет и в сегменте моторного топлива, после насыщения технологического спроса в Азиатско-Тихоокеанском регионе, в частности, в Китае. Эти прогнозы мы опубликовали.

Мы публикуем некие рекомендуемые сценарии, в которые мы уже закладываем цены, которые представляются нам наиболее вероятными, и ту ситуацию на рынке, которую мы считаем тоже наиболее вероятной.

Ю.В. СИНЯК

Как вы это закладываете: экспертно или есть какой-то механизм, какая-то модель, по которой происходит ориентировка?

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Здесь модель отсечения по степени рентабельности. Мы считаем эффективность каждого проекта, сначала стадию геологоразведочных работ, перевода ресурсов в запасы и далее по технологической цепочке.

Ю.В. СИНЯК

Но, например, нет проекта освоения каких-то новых месторождений.

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Все есть. Мы считаем для страны в целом, для каждой компании, по каждому лицензионному участку, и таких участков тысячи.

Ю.В. СИНЯК

Скажите, пожалуйста, можно ли оценить стоимость добычи по отдельным месторождениям и кто, вообще говоря, занимается этим?

A.Г. КОРЖУБАЕВ

Несомненно, можно оценить не только по отдельным месторождениям, но и по отдельным лицензионным участкам, где еще нет месторождений.

Ю.В. СИНЯК

Почему нигде в публикациях не дается этой информации?

A.Г. КОРЖУБАЕВ

В некоторых публикациях дается. Как в монографиях – по Эвенкии, по Томску, по Ямалу и др., так во ряде статей – например, в серии совместных с академиком А.Э.Конторовичем статей по ренте мы приводим издержки по всем странам мира, а по России даем полную структуру цены. Мы даже анализируем ставки налогообложения.

Отвечая на первый вопрос, поговорим о нефтяном рынке. В докладе вы видели вертикально-интегрированные компании, контролирующие 96% добычи, и все основные нефтеперерабатывающие заводы в отрасли структурированы таким образом, что все заводы практически входят в эти вертикально-интегрированные нефтяные компании. Поэтому как таковой внутренней цены на нефть у нас не существует. Есть конечная цена на корзину нефтепродуктов, она у нас подсчитана. Я представлял усредненную цену корзины нефтепродуктов выхода из НПЗ. Есть структура поставок на внутреннюю переработку и дальше на внешний рынок нефтепродуктов. Исходя из этих пропорций, мы считаем экономическую эффективность. А когда мы считаем конкретные проекты, то смотрим, какая компания какое месторождение разрабатывает, что она может с этой нефтью делать, на какой завод она поставит. На чужой за-

вод ее не пустят – там организационные ограничения, либо пустят на неравноправных условиях. Есть различные факторы, которые показывают, что при процессинге интересы малых компаний, которые передали свою нефть на переработку, ущемляются.

Ю.В. СИНЯК

Что вы можете сказать о возможности коэффициента извлечения, который катастрофически упал за последние годы, несмотря на то, что добыча нефти росла? Какие здесь существуют механизмы для того, чтобы поднять этот коэффициент извлечения, который сейчас примерно 27%, а раньше был почти под 40%?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Это как раз связано с рациональным освоением месторождений. Либо мы рационально осваиваем в течение 25 лет, равномерно наращиваем добычу, поддерживаем эту добычу, либо мы используем агрессивные методы воздействия на пласт для получения максимальной прибыли в ближайшие годы и последующим обвальным снижением добычи. Быстрый рост добычи нефти 6-7% в год, который демонстрировали нефтяные компании, начиная с 2000 года, в значительной мере был основан на использовании методов активного воздействия на пласт. Лидерами этого роста были компании, руководители которых готовили предпродажную подготовку бизнеса либо части бизнеса: «ЮКОС», «Сибнефть» и ТНК-ВР. То есть они наращивали капитализацию. Агрессивные методы, в том числе сплошной гидроразрыв пласта. Это действительно метод, который может повысить дебит, в определенных случаях даже повысить коэффициент извлечения, но в целом это известный способ быстрого наращивания добычи с последующими непредсказуемыми последствиями. В советские времена ориентиром была необходимость обеспечения каких-то уровней, например, к какой-то праздничной дате и т.д. В результате – 100 млн. добывали в 80-е, а сейчас 15 добывают, 90% обводненности. Я вам приводил пример по Сахалину, сейчас компании в первые два-три года разработки выводят добычу на «полку» в 20-30%, максимизируют дисконтированные финансовые потоки и потом фактически бросают объект. Это, в общем-то, рациональное поведение бизнеса в условиях нерегулируемого капитализма.

