

Природопользование

О стратегии взаимодействия России со странами АТР в нефтегазовой сфере

© 2010

А. Коржубаев

Россия — крупнейший в мире производитель и экспортер нефти и газа. Нефтегазовый комплекс — значительный элемент российской экономики и глобальной системы энергообеспечения. Активное сотрудничество с традиционными и новыми крупными импортерами — ключ к диверсификации экспорта, к достижению структурной и территориальной сбалансированности нефтегазового комплекса РФ, фактор обеспечения ее экономических интересов. В статье обозначены перспективы нефтяной и газовой промышленности Сибири и Дальнего Востока, сотрудничества со странами АТР.

Ключевые слова: Азиатско-Тихоокеанский регион; Газпром, ВСТО, диверсификация сырьевого экспорта, импортеры российских углеводородов.

В первые десятилетия XXI в. Тихоокеанский регион сохранит позиции главного центра роста потребления и импорта нефти, нефтепродуктов и газа. В условиях ограниченности собственных источников энергии и энергоносителей увеличению спроса на них будет сопутствовать рост импорта. В ходе формирования на Востоке России новых крупных центров нефтегазового комплекса (НГК) будут организованы новые крупномасштабные поставки нефти, нефтепродуктов и газа в АТР, включая Запад США.

На Тихоокеанский рынок (включая США) приходится около 35% глобального потребления нефти и более 20% — газа. В последние десятилетия, вне зависимости от конъюнктуры энергетических цен, в большинстве стран региона наблюдался быстрый рост спроса на углеводороды.

Потребление нефти в регионе превысило в 2008 г. 1,2 млрд т, нетто-импорт (из регионов вне АТР) — свыше 820 млн т; использование газа достигло почти 500 млн куб. м, импорт (в виде СПГ) — превысил 60 млрд куб. м. При этом в западных

Коржубаев Андрей Геннадьевич — доктор экономических наук, профессор, академик РАН-ЕН, заведующий отделом Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, заведующий сектором Института геологии нефти и газа Сибирского отделения РАН, заведующий кафедрой НГУ, Уполномоченный СО РАН по вопросам сотрудничества с АТР. E-mail: KorzhubaevAG@yandex.ru.

штатах США потребление нефти превысило 150 млн т. (нетто-импорт — более 50 млн т), газа — 80 млрд куб. м (из других регионов около 60 млн куб. м). Налицо устойчивая тенденция увеличения внешних поставок при снижении добычи.

Основные производители нефти в азиатской части АТР: Китай с объемом добычи на уровне 180–190 млн т в год, Индонезия — 50–55 млн т, Малайзия — 30–35 млн т, Индия — 35–40 млн т, Австралия — 20–25 млн т. В других странах ежегодная добыча не превышает 20 млн т. Крупнейшие потребители — Китай (включая Сянган), использующий около 400 млн т в год, Япония — 230–240 млн т, Индия — свыше 130 млн т и Южная Корея — 105–110 млн т. Увеличение использования нефти в большинстве стран АТР происходило в результате быстрого, преимущественно экстенсивного экономического роста, продолжающегося возрастания населения, развития систем и средств транспорта (дорожное строительство, автомобилестроение, судостроение, авиация), энергоемких отраслей добывающей промышленности, нефтепереработки и нефтехимии. Из-за роста населения в большинстве стран АТР не произошло значительного увеличения душевого потребления нефти и нефтепродуктов, что выступает дополнительным фактором увеличения спроса в будущем. В 1990–2008 гг. использование нефти на душу населения увеличилось в регионе менее чем на 100 кг в год, составив около 330 кг, или более чем вдвое ниже среднемирового уровня, почти в 10 раз ниже показателя Северной Америки и в 5 раз — Европы (включая Восточную). В условиях ограниченности запасов нефти в АТР рост ее потребления сопровождается увеличением импортных поставок из других регионов мира, за последние 15 лет удвоившихся.

На Западном побережье США поставки нефти и нефтепродуктов из других регионов страны почти отсутствуют. При том добыча Аляски и Калифорнии перешла в падающую стадию, сократясь за последние 15 лет более чем на 50 млн т в год. Регион почти на 70% обеспечивает нефтепотребление собственной добычей (в 2008 г. — около 100 млн т). В перспективе ожидается дальнейшее падение добычи при дополнительном росте спроса. В начале 2000-х гг. Сенат США отказал республиканской администрации в праве разрешить добычу нефти в пределах Национального арктического заповедника дикой природы на Аляске (Arctic National Wildlife Refuge, ANWR). Заповедник занимает 7,7 млн га — для нефтедобычи администрация претендовала на 1/10 его часть. Но даже если бы в хозяйственный оборот вовлекли весь заповедник, добавка не превысила бы 45–50 млн т.

Ожидается, что 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 (см. табл. 1). В стране будет происходить сокращение добычи нефти при поддержании высокого душевого уровня потребления, сопровождаемого ростом численности населения.

Рост спроса на газ в АТР и развитие систем газообеспечения проходят быстрее, чем в мире в целом, что привело к увеличению доли региона в структуре глобального газопотребления с 1% в 1970 г. до 16% в 2008 г. Крупнейшие потребители — Япония с уровнем годового использования газа 90–95 млрд куб. м, Китай — 80–85 млрд куб. м, Индия — свыше 40 млрд куб. м, Южная Корея — около 40 млрд куб. м.

Основные производители газа в АТР — Китай с годовой добычей свыше 80 млрд куб. м (2008 г.), Индонезия — 70–75 млрд куб. м, Малайзия — 60–65 млрд куб. м, Австралия — 40–45 млрд куб. м. Специфика газового рынка здесь выражена в доминировании поставок сжиженного природного газа (СПГ), что

связано с региональными диспропорциями в размещении центров добычи и потребления, значительными расстояниями между ними, островным положением ряда крупных производителей и потребителей газа. В условиях совершенствования технологических систем и повышения экономической эффективности транспорта СПГ при ограниченности сырьевой базы природного газа в регионе, в конце XX — начале XXI вв. в АТР налицо резкое увеличение внерегионального импорта. Основные поставщики СПГ помимо региональных экспортеров (Индонезии, Малайзии, Австралии, Мьянмы, Брунея) — страны Ближнего Востока и Западной Африки (Алжир, Египет, Катар, Нигерия, ОАЭ, Оман). Небольшие объемы сжиженного газа на рынок Японии и Южной Кореи поставляются из США (с Аляски), из Тринидада и Тобаго.

Таблица 1.

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти и газа в АТР до 2030 г., млн т (средние значения)

Показатели / Годы	2010	2015	2020	2025	2030
Нефть, млн т					
Добыча	408	408	391	367	342
Потребление	1510	1765	1970	2100	2205
Нетто-импорт	1102	1357	1579	1733	1863
Тихоокеанское побережье США (район Западного побережья)					
Добыча	87	76	67	62	54
Потребление	154	162	168	174	177
Нетто-импорт	67	86	101	113	123
Газ, млрд м³					
АТР					
Добыча	436	489	525	552	571
Потребление	510	625	740	846	952
Нетто-импорт	74	136	215	294	381
Тихоокеанское побережье США (район Западного побережья)					
Добыча	68	69	71	69	67
Потребление	90	100	106	109	112
Нетто-импорт	22	31	35	40	45

В 1986 г. администрация США отменила регулирование цен на газ. Год спустя были легализованы контракты на условиях take-or-pay (“бери или плати”), по которым покупателям полагалось оплачивать определенную часть законтрактованного газа даже в случае отказа или невозможности его приема. Важный фактор роста добычи в 1980-е гг. — снижение налоговой нагрузки на производителей, добывавших его из угольных пластов, черных сланцев и битуминозных песчаников. И хотя за последние 15–20 лет во всех традиционных газодобывающих районах США добыча сокращалась, в 1990–2008 гг. извлечение газа из этих нетрадиционных источников более, чем утроилось, превысив ныне треть всей добычи. Ряд трубопроводов проложен за последние 15 лет из Канады. Но сетевого газа не хватает, и с конца 1980-х гг. США стали развивать инфраструктуру СПГ: на Атлантическом побережье появились терминалы по его приему и регазификации, в Калифорнии стали проектироваться заводы и терминалы. В условиях падения добычи газа, вероятного сокращения трансаме-

риканских поставок ожидается повышение роли СПГ — из Австралии, Индонезии, Малайзии, с нашего Дальнего Востока. Нетто-импорт СПГ на Тихоокеанском побережье США в 2010 г. может составить не менее 22 млрд куб. м, в 2020 г. — 34 млрд куб. м, в 2030 г. — 45 млрд куб. м. Доля СПГ в нем возрастет до 80–90%.

Снижению добычи газа в традиционных районах США сопутствует сокращение производства гелия, что в перспективе (после исчерпания федерального хранилища гелиевого концентрата в Клифсайде) потребует организации его импортных поставок из других регионов мира, в том числе из Восточной Сибири.

АТР — главный внешний рынок нефти, добываемой в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Спрос на нефть и нефтепродукты там составит к 2010 г. 1100–1110 млн т в год, к 2020 г. — 1570–1580 млн т, к 2030 г. — 1860–1870 млн т. В регионе продолжится массовая моторизация экономики и населения, развитие систем и средств автомобильного, авиационного, морского и речного транспорта.

Развитие экономики большинства стран АТР происходит в основном по индустриальной модели Европы и Северной Америки с лагом в 25–35 лет (в зависимости от сегмента). Имеет место массовое внедрение существующих промышленных, энергетических, транспортных технологий с эксплуатационным ресурсом не менее 20–30 лет. Ввиду высокой инерционности технологических систем в ближайшие десятилетия в регионе будет происходить дальнейшее увеличение единичного расхода энергии и совокупного потребления энергетических ресурсов. В результате изменения технологического уровня энергообеспечения, трансформации структуры топливно-энергетического баланса наиболее быстро будет расти спрос на нефть и газ.

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. Потребление газа будет возрастать в электроэнергетике, коммунально-бытовой сфере, а также в системах и средствах транспорта, включая моторное топливо. Ужесточение экологических требований и усиление технологических ограничений воздействия на окружающую среду будет выступать дополнительным фактором увеличения потребления газа и повышения его доли в структуре топливно-энергетического баланса.