Ю.В. СИНЯК

То есть это продолжается, хотя «ЮКОС» давно уже нет?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

По СРП на Сахалине реализовали именно такую политику.

Н.А. ГНАТУСЬ, АТК РФ

Какие оценочные запасы нефти на планете?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

190 миллиардов тонн по категории «доказанные» (proved).

Н.А. ГНАТУСЬ

Второй вопрос. Какова потребность нефти на 01.01.2008 в баррелях текущего года и сколько мы добываем нефти в мире?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Порядка 4,1 млрд. тонн в год – это 82 млн. баррелей в сутки.

Н.А. ГНАТУСЬ

Какой спрос на нефть в мире?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

В настоящее время спрос на нефть в мире примерно соответствует и даже несколько ниже, чем объемы добычи нефти в мире.

Н.А. ГНАТУСЬ

Почему тогда цена растет?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Перегрев рынка в основном носит организационный характер. Во-первых, существует политическая нестабильность на стороне предложения и ожидание того, что добыча может сократиться в определенных регионах (Ближний Восток, Северная и Центральная Африка). Во-вторых, отсутствуют организационно-технические возможности для поставок нефти из ряда регионов, где нет политических ограничений на рост добычи и на поставки (Центральная Азия). В-третьих, продолжается неизбежное падение добычи нефти в Северном море, континентальных месторождениях США, АТР, стагнация добычи в России. А на стороне спроса факторами давления на цену являются – продолжение быстрого в основном экстенсивного экономического роста в Азии, прежде всего, Китае, увеличение спроса со стороны США, неполадки на АЭС в Японии и др. Поддержку ценам оказывает также слабый доллар.

Н.А. ГНАТУСЬ

Вы затронули 2020-2030-е годы. Что в этом отношении у нас получается с добычей? Все-таки потенциальный рост намечается, рост потребления идет, интенсивность. Естественно, развитие промышленности на высоком уровне, естественно, наука растет. Как мы будем закры-

ваться тогда с этими ресурсами? Сколько нефтяных ресурсов у нас будет в 2020-м году и в 2030-м году? Есть ли такие данные?

A.G. КОРЖУБАЕВ

Конечно же, есть. Вы подчеркнули, что мировая система нефтеобеспечения носит глобальный характер, я подтверждаю, что тенденция усиления интернационализации нефтяного бизнеса растет. Соответственно, обеспеченность текущей добычи запасами мы должны рассматривать не на уровне отдельных стран, а по миру в целом.

В период 1960-2007 гг. объем запасов в мире увеличился более чем в 4 раза, тогда как добыча возросла менее чем в 3,5 раза, обеспеченность текущей добычи запасами увеличилась с 32,7 до более чем 40 лет. Наиболее быстро рост запасов нефти происходил в 1980-е гг., когда после резкого повышения цен на нее, имел место ряд крупных открытий в традиционных нефтедобывающих центрах (на Ближнем Востоке, в Латинской Америке) и в новых нефтяных регионах (Северном море и др.). В традиционных крупных центрах нефтяной промышленности действовали ограничения на освоение новых месторождений нефти, то есть на вовлечение их в хозяйственный оборот. Это обусловило рост цен, что сделало возможным увеличение добычи нефти именно за счет новых нефтегазоносных районов, освоение которых стало коммерчески эффективным. С вводом новой группы месторождений с более высокими издержками произошла трансформация части монопольной ренты в дифференциальную.

Поскольку, как мы уже с вами зафиксировали, основная часть нефти поставляется по международным контрактам, в современных условиях не существует объективных природных факторов для формирования монопольной ренты. Более того, за период 1970-2007 гг. доля межрегиональных поставок нефти в объеме мировой добычи возросла с 54 до 74%. Таким образом, за последние десятилетия увеличилась доля международных продаж в системе нефтеобеспечения, а в мире в целом обеспеченность добычи запасами увеличилась.

Не хочу повторять банальную фразу: «Каменный век закончился не потому, что закончились камни». Но в 2020 году, я думаю, обеспеченность добычи запасами в мире будет выше, чем сейчас.

H.A. ГНАТУСЬ

Сегодня 82 млн. баррелей. Сколько будет добыто в 2020 году и в 2030 году, если есть такие данные?

A.G. КОРЖУБАЕВ

Порядка 6,2 млрд. т нефти в год или 124 млн. бар. в сутки. То есть добыча и потребление нефти увеличивается примерно в полтора раза.

Вместе с тем, изменится региональная структура добычи и потребления нефти.

Сейчас уже наблюдаются устойчивые процессы, которые будут определять функционирование и развитие глобальной и российской системы нефтеобеспечения в ближайшие десятилетия:

Во-первых, изменение географии добычи углеводородов в России: появление новых крупных центров нефтяной промышленности на востоке страны (Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), шельф дальневосточных морей), развитие добычи нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и российском секторе Каспийского моря, снижение добычи в традиционных нефтяных районах европейской части страны, в первую очередь в Волго-Уральской и Северокавказской нефтегазоносных провинциях.

Во-вторых, изменение структуры внутрироссийских поставок нефти и нефтепродуктов: повышение загрузки НПЗ, развитие существующих и формирование новых мощностей, прежде всего, в восточных регионах страны, а также вблизи экспортных терминалов, модернизация НПЗ и расширение выпуска качественных нефтепродуктов для поставок на российский и международные рынки, расширение и изменение структуры поставок нефтепродуктов на внутренний и международные рынки в направлении увеличения доли высококачественных продуктов конечного назначения (дизельного топлива, бензина) при снижении поставок мазутов.

В-третьих, изменение структуры добычи углеводородов в мире: появление крупных центров в Каспийском регионе, рост добычи нефти на Ближнем Востоке, в Северной и Западной Африке, ожидаемое падение добычи в Северном море, на континентальных месторождениях США, в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР);

В-четвертых, изменение географической структуры спроса на нефть на мировых рынках: стабилизация потребления нефти в Западной Европе, медленный рост потребления нефти в Северной Америке, быстрое увеличение потребления нефти в странах АТР, прежде всего, в Китае, Индии, на Филиппинах и в других странах Азиатско-Тихоокеанского региона.

A.H. КАРХОВ, ИБРАЭ РАН

Вы говорили, что Россия сейчас получает примерно 165 млрд. долларов. Вы прогнозируете развитие. А сколько России нужно будет долларов? Экспорт должен быть равен импорту. Мы же не хотим ввозить зеленые бумажки. Между тем внутренние потребности не так уж хорошо у нас обеспечены на 30-40 лет.

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Вы совершенно правильно сказали. У нас продолжает наращиваться импорт, но пока импорт широкого круга потребительских товаров. У

нас весь экспорт превышает 350 млрд. долл., из них 65% приходится на нефть, нефтепродукты и газ и они нам, собственно говоря, обеспечивают положительное сальдо. Импорт составляет около 200 миллиардов. И если бы мы не экспортировали углеводороды, то имели бы отрицательное сальдо около 30 млрд. долл. и ходили бы по миру с протянутой рукой.

Вы правы, что мы нерационально используем получаемые сверхдоходы. Мы накапливаем золотовалютные резервы. Сейчас у нас золотовалютные резервы – более 500 миллиардов долларов. Мы тем самым кредитуем экономику Соединенных Штатов Америки под отрицательный процент, то есть скупаем их ценные бумаги, размещаем в их же банках. Соответственно, идет скрытое кредитование. В этих условиях мы должны действительно повысить объем импорта и резко изменить его структуру в пользу инвестиционной составляющей этих поставок.

О.Б. БРАГИНСКИЙ, ЦЭМИ РАН

По поводу выхода на рынок Северной Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона. В первом случае вы рассчитывали эффективность по сравнению с конкурирующими поставками из других регионов, а во втором случае поставки на рынок АТР учитывали внутренние поставки, особенно в восточные районы?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Несомненно, учитывали. Действительно, когда мы говорим о возможностях развития экспорта, особенно выхода на новые для нас рынки Соединенных Штатов Америки, конечно, мы отдаляем приоритет безусловному удовлетворению внутренних потребностей страны в нефти и нефтепродуктах, безусловному обеспечению обороноспособности страны. Прежде всего, мы делаем прогноз спроса на внутреннем рынке, а внутри страны – по регионам. Как раз Институт присутствующий здесь Ольги Алексеевны Елисеевой занимается такими расчетами. У нас комплексное исследование с привлечением широкого круга специалистов и организаций. Каждый делает то, что лучше всего знает и умеет. И после этого с учетом прогноза добычи мы смотрим, сколько мы можем поставить на внешние рынки и на какие рынки конкретно.