Особенно быстро спрос на нефть и газ будет возрастать в Китае, Индии, Индонезии, Малайзии, Вьетнаме, Таиланде, на Филиппинах. Для обеспечения их растущих потребностей внутрирегиональных источников недостаточно. Открытие в последние годы в Китае (Ордосский бассейн, Таримский бассейн, Сычуаньский бассейн, Бохайваньский залив и др.), в Австралии (Тиморское море), в Папуа — Новой Гвинее (Папуасский бассейн), в Индии (Бенгальский залив), во Вьетнаме (Южно-Китайское море) ряда крупных месторождений углеводородов является фактором, способствующим развитию в регионе инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию нефти и газа. Но удовлетворить рост потребностей ни сейчас, ни в будущем эти открытия не смогут.

Основной внешний рынок газа Восточной Сибири и Дальнего Востока — также АТР. Спрос на внерегиональные закупки 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 (см. табл. 1). Нетто-импорт газа будет возрастать под влиянием факторов ресурсных (ограниченность в регионе запасов углеводородов), экономических (дальнейший, преимущественно экстенсивный рост экономики), демо-

графических (рост населения), экологических (дальнейшее ухудшение природной среды) и технологических (изменение структуры энергетики).

Цена нефти на Тихоокеанском рынке, как правило, на 3–7% выше цен европейского рынка, что обусловлено повышенным спросом и транспортными рисками. При углублении в кратко- и среднесрочной перспективе кризисных процессов в мировой экономике в 2009–2010 г. нефть на этом рынке будет стоить 55–60 долл./бар. в среднегодовом исчислении (табл. 2).

Таблица 2.

Цены на нефть и газ на Тихоокеанском рынке в 2008 г. и прогноз до 2030 г. (среднегодовые значения)

Сценарий/Год	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Прогноз цен на нефть, долл./бар.						
Умеренный	95	60	70	80	80	80
Интенсивный	95	100	110	120	130	140
Прогноз цен на газ, долл./тыс. м³						
Умеренный	300	280	320	400	440	450
Интенсивный	300	300	580	730	870	900

В развитых странах повторяется ситуация 1973–1981 гг., когда за 8–9 лет нефть была в основном, вытеснена газом, углем и атомной энергией из коммерчески наименее эффективного сегмента ее использования — электроэнергетики. В последние годы подобные процессы наблюдаются и в сегменте моторного топлива.

В долгосрочной перспективе ожидается повышение относительных цен сырьевых и энергетических ресурсов. В умеренном сценарии долгосрочные нефтяные цены будут на уровне 70–80 долл./бар. В интенсивном варианте продолжится давление на цену со стороны повышенного спроса на нефть в Китае, Индии, Индонезии, на Филиппинах, активно наращающие импорт сырья и нефтепродуктов на фоне экономической и политической нестабильности в ряде стран-экспортеров. В этом сценарии цены на нефть на Тихоокеанском рынке последовательно возрастут до 140 долл./бар.

В условиях роста доли СПГ в структуре мировой торговли природным газом, а также повышения технологической эффективности и гибкости поставок цена природного газа перестанет быть напрямую “привязанной” к ценам на нефть. Этому будут способствовать и организационные мероприятия в мировой системе газобеспечения — создание международных структур стран-производителей с целью регулирования газовых рынков.

Ожидается, что цена энергетической единицы природного газа с учетом экологических преимуществ и повышения технологического спроса на газ будет сближаться с соответствующим показателем для нефти. При этом разница цен на сетевой природный газ и СПГ, а также региональная дифференциация на основных рынках (Европа, Северная Америка, АТР) будут уменьшаться.

Средняя цена газа на мировом рынке в умеренном варианте в 2010 г. снизится до 250 долл./куб. м с последующим ростом до 400–450 долл./куб. м. В интенсивном варианте цена природного газа возрастет в долгосрочной перспективе до 870–900 долл./куб. м.

Россия — мировой лидер в производстве и экспорте энергоносителей. В 2008 г. ее добыча нефти и газа превысила 1 млрд т. нефтяного эквивалента (включая 488 млн т нефти и 665 млрд куб. м газа). Нефти и нефтепродуктов было экспортировано свыше 350 млн т, газа — 203 млрд куб. м. Кстати, в Сибири и на Дальнем Востоке, обеспечивающих (включая шельф) более 70% добычи нефти и около 95% — газа, сосредоточено около 90% ресурсов углеводородов России.

Западная Сибирь — главный нефтегазодобывающий район, где сосредоточено (включая прилегающий шельф) свыше 60% НСР (начальных суммарных ресурсов) углеводородов России, добывается около 70% нефти и свыше 90% газа. Здесь действуют развитые системы магистральных нефте- и газопроводов западного, южного и юго-восточного направлений, а также системы промысловых и подводных нефтепроводов и газораспределительных сетей; функционируют нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ).

Крупнейшие нефтяные месторождения — Самотлорское (с начальными извлекаемыми запасами более 3,2 млрд т), Приобское (2,1 млрд т), Красноленинское (1,2 млрд т); газовые — Уренгойское (свыше 10 трлн куб. м), Ямбургское (5,2 трлн куб. м), Бованенковское (4,4 трлн куб. м), Заполярное (3,5 трлн куб. м). В Западной Сибири работают все крупнейшие вертикально-интегрированные нефтегазовые компании страны — “Газпром” (включая “Газпром нефть”), “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “ТНК-ВР”, “Сургутнефтегаз”, “РуссНефть”, на долю которых приходится 97% добычи нефти и газа в регионе.

Газовая промышленность Западной Сибири представляет собой крупнейший в мире производственно-технологический комплекс, включающий системы добычи, переработки и сверхдальнего транспорта газа. В ближайшие годы для поддержания и наращивания добычи планируется введение месторождений в Надым-Тазовском междуречье, Обской губе, утилизация запасов низконапорного газа; стратегическое направление развития — освоение запасов и ресурсов газа полуострова Ямал и акватории Карского моря.

Восточная Сибирь — крупный перспективный регион формирования новых центров нефтяной и газовой промышленности мирового уровня. НСР нефти в нем составляют около 11% общероссийских ресурсов, свободного газа — почти 14%, попутного нефтяного газа — более 8%, конденсата — около 16%; в регионе добывается 0,3% российской нефти и около 1% — газа.

Крупнейшие месторождения — Ковыктинское (с запасами газа 2 трлн куб. м, конденсата — 84 млн т), Чайндинское (более 1,2 трлн куб. м газа, 70 млн т конденсата и нефти), Ванкорское (включая прилегающие участки, с извлекаемыми запасами нефти около 440 млн т) и т.д.

Благодаря вводу в эксплуатацию участка нефтепровода ВСТО (Восточная Сибирь—Тихий океан) Талакан—Тайшет (в реверсном режиме) с конца 2008 г. быстро нарастает добыча на крупнейших месторождениях региона — Талаканском и Верхнечонском.

Дальний Восток — новый динамично развивающийся нефтегазодобывающий район. НСР нефти — почти 9% общероссийских ресурсов, газа — свыше 11%; здесь добывается около 2,6% российской нефти и почти 1,4% — газа; ведется добыча нефти и газа на сухопутных месторождениях о-ва Сахалин и в рамках проектов Сахалин-1 и Сахалин-2; начаты поисковые работы по проекту Сахалин-3 и на Западно-Камчатском шельфе; сформированы лицензионные блоки в рамках проектов Сахалин 4–9. Действуют локальные системы нефтегазообеспе-

чения “Северный Сахалин — Комсомольский промышленный узел”, введен в эксплуатацию газопровод “Комсомольск-на-Амуре — Хабаровск”.

С 2006 г. функционирует нефтепровод Чайво—Де-Кастри, береговой комплекс подготовки нефти и экспортный нефтяной терминал в порту Де-Кастри, откуда в октябре 2006 г. начался экспорт нефти в Южную Корею и Японию. В дальнейшем поставки осуществлялись также в Индию, Китай, Тайвань, Филиппины, США. В I квартале 2007 г. добыча нефти в рамках Сахалина-1 вышла на проектную мощность — за год добыто 11,2 млн т, в 2008 — 9,6 млн т нефти. В ближайшее время планируется реализация газовой фазы. Ныне часть газа, добываемого в рамках проекта, поставляется местным потребителям по газопроводу Сахалин — Комсомольск-на-Амуре — Хабаровск, при этом основной его объем закачивается обратно в пласт.

В 2011 г. планируется ввод в эксплуатацию газопровода Хабаровск—Владивосток. Источником сырья на среднесрочную перспективу станет газ проекта “Сахалин-1”, в дальнейшем — проекты “Сахалин-3” — “Сахалин-9”.

В марте 2009 г. на юге Сахалина заработал первый в России завод по производству СПГ из двух технологических линий производительностью по 4,8 млн т в год. Выход на проектную мощность запланирован на 2010 г. На базе западно-сибирского и частично сахалинского сырья работают Хабаровский и Комсомольский НПЗ мощностью по сырью 9,5 млн и 3,3 млн т в год. Доля Дальнего Востока в общероссийской переработке нефти составляет 4,5%.

По прогнозам до 2030 г. предстоит реализация мегапроектов, призванных обеспечить долгосрочное технологическое развитие нефтяной, газовой, нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической отраслей:

- стабилизация и обоснованное наращивание добычи нефти, полная утилизация попутного нефтяного газа, модернизация систем транспорта и переработки нефти, расширение и повышение технологического уровня нефтехимии, воспроизводство минерально-сырьевой базы нефти (объем инвестиций до 2030 г. — 280–330 млрд долл.);

- освоение ресурсов газа и конденсата полуострова Ямал, в Обской и Тазовской губах, поддержание и развитие добычи газа и конденсата в традиционных районах (Надым-Пур-Тазовское междуречье), включая утилизацию низконапорного газа, модернизацию существующих и строительство новых газотранспортных систем западного и южного направлений, дальнейшую газификацию промышленности, расширение мощностей по газопереработке и газохимии, воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы газа (объем инвестиций до 2030 г. — 550–590 млрд долл.);

- формирование в Восточной Сибири нового центра НГК, включая развитие нефтяной, газовой, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы углеводородов (объем инвестиций до 2030 г. — 150–170 млрд долл.).