Несомненно, рынок Соединенных Штатов Америки по ценам и объемам неоднороден – мы разделили эти рынки на Атлантический и Тихоокеанский. Атлантический является более перспективным, объемы продаж на нем выше, цена выше, это самая высокая цена в мире, даже выше, чем на рынке Азиатско-Тихоокеанского региона и на рынке Северного моря. Это весь Техас. Если говорить о коммерческой эффективности, то, несомненно, поставки на этот рынок идут с учетом фрахта, а здесь мы сначала 4 тысячи километров транспортируем нефть трубопроводом, потом загружаем в танкеры, а танкеры у нас могут быть как в

Черном, так и в Балтийском море дедвейтом не более 120 тыс. тонн. Поэтому наши поставки на Атлантическое побережье США, несомненно, менее конкурентоспособны, чем поставки 300-тысячниками из Северной или Центральной Африки. Фрахт у нас существенно выше, себестоимость добычи у нас тоже выше. С точки зрения нормы прибыли, мы получаем в США меньше, чем при поставках на близлежащие рынки Европы (традиционный наш рынок) либо на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, непосредственно к нам примыкающие. Поставки на северо-американский рынок менее эффективны для нас по сравнению с альтернативными рынками. Когда-то М.Б.Ходорковский при цене 20 долларов за баррель осуществлял такие пробные поставки. Мы тогда еще не поставляли нефть на рынок США. Сейчас мы поставляем порядка 18 млн. тонн в Соединенные Штаты Америки. Впервые именно Ходорковский осуществил пробные поставки в стратегический резерв США. Танкеры дедвейтом в 120 тысяч вышли из Новороссийска, в Эгейском море перегрузили в 300-тысячник и поставили в район Западного Техаса, там, где, собственно говоря, формируется стратегический резерв. Эффективность была около 2 долларов на баррель, тогда чистая прибыль от поставки на европейский рынок были выше 10 долларов на баррель при экспорте по традиционным маршрутам – системе «Дружба» и морем в Марсель, Трир, Роттердам и Геную.

Не случайно, говоря об эффективности поставок, я начал свой доклад с того, что хозяйствственные субъекты – компании, которые ведут добычу, действуют, исходя, собственно говоря, из своих частных экономических интересов. Американская компания Exxon не стала поставлять сахалинскую нефть в Америку, а организовала поставки туда, где они коммерчески эффективней – в Корею, Китай, Японию и др. Поэтому мы тоже должны учитывать весь этот набор факторов.

E.A. КРИВОШЕЕВА, МГИМО

У меня к вам вопрос по поводу перспектив выхода России на рынок Китая. Как известно, на сегодняшний день у Газпрома и китайского правительства существует несогласованность по поводу цены. И китайское правительство рассматривает возможность экспорта газа из Узбекистана и Казахстана. Открыто месторождение Пунган, запасы газа которого сопоставимы со Штокмановским. Как вы считаете, у нас есть какие-то перспективы выхода?

A.G. КОРЖУБАЕВ

Как мы в свое время предсказывали, падение добычи нефти в Дагестане стало необратимым, и теперь Китай вынужден закупать значительные объемы нефти за рубежом. На НПЗ Северо-Востока Китая (провинции Ляонин, Хэйлунцзян, Цзилинь), а также Автономного района

на Внутренняя Монголия и Пекинского столичного района в последние годы по железной дороге и через морской терминал в порту Далянь поступают значительные объемы российской нефти. Россия наряду с Саудовской Аравией, Ираном и Анголой входит в четверку крупнейших поставщиков нефти на китайский рынок.

Сейчас наши китайские партнеры приходят к осознанному пониманию еще одного нашего предсказания о том, что открытий новых запасов в Тариме и Ордосе не будет достаточно для удовлетворения энергетических потребностей страны, и теперь Китай заинтересован в реализации проекта «Алтай», формировании газопроводных систем из Центральной Азии для включения поставок газа из СНГ в транскитайские газопроводные системы «Запад – Восток» (Тарим – Шанхай) и «Запад – Юг» (Тарим – Сянган).

Как известно, КННК открыла газовое месторождение Лунган в северо-восточной владине Сычуаньского бассейна (там же где Пугуан) с запасами не менее 1 трлн. куб. м, причем залегает оно на 6,5 км. Как мы ранее и предсказывали, в этом бассейне перспективы открытия новых запасов могут быть связаны только со сверхбольшими глубинами. Это очень дорогой и тяжелоизвлекаемый газ.

В ближайшие десятилетия в Китае тенденция опережающего роста спроса на энергоносители, прежде всего, на нефть и газ, будет усиливаться. Для дальнейшего роста экономики и повышения благосостояния Китай вынужден использовать все имеющиеся возможности обеспечения энергией. Например, добыча угля в 2007 г. превысила 2500 млн. т, что составляет более 40% добычи угля в мире. Ожидается, что в 2008-2009 гг. добыча угля превысит 2600 млн. т, что будет означать достижение ресурсного и технологического предела по этому виду энергии (обеспеченность текущей добычи разведанными запасами составит чуть более 45 лет при среднемировом показателе – около 150 лет). Кроме того, Китай все более сталкивается с серьезными ограничениями в части увеличения техногенной нагрузки на окружающую среду, что в значительной мере связано с расширением систем добычи и использования угля. Серьезным ограничением является транспорт – 80% всех перевозимых в стране по железной дороге грузов – уголь. Все эти факторы вынуждают руководство КНР стимулировать развитие систем добычи газа и газообеспечения.

Открытия в последние годы в Китае (Ордосский бассейн, Таримский бассейн, Сычуаньский, Бохайваньский залив и др.) большого количества средних и мелких месторождений углеводородов стимулирует развитие инфраструктуры транспортировки, переработки и потребления нефти и газа. Удовлетворить рост энергетических потребностей КНР ни сейчас, ни в будущем эти открытия не смогут. В этих условиях Китай вынужден искать источники поставок энергоносителей, прежде всего, нефти в различных регионах мира – на Ближнем Востоке (Иране, Омане, Саудовской Аравии и

др.), в Южной Америке (Венесуэле, Боливии, Эквадоре и др.), в Африке (Анголе, Судане, Ливии, Марокко, Нигере и др.), СНГ (России, Казахстане, Туркменистане, Узбекистане, Азербайджане).

Китайские компании стремятся работать в нефтепроизводящих странах на любых условиях, на которых они могут быть допущены к источникам сырья: торговые сделки (импортные операции), участие в капитале нефтяных компаний, получение концессий, сервисные контракты, подрядные работы и др. Наиболее предпочтительный вариант – прямой доступ к нефтяным активам (ресурсам и запасам углеводородов; объектам инфраструктуры) через получение лицензий на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов, участие в капитале нефтегазовых компаний и др.

Из перспективных глобальных источников энергетического сырья к быстрорастущему, потенциально крупнейшему в мире, потребителю нефти и газа – Китаю, наиболее приближены российские регионы – Западная Сибирь, Восточная Сибирь и Дальний Восток, а также среднеазиатские страны СНГ – Казахстан, Туркменистан, Узбекистан.

Состояние и перспективы увеличения разведенных запасов нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке при наличии соответствующих инвестиций позволяют удовлетворить внутренние потребности восточных регионов России и организовать значительные экспортные поставки на рынки Китая и других стран АТР. В ближайшее время в Северо-Восточные районы Китая – провинции Хэйлунцзян, Ляонин, Цзилинь, и в район Бохайского кольца могут быть организованы крупные поставки газа из Восточной Сибири и шельфа острова Сахалин.

Согласно нашему ранее сделанному прогнозу, именно Северо-Восток, Центр и Запад Китая должны ориентироваться на поставки нефти, а в долгосрочной перспективе и газа, из России – Западной и Восточной Сибири, Якутии, Сахалина, что потребует опережающего создания транспортной инфраструктуры.

Исходя из состояния и перспектив развития в нефтяной и газовой промышленности России, устойчивых тенденций в системах энергобеспечения стран Азиатско-Тихоокеанского региона, долгосрочных международных процессов важнейшими условиями реализации российских интересов при взаимодействии со странами АТР (прежде всего, Китаем) в нефтяном секторе должны стать:

- (1) долгосрочные гарантии закупок по обоснованно высоким ценам через межправительственные и корпоративные соглашения;
- (2) контроль над инфраструктурой транспорта нефти из Центральной Азии в Китай, в частности, нефтепроводом «Западный Казахстан – Западный Китай» через увязку вопросов доступа к управлению всей нефтепроводной системой Казахстана на китайском

- направлении и поставок нефти по маршруту Омск – Павлодар – Атасу – Алашанькоу;
- (3) участие в контроле над инфраструктурой поставок нефти из России в Китай, в том числе нефтеналивным терминалом в порту Далянь (Дальний), возможным нефтепроводом Сковородино – Дацин;
 - (4) полный контроль над заводами Северо-Востока и Запада Китая, полная либо частичная загрузка сырьем которых предполагается за счет поставок из России, а также Казахстана, Туркменистана, Узбекистана; частичный контроль над существующими и новыми (в том числе через участие в строительстве) НПЗ в Приморских и Южных районах Китая;
 - (5) контроль над распределительными сетями нефтепродуктов, в том числе через покупку действующих и строительство новых АЗС;
 - (6) участие российских компаний в проектах разведки и добычи углеводородов на территории и континентальном шельфе Китая;
 - (7) участие российских компаний в акционерном капитале предприятий смежных отраслей (нефтехимия, электроэнергетика и др.).