- полномасштабное освоение углеводородов шельфа дальневосточных морей и Тихого океана (объем инвестиций до 2030 г. 70–80 млрд долл.)

Важнейшие установки в рамках мегапроектов:

- развитие НГК полуострова Ямал и прилегающих акваторий;
- формирование Ванкоро-Сузунского центра, Эвенкийского и Ангаро-Виллойского центров нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтегазохимии (включая гелиевую промышленность);

- запуск второй фазы разработки месторождений в рамках проектов “Сахалин-1” и “Сахалин-2”; проведение геологоразведочных работ и формирование новых добывающих центров нефти и газа в рамках проектов “Сахалин-3” — “Сахалин-9”; завершение строительства нефтепровода Восточная Сибирь—Тихий океан (ВСТО) с терминалом в бухте Козьмино;

- строительство газопровода “Алтай”; расширение ЕСГ на Восток, создание системы газопроводов Восточная Сибирь—Дальний Восток и Сахалин—Приморье (Владивосток, Находка) с выходом на Китай (газопровод Дальнереченск—Харбин) и Корею (подводный газопровод Находка—Сеул), создание заводов и терминалов СПГ в районе Находки; газификация существующих и новых промышленных центров Востока РФ, в т.ч. объектов горно-металлургического комплекса.

Таблица 4.

**Целевые индикаторы добычи нефти и конденсата в Сибири
и на Дальнем Востоке до 2030 г., млн т в год**

Регион / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Сибирь	364,0	413,0	433,0	452,0	470,0
Дальний Восток	16,9	18,2	24,8	30,5	33,1
Всего	381	431	458	483	503
Россия, всего	544	609	630	630	630
Доля Сибири и Дальнего Востока в России, %	70	71	73	77	80

Таблица 5.

**Целевые индикаторы газа в Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г.,
млн куб. м в год**

Регион / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Сибирь	615	714	792	808	818
Дальний Восток	22,6	30,5	52,6	74,2	82,9
Всего	637,6	744,5	844,6	882,2	900,9
Россия, всего	681	790	895	930	960
Доля Сибири и Дальнего Востока в России, %	93,6	94,2	94,4	94,9	93,8

Перспективный уровень добычи нефти и газа в Сибири и на Дальнем Востоке в период до 2030 г. будет определяться, в основном, внутренним и внешним спросом, уровнем цен, развитием транспортной инфраструктуры, географией, запасами и качеством разведанной сырьевой базы и темпами ее воспроизводства, налоговыми и лицензионными условиями, научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений. Эти стратегические ориентиры предполагают внедрение передовых технологий, совершенствование институциональной среды в НГК, проведение эффективной политики по воспроизводству минерально-сырьевой базы. Увеличение объемов геологоразведки особенно важно в Западно-Сибирской, Лено-Тунгусской, Охотоморской нефтегазоносных провинциях и на шельфах арктических морей. В долгосрочной перспективе доля Сибири и Дальнего Востока в РФ возрастет по нефти до 80%, по газу — до 93–94%.

Курс диверсификации экспортных поставок с прямым выходом на крупнейших платежеспособных потребителей Тихоокеанского рынка, реализуемый в РФ, отвечает ее экономическим интересам, как и долгосрочным глобальным экономическим процессам.

Таблица 6.

Источники и маршруты поставок нефти из России на Тихоокеанские рынки в 2010–2030 гг., млн т в год

Источник, маршрут, направление / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Из Западной Сибири	25	35	46	38	29
Нефтепровод Омск — Атасу — Алашанькоу					
в Китай	2	5	10	10	10
Железная дорога (Забайкальск — Маньчжурия; Наушки — Сухэ-Ботор; Гродеково — Суйфэньхэ)					
в Китай	12	10	5	5	5
Нефтепровод ВСТО (включая отвод Сковородино — Дацин, порты Дальнего Востока)					
в Китай	5	10	15	10	10
в Японию	2	3	5	3	1
в Корею	3	5	7	7	2
в др. страны Тихоокеанского рынка	1	2	4	3	1
Из Восточной Сибири	7	27	41	58	75
Железная дорога (Забайкальск — Маньчжурия; Наушки — Сухэ-Ботор; Гродеково — Суйфэньхэ)					
в Китай	1	2	2	2	2
Нефтепровод ВСТО (включая отвод Сковородино — Дацин, порты Дальнего Востока)					
в Китай	3	12	20	30	38,8
в Японию	1	5	5	7	9,5
в Корею	2	7	10	14	19,2
в другие страны Тихоокеанского рынка	0	1	4	5	5,5
С Дальнего Востока (Сахалин, Камчатка)	16,3	17,6	22,1	26,1	29,1
Из терминала Де Кастри					
в Китай	2,6	2,9	3,7	3,9	4,1
в Японию	0,4	0,5	1,7	2,0	2,1
в Корею	2,2	2,4	3,1	3,3	3,5
в другие страны Тихоокеанского рынка	3,5	3,8	3,8	3,9	4,1
Всего из терминала Де Кастри	8,8	9,5	12,3	13	13,8
Из терминала в Пригородном, морских платформ					
в Китай	1,5	1,6	2,6	3,9	4,4
в Японию	4,5	4,6	4,5	4,5	4,4
в Корею	1,5	1,7	2,1	3,5	5,3
в другие страны Тихоокеанского рынка	0,0	0,1	0,6	1,2	1,3
Из России на Тихоокеанский рынок, всего	48,3	79,6	109,1	122,1	133,1
в Китай	27,1	43,5	58,3	64,8	74,3
в Японию	7,9	13,1	16,2	16,5	16,9
в Корею	8,7	16,1	22,2	27,8	30,0
в другие страны Тихоокеанского рынка	4,5	6,9	12,4	13,1	11,9