Таким образом, Россия заинтересована в усилении реального экономического контроля над системой энергообеспечения Китая и других стран АТР; российские компании заинтересованы в крупном и динамичном рынке сбыта сырой нефти и нефтепродуктов при обеспечении максимального доступа к объектам инфраструктуры, получении прибыли в сегменте upstream и downstream от участия в добыче и переработке нефти на территории КНР, торговле нефтепродуктами на китайском рынке.

Л.Е. ВАРШАВСКИЙ, ЦЭМИ РАН

Что вы можете сказать о потенциале сотрудничества при обновлении Чукотского шельфа?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Прежде всего, следует говорить о ресурсном потенциале. Здесь Россия заинтересована в привлечении американских технологий, которые опробованы в северных районах шельфов Аляски по проведению сначала геологоразведочных и в дальнейшем добывных работ. Губернатор Чукотки Абрамович, который в свое время зарегистрировал там компанию «Сибнефть-Чукотка», как раз пытался реализовать эту стратегию, но пока изыскания, которые были там проведены силами компании «Сибнефть» с привлечением, в том числе и американских специалистов и американских компаний, не дали значительных результатов по приросту доказанных запасов. Там открыты лишь небольшие газовые месторождения локального значения, используемые для газообеспечения города Анадырь. Но в долгосрочной перспективе эти возможности сотрудничества следуют, несомненно, использовать.

В.А. ВОЛКОНСКИЙ, ИНП РАН

На каких условиях КНР хочет получать нефть с Ближнего Востока: можно ли привести долгосрочные соглашения, факторы и риски?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Китайская Народная Республика импортирует нефть с Ближнего Востока. Прежде всего, это Саудовская Аравия и Оман на условиях спотовых продаж. Импортирует нефть из Ирана на условиях долгосрочных контрактов, при которых китайская компания CNPC ведет разведку и разработку на территории Ирана и поставляет добываемый продукт как собственную добычу на китайский рынок. Там есть раздел продукции. Часть Иран продает на свободном рынке. Часть китайцы сами себе добывали – сами себе поставили. На таких же условиях Китайская Народная Республика поставляет нефть из Сомали, Судана, Чада и Анголы. Кроме того, Китай имеет интерес в более чем 15 странах, включая Колумбию, Венесуэлу. Поставки из России ведутся на условиях долгосрочных контрактов. Эта цена ниже рынка. Мы поставляем по железной дороге через Забайкальск и через Наушки. Это цена рынка еще и по той причине, что китайские деньги поучаствовали в переделе собственности на территории России. «Юганскнефтегаз» был куплен на долгосрочный кредит, предоставленный CNPC «Роснефти» под поставки нефти. В наших аналитических рекомендациях мы всегда говорим о том, что не следует допускать китайские компании к сегменту «кабстрим», особенно на территории Восточной Сибири. Иначе мы можем потерять экономический суверенитет над этими территориями и нанести ущерб в конечном итоге российской экономики, российской внешнеэкономической политике.

Однако со стороны России уже сделаны первые шаги по допуску китайских корпораций к разведке и добыче нефти на территории РФ – Sinopec владеет 49% одного из крупных действующих нефтедобывающих предприятий – ОАО «Удмуртнефть», а также 25,1% - в перспективном шельфовом проекте «Сахалин-3». Компания PetroChina контролирует 49% СП «Восток-Энерджи», владеющим двумя лицензиями на разведку и разработку участков недр в Иркутской области.

В этой связи следует иметь ввиду, что передача столь крупных пакетов китайским партнерам, особенно в проектах на Востоке России, без получения соответствующих уступок по доступу к транспортной и перерабатывающей инфраструктуре и вхождению российских компаний в проекты на территории КНР, не представляется оправданной. Любая уступка в Азии без равновеликой уступки – проявление слабости, которое ведет к требованию новой уступки. В Китае это называется «двигаться вперед, закрепляя за собой позиции». В будущем следует исключить подобные сделки.

Одновременно важно отметить, что России нужны китайские опыт и технологии по добыче сырья из месторождений, находящихся на падающей стадии производства, а также по извлечению тяжелых нефтей и т.п.

В.А. ВОЛКОНСКИЙ

Порекомендуйте, пожалуйста, 2-3 источника по вашим результатам, по вашим исследованиям?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

Книга «Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения», журналы «Нефть России», «Нефтегазовая вертикаль», «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление». Там профессор Брагинский много публикуется, профессор Синяк.

А.С. НЕКРАСОВ, председатель

У меня одно уточнение, Андрей Геннадьевич, которое касается Вашего ответа профессору Синяку. Известно, что в Сибирском научно-исследовательском институте геологии, геофизики и минерального сырья команда А.А.Герта как раз занимается экономической оценкой месторождений. Вы говорили только о том, что есть конечные данные, потому что компания добывает, потом перерабатывает. Есть конечные данные по продуктам. Но эти работы говорят о том, что есть данные непосредственно по добыче. Они-то нигде не публикуются. Их действительно нигде нет. Найти нельзя. То, что дает Герт – в его методиках пустограмма. Поэтому возникает вопрос: куда пропадают эти данные. Это что – секреты компании?

А.Г. КОРЖУБАЕВ

У них действительно очень хорошая теоретическая модель, она операционализирована. Они работают для многих компаний по многим лицензионным участкам, прежде всего в Восточной Сибири. Они подписывают соответствующие соглашения о нераспространении этой информации, хотя по большому счету мы эту модель хорошо знаем. Она хорошо операционализирована: вводишь цифры – и вот тебе полный отчет, вот набор таблиц, а вот на стол руководителю соответствующий краткий текст.

К нам же приезжают реальные компании, реальные заказчики, в том числе малые компании. Которые задают конкретные вопросы по ведению их бизнеса. Они спрашивают: на какую станцию я буду поставлять и какому оператору я потом продам? На какой станции я буду отгружать? Там есть ветка, сколько колей? Есть ли наливные платформы, их мощность? Наша особенность в том, что мы эти детали стараемся в большей мере учитывать. Мы знаем реальный бизнес, как он структу-

рирован и, из чего он состоит, и как делается.

Выступления

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Есть еще вопросы? Вопросов больше нет. Большое спасибо.
Кто хотел бы выступить?

A.H. КАРХОВ, ИБРАЭ РАН

Был очень хороший доклад, просто потрясающий, с таким количеством данных. Судя по всему, в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН чисто количественно правильно построены методики и хорошо, если они будут здесь представлены в напечатанном виде.

Мне все-таки представляется, что у этой работы есть и другая сторона, которую надо обязательно учитывать. Берутся запасы газа и нефти, которые принадлежат всему народу. И распоряжаться все-таки этим должен сам народ. Россия в 1990-х годах вообще лежала на нуле и мы довели до того, как сегодня сказал Зубков, что 75% пищевых продуктов мы покупаем по импорту. Он, конечно, всех разругал и сказал, что через несколько лет должно быть 25%. Сейчас мы тратим деньги, которые зарабатываем на нефти и газе, на пищу. Через три года мы не будем этого тратить. Зачем нам тогда эти деньги, зачем мы будем продавать эту нефть? Пусть она у нас хранится, она будет нужна стране. Соединенные Штаты совершенно не экспортируют свои энергетические ресурсы, другие страны, Европа – то же самое.

Что касается нашего Стабилизационного фонда, говорят, что деньги вложены в какие-то американские активы и т.д. Как известно, Россию они совершенно не допускают к своей экономике. То, что вложено, это какие-то мелочи, и управлять европейской и американской экономикой мы не будем. А получается, что Россия оказывается на таком уровне, как, допустим, Арабские Эмираты или Ирак. Они не могут развить свою промышленность, производить самолеты, автомобили. Надо переходить к оценкам совсем другого уровня. В частности, например, за счет этих денег необходимо резко усилить финансирование науки и НИОКР в целом, что станет важным фактором перехода России на путь инновационного технологического развития.

A.C. НЕКРАСОВ, председатель

Есть еще желающие выступить? Нет.

Поблагодарим Андрея Геннадьевича за интересный доклад.

Компьютерный набор и верстка
оригинал-макета выполнены в УРАН
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16
Объем 6,0 п.л.
Тираж 150 экз.