Таблица 7.

Источники, маршруты и направления поставок газа из России на Тихоокеанские рынки в 2010–2030 гг., млн куб. м в год

Источник, маршрут, направление / Год	2010	2015	2020	2025	2030
Из Западной Сибири	0	13	30	40	40
Газопровод “Алтай”					
в Китай	0	3	20	30	30
Газопровод — ЕСГ — Восточная Сибирь — Дальний Восток (включая отводы на Китай, Корею, заводы и терминалы СПГ)					
в Китай	0	5	5	5	5
в Японию	0	2	2	2	2
в Корею	0	2	2	2	2
в другие страны Тихоокеанского рынка	0	1	1	1	1
Из Восточной Сибири	0	50	92	106	112
Газопровод Восточная Сибирь — Дальний Восток (включая отводы на Китай, Корею, заводы и терминалы СПГ)					
в Китай	0	25	55	69	75
в Японию	0	5	7	7	7
в Корею	0	15	20	20	20
в другие страны Тихоокеанского рынка	0	5	10	10	10
С Дальнего Востока (Сахалин, Камчатка)	13,7	21,5	38,6	53,2	57,9
Из терминала СПГ в Пригородном, морских платформ					
в Китай	1,4	1,8	3,0	3,8	4,0
в Японию	8,2	10,8	14,0	14,6	15,0
в Корею	2,7	3,6	5,2	5,9	6,0
в другие страны Тихоокеанского рынка	1,4	1,8	3,2	4,1	4,3
По газопроводу Сахалин — Владивосток — Находка с отводами на Китай, Корею, с новых терминалов СПГ на Дальнем Востоке (Приморье, Камчатка)					
в Китай	0,0	1,0	3,9	7,4	8,6
в Японию	0,0	0,2	2,1	3,7	4,3
в Корею	0,0	0,8	3,3	6,2	7,1
в другие страны Тихоокеанского рынка	0,0	1,4	3,8	7,4	8,6
Из России на Тихоокеанский рынок, всего	13,7	84,5	160,6	199,2	209,9
в Китай	1,4	35,8	87,0	115,2	122,5
в Японию	8,2	18,0	25,1	27,3	28,3
в Корею	2,7	21,5	30,5	34,1	35,2
в другие страны Тихоокеанского рынка	1,4	9,2	18,0	22,5	23,9

После ввода в эксплуатацию первой (2009 г.) и второй (2014 г.) очередей нефтепровода ВСТО трубопроводные поставки нефти (с учетом отвода на Китай и фрахта в портах Дальнего Востока) из Западной и Восточной Сибири на Тихоокеанский рынок будут последовательно доведены до 80 млн т; после 2025 г. с учетом поставок на Хабаровский НПЗ потребуется увеличение пропускной способности нефтепровода. Железнодорожные поставки нефти в Китай сохранятся на уровне 5–7 млн т в год.

Экспорт нефти с месторождений о-ва Сахалин и шельфа Охотского моря, а в долгосрочной перспективе — и Западно-Камчатского шельфа Тихого океана может составить не менее 25–30 млн т. при условии полной загрузки Комсомольского НПЗ. Основные поставки будут осуществляться через терминал Де Кастри в Хабаровском крае и терминал в Пригородном на юге Сахалинской области, а также с морских платформ (особенно на начальной стадии реализации проектов “Сахалин-3” — “Сахалин-9”). В целом экспорт на Тихоокеанские рынки может достигнуть в 2009 г. 45–50 млн т, в 2020 г. — 100–110 млн т, в 2030 г. — 130–140 млн т. Гарантированные поставки в Корею можно довести до 28–33 млн т.

В рамках проекта “Сахалин-2”, начиная с марта 2009 г., ведутся поставки СПГ, главным образом, в Японию, с отгрузкой из терминала на юге Сахалина. Выход на проектную мощность 13,7 млрд куб. м (в пересчете на исходное вещество) намечен на 2010 г. В долгосрочной перспективе целесообразно строительство дополнительных модулей завода СПГ и расширение терминала.