Таблица 22

Добыча и прирост запасов нефти и газа в России в 1991-2006 гг.

Показатель	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	1994-2006 гг.
Добыча нефти, млн т	462	399	354	318	307	301	306	303	305	323	348	380	421	459	470	480	4721
Прирост запасов нефти, млн т	931	565	442	224	182	217	252	232	250	295	300	260	380	239	285	353	3469
Кратность восполнения запасов нефти	2,01	1,41	1,25	0,7	0,59	0,72	0,82	0,76	0,82	0,91	0,86	0,68	0,9	0,52	0,61	0,74	0,73
Отношение добычи нефти к приросту запасов	0,5	0,71	0,8	1,42	1,68	1,39	1,21	1,31	1,22	1,1	1,16	1,46	1,11	1,92	1,65	1,36	1,36
«Проедание» / расширение запасов нефти (прирост минус добыча), млн т	469	166	88	-94	-125	-85	-54	-71	-55	-28	-48	-120	-120	-220	-185	-127	-1252
Добыча газа, млрд м ³	643	641	618	607	595	601	572	591	591	584	581	595	620	634	640	656	7867
Прирост запасов газа, млрд м ³	1741	1814	726	266	188	180	394	280	209	450	500	514	560	582	660	560	5343
Кратность восполнения запасов газа	2,71	2,83	1,17	0,44	0,32	0,3	0,69	0,47	0,35	0,77	0,86	0,86	0,9	0,92	1,03	0,85	0,68
Отношение добычи к приросту запасов	0,37	0,35	0,85	2,28	3,16	3,33	1,45	2,11	2,83	1,3	1,16	1,16	1,11	1,09	0,97	1,17	1,47
«Проедание» / расширение запасов газа (прирост минус добыча), млрд м ³	1098	1173	108	-341	-407	-421	-178	-311	-382	-134	-81	-81	-60	-52	20	-96	-2524
Объем глубокого разведочного бурения на нефть и газ, тыс. м	4263	3884	2207	1469	1521	1476	1510	1250	1234	1719	1847	1105	1080	925	804	923	16862
Эффективность глубокого бурения, т у.ув/м*	627	613	529	334	243	269	428	410	372	433	433	700	870	888	1176	989	7545

* т у.ув – тонн условных углеводородов; 1 т у.ув соответствует 1 т нефти либо 1 тыс. м³ газа.

Таблица 23

Программа прироста запасов и ассигнования на воспроизводство минерально-сырьевой базы

Регион	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Прирост запасов нефти, млн. т											
Западная Сибирь	390	399	411	420	431	443	455	467	479	492	504
Европейская часть	65,8	66,7	66,3	65,4	65,4	67,3	63,9	60,5	54,5	52	45,3
Восточная Сибирь и Республика Саха	62	160	175	190	223	250	258	261	269	280	290
Дальний Восток (Сахалин)	28	28,4	28,8	29,3	29,7	30,2	30,6	31,1	31,5	32	32,5
Россия, всего	554	672	704	731	784	835	860	879	900	931	954
Прирост запасов газа, млрд.куб. м											
Западная Сибирь	782	774	788	804	826	855	924	969	1007	1050	1079
Европейская часть	12,4	13	14	15,1	16,4	18,1	21,8	25,1	28,3	31,9	35,1
Восточная Сибирь и Республика Саха	132	188	222	248	273	296	271	274	285	296	307
Дальний Восток (Сахалин)	8,21	8,67	9,38	9,74	10,6	11,5	12,8	13,8	14,6	15,6	18,6
Шельф	150	158	169	181	195	208	231	248	263	278	296
Россия, всего	1085	1141	1203	1257	1321	1389	1461	1530	1597	1671	1735
Суммарные ассигнования на ГРР, млн. долл.											
Западная Сибирь*	1567	1605	1653	1688	1733	1780	1828	1878	1928	1980	2028
Европейская часть*	199	199	198	196	198	200	192	180	165	154	134
Восточная Сибирь и Республика Саха	434	1120	1225	1330	1561	1750	1806	1827	1896	1960	2030
Дальний Восток (Сахалин)	193	196	199	202	205	208	211	214	217	221	224
Россия, всего	2448	3242	3431	3600	3939	4248	4399	4504	4654	4819	4966
Доля ассигнований на геологоразведочные работы от инвестиций в разведку и добычу нефти и газа	10,8	13,7	13,8	13,8	14,4	14,9	14,8	14,5	14,4	14,4	14,2

* Включая шельф