После 2012 г. будут организованы поставки сетевого газа в Китай и Корею (через морской трубопровод) с месторождений “Сахалина-1”; после 2014 г. будет введена система Западная Сибирь — Восточная Сибирь — Дальний Восток с отводами на КНР, которая будет соединена в районе Хабаровска с газопроводной системой Сахалин — Дальнереченск (отвод на Китай) — Владивосток — Находка — Сеул, В 2015–2020 гг. в районе Находки возможно строительство завода по сжижению газа и терминала СПГ.

Экспорт сжиженного и сетевого газа из Сибири и Дальнего Востока на Тихоокеанские рынки может составить в 2015 г. 80–85 млрд куб. м, в 2020 г. — 155–165 млрд куб. м, в 2030 г. — 200–210 млрд куб. м.

Поставки нефти и газа из России в Китай и Японию будут конкурентными по отношению к поставкам в Южную Корею. Ожидается, что уже в ближайшей и среднесрочной перспективе будут расширены поставки нефти в Китай через территорию Казахстана по действующему нефтепроводу Омск—Атасу—Алашанькоу, в том числе с использованием схемы замещения (SWAP). Поставки западносибирской нефти по этому маршруту могут быть доведены до 10 млн т в год.

Гарантированные долгосрочные поставки газа в Корею могут составить 33–38 млрд куб. м в год.

Перспективы экспорта нефти и газа в Южную Корею будут определяться уровнями добычи в Сибири и на Дальнем Востоке, внутренними потребностями, развитием транспортной инфраструктуры, спросом и ценами на международных рынках, условиями поставок. Важную роль в обеспечении максимальных объемов поставок будет играть гибкость переговорной позиции корейских партнеров по ценам и гарантиям закупок, а также участие корейских компаний в инвестировании добычи, переработки и транспорта нефти и газа на территории России.

В сентябре 1999 г. в Корею была отгружена первая партия сырой нефти в объеме 81 тыс. т. В 2008 г. поставки приблизились к 5 млн т (экспорт осуществляется, в основном, в рамках проектов “Сахалин —1” и “Сахалин —2”). В феврале 2009 г., напомню, был пущен первый в РФ завод по производству СПГ. В 2005 г. “Сахалин Энерджи” (оператор проекта) заключил с компанией — KOGAS контракт на поставку 1,5 млн т СПГ с возможностью дополнительной поставки 0,5 млн т в год. В апреле 2009 г. в Корею поступили первые партии российского СПГ. Его доставка с Сахалина до портов Южной Кореи занимает лишь 3 дня, тог-

да как поставки сжиженного газа с Ближнего Востока занимают 15 суток, а из стран ЮВА — неделю.

Сотрудничество РФ и Южной Кореи в нефтегазовой промышленности будет основываться на эффективном освоении ресурсов углеводородов в традиционных и новых районах Сибири и Дальнего Востока, шельфа арктических и дальневосточных морей, на формировании новой экспортной инфраструктуры. Поставки нефти из Сибири и Дальнего Востока в Корею в настоящее время и в перспективе реально могут осуществляться: из портов Южного Сахалина — Корсаков, Пригородное; из портов Хабаровского края — Де Кастри, Ванино, Советская Гавань; из портов Приморского края — Козьмино, Находка; с морских платформ.

НК “Роснефть” совместно с KNOC ведет поисково-разведочные работы на лицензионном участке “Западно-Камчатский шельф”. Лицензия на его геологическое изучение принадлежит ООО “Камчатнефтегаз”, являющемуся совместным предприятием “Роснефти” (60%) и KNOC (40%). Этот участок площадью 62,7 тыс. кв. км расположен в акватории Охотского моря у западного побережья Камчатки. Глубина моря — от 40 до 150 м в юго-западной части и от 300 до 400 м — северо-западной. Сейсморазведка, выполненная там с конца 1980-х до конца 1990-х гг. в объеме 13,9 тыс. пог. км, выявила перспективные структуры. В примыкающих к лицензионному участку районах Западной Камчатки проводилось глубокое параметрическое и поисково-разведочное бурение, подтвердившее наличие структур, могущих содержать нефть и газ.

В 2007 г. при участии южнокорейской корпорации газовых технологий (KOGAS-tech) и сахалинского предприятия “Тепломонтажсервис” было создано совместное предприятие “САКОТЕК Компани”. Специалисты этого СП обеспечивают безопасную эксплуатацию трубопроводов, платформ в рамках проектов “Сахалин-1” и “Сахалин-2”, завода по сжижению природного газа в Пригородном.

В 2006 г. ОАО “Газпром” и KOGAS подписали соглашение о строительстве газопровода из РФ в Южную Корею. Было предложено рассмотреть два основных варианта — морской и сухопутный. Есть договоренность о проведении анализа ресурсной базы газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке для обеспечения загрузки предполагаемого газопровода. В сентябре 2008 г. “Газпром” и KOGAS подготовили пакетное соглашение стоимостью 102 млрд долл., включающее строительство газопровода в Южную Корею из Приморского края (Владивосток, Находка), газохимического комплекса и завода по сжижению природного газа. Не исключено участие KOGAS в разработке крупнейшего в Восточной Сибири Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

При развитии нефтегазового комплекса и формировании экспортных проектов в Восточной Сибири следует учитывать особый химический состав газа месторождений Лено-Тунгусской НГП: до начала экспорта целесообразна его переработка на российской территории. Необходима организация технологически и экономически обоснованного и экономически эффективного извлечения этана, пропана, бутанов гелия и других элементов. В создании газоперерабатывающих и нефтехимических производств на территории РФ могут участвовать корейские компании.

Развитие сотрудничества России и Южной Кореи в нефтегазовой промышленности — следствие эффективного освоения ресурсов и запасов углеводородов в традиционных и новых районах Сибири и Дальнего Востока,

шельфа арктических и дальневосточных морей, формирования новой экспортной инфраструктуры.

Основные направления сотрудничества России и Южной Кореи в нефтегазовой сфере на Востоке страны: поставки нефти; поставки сжиженного природного газа; поставки трубопроводного природного газа; совместная разработка месторождений нефти и газа в Восточной Сибири, на шельфе Сахалина и Камчатки; совместное участие в проектах *upstream* в других странах; участие корейских компаний в модернизации действующих заводов и строительстве новых заводов по глубокой переработке и химии нефти и газа на территории Сибири и Дальнего Востока; участие корейских компаний в сервисных и подрядных работах на территории Сибири и Дальнего Востока; соучастие российских компаний с корейскими партнерами в переработке и дистрибуции нефтепродуктов на территории Кореи; их соучастие в переработке, хранении и дистрибуции газа на территории Кореи, как и соучастие в ее нефтепроводах, газопроводах, хранилищах нефти и газа.

Поставки нефти из Сибири и Дальнего Востока в Корею в настоящее время и в перспективе реально могут осуществляться из портов Южного Сахалина — Корсаков, Пригородное; из портов Хабаровского края — Де Кастри, Ванино, Советская Гавань; из портов Приморского края — Козьмино, Находка; с морских платформ.

Поставки сетевого и сжиженного газа могут быть организованы: из порта Южного Сахалина — Пригородное (СПГ); из порта Приморского края — Находка (СПГ); из месторождений стран АТР (Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней) по схеме замещения SWAP Западная Сибирь (СПГ); из месторождений стран АТР (Индонезия, Малайзия, Австралия, Бруней) по схеме замещения SWAP Западная Сибирь (СПГ); по подводному газопроводу Находка — Сеул (трубопроводный газ).

Важную роль в обеспечении максимальных объемов поставок в Корею будет играть гибкость переговорной позиции корейских партнеров по ценам и гарантиям закупок, как и участие корейских компаний в инвестировании добычи, переработки, транспорта нефти и газа на территории РФ. Поставки из России в КНР и Японию будут конкурентными по отношению к поставкам в Южную Корею, способным достичь 33–38 млрд куб. м в год.

* * *

В целом экспорт нефти из России на Тихоокеанские рынки может достигнуть в 2020 г. — 100–110 млн т, в 2030 г. — 130–140 млн т. Гарантированные поставки в Корею могут быть доведены до — 28–33 млн т в год. Экспорт сжиженного и сетевого газа из Сибири и Дальнего Востока на Тихоокеанские рынки может составить в 2015 г. 80–85 млрд куб. м, в 2020 г. — 155–165 млрд куб. м, в 2030 г. — 200–210 млрд куб. м.

Переговорная позиция азиатских партнеров зачастую сводится к принципу (бубу вэй ин) — “шаг за шагом закрепляться”. Думается, что российской стороне при поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа следует добиваться гарантий по ценам, объемам и срокам реализации транзакций, заключать связанные договора, предполагающие одновременные поставки продукции нефтегазопереработки и нефтегазохимии, а также обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов. Это предложение, выдвинутое академиком А.Э. Конторови-

чем в 2005 г. на Форуме трубопроводов Северо-Восточной Азии в Сеуле, встретили понимание многих азиатских коллег.

Цены экспортных поставок нефти и газа из Восточной Сибири и Дальнего Востока на Тихоокеанские рынки должны быть несколько выше европейских с учетом высокого качества сырья, повышенного спроса и наличия транспортных рисков при поставках из других регионов мира (Ближнего Востока, Африки).

Целесообразно формирование контролируемых российскими компаниями, прежде всего, “Газпромом”, “Роснефтью”, “ЛУКОЙЛом”, “ТНК-ВР” и “Зарубежнефтью”, поставок нефти, нефтепродуктов, сетевого и сжиженного газа, а также гелия не только из России, но и из других регионов мира. “Газпром” как глобальная энергетическая компания имеет возможность вхождения в проекты поставок СПГ в страны АТР, на Тихоокеанское и Атлантическое побережье США, организуемых международными (МНК) и транснациональными компаниями ТНК-ВР, Shell, Exxon, Chevron, Total и др., из различных регионов мира по схеме замещения SWAP на европейском рынке, а также в обмен на их ограниченный допуск к проектам на территории Западной и Восточной Сибири, шельфе Дальневосточных и Арктических морей.

Создание и приобретение инфраструктуры, получение доступа к добывающим активам и организация крупномасштабных поставок из различных регионов мира позволит России занять доминирующие позиции на Тихоокеанском рынке нефти, нефтепродуктов и газа, контролируя не менее трети всех экспортно-импортных поставок углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе.