

Регион: экономика и социология, 2008, № 2, с. 307–323

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОСТАВОК ПРИРОДНОГО ГАЗА РОССИИ В СТРАНЫ АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА

А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН

Аннотация

Исследованы состояние и перспективы развития газовой промышленности восточных районов России и оценены системы газообеспечения стран Северо-Восточной Азии. Обоснованы перспективы сотрудничества России с северо-восточными странами АТР в газовой сфере, а также связанные с этим проблемы и угрозы.

Ключевые слова: природный газ, спрос, предложение, емкость рынка, цены, Северо-Восточная Азия, газопроводная система, АТР

СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ СПРОСА НА ГАЗ В АТР

Азиатско-Тихоокеанский регион – наиболее динамично развивающийся международный рынок природного газа. В последние десятилетия (вторая половина XX – начало XXI в.) рост спроса на газ и развитие систем газообеспечения в АТР происходили более быстрыми темпами, чем в мире в целом, что привело к увеличению доли региона в структуре глобального газопотребления за последние 40 лет почти в 15 раз. В 1965 г. использование газа в АТР составляло 5,9 млрд куб. м, в 1970 г. – уже 15,7 млрд, в 1980 г. – 70,4 млрд, в 1990 г. – 158,6 млрд, а в 2006 г. достигло 438,5 млрд куб. м, что превысило 15% глобального спроса.

В крупнейших странах Северо-Восточной Азии, территориально наиболее близких к России, спрос на газ возрастал неравномерно. В самой экономически и технологически развитой стране региона – Японии основные инфраструктурные объекты системы газообеспечения были созданы в 1970–1990-е годы, в Южной Корее – в 1990–2000-е годы, в Китае – в последние 10 лет. 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.

Особенность газового рынка АТР – отсутствие международных магистральных газопроводных систем. Исключение составляют небольшие газопроводы, идущие из Индонезии и Малайзии в Сингапур и из Мьянмы в Таиланд. Межстрановые поставки осуществляются преимущественно в виде сжиженного природного газа (СПГ) танкерным флотом. Основными поставщиками СПГ на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона помимо региональных производителей – Индонезии, Малайзии, Австралии, Мьянмы, Брунея в настоящее время выступают страны Ближнего Востока – Оман, Катар, ОАЭ, а также Северной и Западной Африки – Алжир, Египет, Нигерия. Небольшие объемы сжиженного газа на рынок Японии и Южной Кореи поставляются из США (Аляска) и Тринидада и Тобаго.

При ограниченности сырьевой базы природного газа в регионе в условиях совершенствования технологических систем и повышения экономической эффективности транспорта СПГ в конце XX – начале XXI в. здесь происходит резкое увеличение внерегионального импорта. В части формирования инфраструктуры использования газа лидером выступает самая технологически развитая страна региона – Япония, где в 1980–1990-е годы потребление газа возрастало наиболее быстро. Со второй половины 1990-х годов схожие процессы имеют место в Южной Корее, с начала 2000-х годов – в Китае.

Экономика большинства стран АТР развивается преимущественно 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,

что позволяет достаточно точно спрогнозировать спрос на основные виды моторного и котельного топлива.

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 и трансформации структуры топливно-энергетического баланса наиболее быстро будет расти спрос на нефть и газ. Ужесточение экологических требований и усиление технологических ограничений в отношении воздействия на окружающую среду будут выступать дополнительными факторами увеличения потребления газа и повышения его доли в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ).

По прогнозу Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН, спрос на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе возрастет к 2010 г. до 500–520 млрд куб. м в год, к 2020 г. – до 730–750 млрд, к 2030 г. – до 940–960 млрд куб. м (табл. 1).

Открытие в последние годы в Китае, Австралии, Папуа – Новой Гвинее, Индии, Вьетнаме и других странах АТР ряда крупных месторождений углеводородов является фактором, способствующим развитию в регионе инфраструктуры, связанной с транспортировкой, переработкой и использованием нефти и газа. Однако удовлетворить рост энергетических потребностей Китая и других стран АТР ни сей-

Таблица 1

Прогноз спроса на газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе до 2030 г., млрд куб. м (средние значения)

Страны	2010	2020	2030
Китай	70	155	260
Япония	90	110	132
Южная Корея	40	55	90
Прочие	310	420	470
В с е г о	510	740	952

час, ни в будущем эти месторождения не смогут. Нетто-импорт в АТР возрастет к 2010 г. до 170–190 млрд куб. м газа в год, к 2020 г. – до 410–420 млрд, к 2030 г. – до 680–690 млрд куб. м.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА ЯПОНИИ

Япония – самый крупный потребитель газа в АТР. В структуре ее топливно-энергетического баланса доля газа составляет около 15%. С начала 1960-х годов в стране происходил быстрый рост потребления и импорта газа, прежде всего за счет развития инфраструктуры, обеспечивающей прием СПГ. Наиболее быстро использование газа росло в 1970–1990-е годы; с конца 1990-х годов в условиях замедления экономического роста и стагнации увеличение спроса на газ несколько замедлилось.

В настоящее время в Японии ведется незначительная добыча газа на шельфе – в объеме 1,5–1,7 млрд куб. м в год, а основная часть спроса удовлетворяется за счет импорта СПГ. Япония – крупнейший импортер СПГ в мире. В 2006 г. ее импорт газа составил 82,9 млрд куб. м. Основная часть поставок осуществлялась из Индонезии, Малайзии, Австралии, Катара, ОАЭ, Брунея. Согласно новой национальной энергетической стратегии Японии нетто-импорт газа в стране увеличится в 2010 г. до 88 млрд куб. м, в 2020 г. – до 94 млрд, в 2030 г. – до 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 ТЭБ увеличится с 13 до 15%, при этом производство электрической энергии на атомных станциях 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, улучшения экологической ситуации планируется перевод части

электростанций с нефтяного топлива на газовое. Кроме того, продолжится увеличение объемов и доли использования газа в качестве моторного топлива. Все это будет стимулировать долгосрочное повышение спроса на газ.

По прогнозу ЕИА, уровень потребления газа в Японии может составить в 2010 г. 89,6 млрд куб. м, в 2020 г. – 99,5 млрд, в 2030 г. – 107 млрд куб. м. Согласно прогнозу ИНГГ СО РАН, потребление газа в Японии в 2010 г. достигнет 90 млрд куб. м, в 2020 г. – 110 млрд, в 2030 г. – 132 млрд куб. м. Нетто-импорт газа в 2010 г. может составить не менее 87 млрд куб. м, в 2020 г. – 107 млрд, в 2030 г. – 129 млрд куб. м.

Исходя из уже заключенных и планируемых контрактов на поставки СПГ, в том числе в рамках проектов, осуществляемых на шельфе о. Сахалин, предполагаемая емкость японского рынка для импорта российского природного газа в 2010 г. составит 5 млрд куб. м, в 2020 г. – 7 млрд, в 2030 г. – 10 млрд куб. м. Доля российского газа на японском рынке не превысит 6–8 %. Источником поставок будут выступать месторождения, разрабатываемые в рамках сахалинских проектов, а также месторождения Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) при создании инфраструктуры транспорта 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 проектам, связанным с добычей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, в обмен на участие ОАО «Газпром» в дистрибуции газа на территории Японии. Одновременно следует использовать возможности «Газпрома» в отношении поставок СПГ на японский рынок из различных регионов мира (например, в рамках проектов «Shell», BP и BG) по схеме замещения (SWAP) поставок сетевого газа на европейский рынок, а также за счет поставок в рамках зарубежных проектов «Газпрома».

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА КИТАЯ

Объем потребления газа в Китае составляет около 58 млрд куб. м, что является вторым показателем в АТР после Японии. Потребление возрастает в основном за счет увеличения собственной добычи. В последние годы в результате интенсификации геолого-разведочных работ сделан ряд открытий средних и мелких месторождений. В 2007 г. крупнейшей нефтегазовой компанией Китая – CNPC было открыто газовое месторождение Лунган в северо-восточной впадине Сычуаньского бассейна с запасами не менее 1 трлн куб. м на глубине свыше 6,5 км. Прогнозируется, что годовая добыча газа в Китае в 2010 г. может быть доведена до 66 млрд куб. м, в 2020 г. – до 80 млрд, в 2030 г. – до 86 млрд куб. м. Вместе с тем с учетом возможностей развития инфраструктуры потребления газа объем его использования в стране составит в 2010 г. более 73 млрд куб. м, в 2020 г. – 176 млрд, в 2030 г. – 260 млрд куб. м. Соответственно импорт газа должен достигнуть в 2010 г. 7 млрд куб. м, в 2020 г. – 96 млрд, в 2030 г. – 174 млрд куб. м.

Ожидается, что наиболее быстро будет увеличиваться потребление газа в энергетике, где его доля превысит треть. Кроме того, интенсивно 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 быстрее будет расти потребление газа в северо-восточной части Китая, Бохайском кольце, а также в Дельте Янцзы, где сегодня уровень его использования пока весьма низок.

В результате превышения перспективного спроса на газ над возможностями роста его добычи 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 для транспортировки СПГ, магистральных газопроводов из России и Центральной Азии.

Предполагается, что транскитайские магистральные газопроводы на западе страны будут связаны с Туркменистаном и Казахстаном, что должно обеспечить их загрузку в условиях недостаточности сырьевой базы в Синьцзян-Уйгурском автономном районе. Планы строительства магистральных газопроводов в Китай из Центральной Азии рассматриваются как аргумент в переговорах 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 партнером Китая, должна предпринять ряд мер по экономически обоснованному вхождению на китайский рынок, недопущению ценовой конкуренции с другими экспортерами при поставках газа на него. Необходимо обеспечить увеличение газовых поставок из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана на атлантическом направлении через территорию России, что предполагает развитие транспортной инфраструктуры (строительство Прикаспийского газопровода, реконструкцию газопроводов Средняя Азия – Центр и Бухара – Урал), расширение участия российских компаний в проектах, связанных с добычей в Центральной Азии. Это позволит замкнуть поставки газа из региона на российскую Единую систему газоснабжения (ЕСГ), исключить возможность организации значительных экспортных поставок из названных стран 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 и транснациональными компаниями (BP, «RD/Shell», «Exxon-Mobil», «ChevronТехасо» и др.), из различных регионов мира по схеме замещения (SWAP), а также в обмен на ограниченный допуск этих компаний к проектам, реализуемым на территории Западной и Восточной Сибири.

Поставки газа из России на китайский рынок могут составить в 2010 г. не менее 3,5 млрд куб. м (СПГ), в 2020 г. – 78 млрд, в 2030 г. –

125 млрд куб. м. Создание инфраструктуры и организация крупномасштабных поставок позволят России занять доминирующие позиции на китайском рынке газа, контролируя 70–85% всех импортных поставок.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА ЮЖНОЙ КОРЕИ

В структуре топливно-энергетического баланса Южной Кореи доля газа составляет 17,3%. Относительно низкая доля газа связана с полным отсутствием собственной сырьевой базы и до недавнего времени – развитой инфраструктуры по приему крупных партий СПГ, с более высокой ценой энергетической единицы газа по сравнению с другими энергоносителями, в первую очередь углем. Потребление газа удовлетворяется полностью за счет импортных поставок СПГ.

В 1986 г. начались первые поставки СПГ, которые быстро возрастали вплоть до Азиатского финансового кризиса 1997–1998 гг., когда объем закупок незначительно снизился. В 1986–1997 гг. импорт газа увеличился с 0,1 до 16,4 млрд куб. м. После оживления экономической и деловой активности с конца 1990-х годов потребление газа постоянно возрастало и составило в 2006 г. 35 млрд куб. м, доля газа в структуре ТЭБ за этот период увеличилась почти на 7 п.п. (с 6,4 до 17,3%). В настоящее время весь потребляемый в стране газ импортируется в виде СПГ в основном из Катара, Индонезии, Омана и Малайзии, а также из Брунея, Египта, Алжира, Австралии, Нигерии, Тринидада и Тобаго.

Основная часть потребляемого газа используется в коммунально-бытовом секторе (12,5 млрд куб. м, или 35,8%) и электроэнергетике (11,5 млрд куб. м, или 33%).

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, в 2030 г. – 64 млрд куб. м. Администрация энергетической информации США (US EIA) прогнозирует использование газа в Южной Корее в 2010 г. в объеме 37 млрд куб. м, в 2020 г. – 44,5 млрд, в 2030 г. – 51,3 млрд куб. м. По прогнозу ИНГГ СО РАН, потребление газа в этой

стране в 2010 г. может составить 40 млрд куб. м, в 2020 г. – 55 млрд, 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 электроэнергетике, на транспорте и в коммунально-бытовой сфере Южная Корея будет наращивать объем импортных поставок. Импорт газа увеличится в 2010 г. до 40 млрд куб. м, в 2020 г. – до 55 млрд, в 2030 г. – до 90 млрд куб. м. Поставки из регионов, альтернативных России, могут удовлетворить лишь часть импортного спроса Южной Кореи. Ожидается, что объем поставок газа из России в 2010 г. составит 3 млрд куб. м, в 2020 г. – 15 млрд, в 2030 г. – 20 млрд, в том числе сетевого газа в 2020 г. – не менее 10 млрд, в 2030 г. – 13 млрд; сжиженного газа в 2010 г. – 3 млрд, в 2020 г. – 5 млрд, в 2030 г. – 7 млрд куб. м. Доля России в физических поставках газа на южно-корейский рынок может равняться 20–30%. Вместе с тем целесообразно усилить российское влияние на систему энергообеспечения этой страны через участие «Газпрома» в контроле над поставками СПГ из различных регионов мира (как по схеме замещения, так и через участие в проектах по добыче за рубежом), прежде всего из Африки, с Ближнего Востока, из АТР, Южной Америки. Возможно также участие Корейской газовой корпорации в проектах, реализуемых в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, при условии равноценного доступа «Газпрома» к инфраструктуре распределения газа на территории Южной Кореи.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА МОНГОЛИИ

Сегодня 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 ве-

дется 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 этой программы на сжиженные природный и углеводородные газы (СПГ и СУГ) в первую очередь будут переведены общественный транспорт и таксопарк страны. Планируется строительство сетей газозаправочных станций в городах Дархан и Эрдэнэт. Поставляется сжиженный газ 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. Осуществление 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).

Любые проекты в газовой сфере на территории Монголии в силу географических, ресурсных и технологических факторов могут быть реализованы лишь с участием ОАО «Газпром». В связи с этим важно восстановить экономические и политические позиции России в этой стране.

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ, ОРГАНИЗАЦИИ ПОСТАВОК НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК И ЭКСПОРТА В АТР

Состояние разведанных запасов газа и перспективы их увеличения при наличии соответствующих инвестиций и благоприятной ситуации на внутреннем и внешнем рынках газа позволяют довести добычу газа в 2010 г. до 681 млрд куб. м в год, в 2020 г. – до 890 млрд, в 2030 г. – до 910 млрд куб. м с последующим поддержанием ее на этом уровне за счет ввода месторождений, открытие которых прогнозируется (табл. 2). Это даст возможность удовлетворить внутренние потребности страны, обеспечить увеличение поставок в Европу,

Таблица 2

Прогноз добычи газа в России до 2030 г., млрд куб. м

Регион	2010	2015	2020	2025	2030
Западная Сибирь	610	630	670	670	670
Европейская Россия	40	52	80	88	90
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	11	85	115	117	120
Дальний Восток	20	23	25	30	30
В с е г о	681	790	890	905	910

сформировать новые крупные экспортные направления – в Китай и другие страны АТР, а также в США.

Главными источниками поставок газа из России в страны АТР, прежде всего в Китай, будут месторождения Западной Сибири, Восточной Сибири и Сахалина. Годовая добыча газа в Западной Сибири в ближайшие десятилетия может быть доведена до 670 млрд куб. м, в Восточной Сибири – до 120 млрд, на Дальнем Востоке – до 30 млрд куб. м.

При развитии газовой промышленности Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) следует учитывать высокое содержание в природных газах этого региона таких элементов, как этан, пропан, бутаны и конденсат. Ежегодная добыча гелия в Восточной Сибири и Якутии может быть доведена к 2020 г. до 135–150 млн куб. м в год. При освоении газовых месторождений Лено-Тунгусской провинции необходимо предусмотреть строительство заводов по выделению гелия и его хранилищ.

Экспорт сжиженного природного газа с месторождений Сахалина в страны АТР может начаться уже в 2008 г., а в 2010 г. объем добычи газа и поставок СПГ в рамках проекта «Сахалин-2» может быть доведен до 9,6 млн т, или 13,4 млрд куб. м в пересчете на исходное вещество (табл. 3).

Ожидается, что после 2010 г. может быть реализован проект поставок сетевого газа из Ковыктинского месторождения в Китай и Юж-

Таблица 3

Прогноз экспорта газа из России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона до 2030 г., млрд куб. м

Регион	2010	2015	2020	2025	2030
Западная Сибирь	–	15	30	40	60
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	–	30	60	82	82
Сахалинская обл.	13,4	13,4	18	20	23
В с е г о	13,4	58,4	108	142	165
В том числе:					
в Китай	3,5	40	78	102	125
в Японию	5	5	7	10	10
в Южную Корею	3	10	15	20	20
в другие страны АТР, включая Тихоокеанское побережье США	1,9	3,4	8	10	10

ную Корею, а после 2015 г. может начаться экспорт газа из других крупнейших месторождений Восточной Сибири и Якутии. В это же время может быть начат экспорт сетевого газа в рамках проекта «Сахалин-1» в северо-восточные провинции Китая.

К 2012–2015 гг. по мере роста в Китае спроса на газ, в том числе в качестве моторного топлива, будет организован экспорт газа в восточном направлении из Западной Сибири. Ежегодный объем поставок газа из Западной Сибири в Китай может быть доведен к 2020 г. до 40 млрд куб. м, а к 2030 г. – до 60 млрд куб. м.

После удовлетворения внутренних потребностей и выполнения обязательств по поставкам на атлантическом направлении (страны Европейского союза, СНГ, Турция) экспорт газа из Западной и Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия) и с шельфа о. Сахалин в страны АТР (прежде всего в Китай, Южную Корею, Японию) может быть доведен к 2020 г. до 108 млрд куб. м, к 2030 г. – до 165 млрд куб. м в год.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ГАЗОПРОВОДОВ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

Фактором, сдерживающим расширение экспорта энергоносителей в Китай и другие страны АТР, является отсутствие эффективной системы транспорта, прежде всего магистральных трубопроводов. Россия располагает развитой сетью газопроводов в Западной Сибири и европейской части, однако на востоке страны в настоящее время Единая система газоснабжения ОАО «Газпром» заканчивается в районе Проскоково (Кемеровская область).

Для организации крупных поставок газа российским потребителям и на экспорт в страны АТР в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо сформировать систему сверхдальнего трубопроводного транспорта, построить заводы по переработке и сжижению природного газа, создать инфраструктуру для отгрузки СПГ и конденсата. При формировании на востоке России новой системы газопроводов в первую очередь целесообразно провести газификацию юга Восточной Сибири, включая Забайкалье, соединить восточно-сибирскую систему с ЕСГ. Это предполагает строительство газопроводов Ковыктинское месторождение – Саянск – Ангарск, Иркутск – Улан-Удэ – Чита, Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское месторождение – Иркутск – Проскоково.

На первом этапе при организации экспорта газа в восточном направлении возможно использование БАМа и Транссиба, в связи с чем следует построить заводы по сжижению природного и углеводородных газов и железнодорожные терминалы для отгрузки СПГ и СУГ в Усть-Куте и Ангарске. После 2010 г. по мере наращивания объемов добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и развития инфраструктуры газообеспечения в Восточной Азии должно быть принято окончательное решение о строительстве экспортных газопроводов. Здесь экономически наиболее эффективным представляется маршрут Иркутск – Чита – Забайкальск – Харбин – Далянь – Пекин.

В период после 2010 г. будет происходить интенсивное наращивание поставок сахалинского газа. На первом этапе не интегрированные в восточно-сибирскую систему газообеспечения проекты поставок газа из месторождений шельфа о. Сахалин должны обеспечивать газификацию

фикацию Сахалинской области и Хабаровского края, экспортные поставки в АТР. Будут сооружены газопроводы:

1) Северный Сахалин – Южный Сахалин со строительством на юге острова завода по сжижению газа и терминалов для отгрузки СПГ;

2) Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск – Владивосток (в настоящее время введен в эксплуатацию участок Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск) со строительством отвода на Китай в районе Дальнереченска и терминала для отгрузки СПГ в Находке. В районе Хабаровска этот газопровод будет соединен с системой газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток.

В перспективе через территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока в Японию, Южную 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 осуществляться с использованием Северного морского пути.

Еще один важный проект, обеспечивающий выход на энергетические рынки АТР, – газопровод «Алтай», предназначенный для крупномасштабных поставок западно-сибирского газа в западные районы Китая. Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться уже с 2012–2015 гг. через территорию Алтайского края и Республики Алтай с подключением к транскитайскому газопроводу Запад – Восток. 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, диаметр трубы – 1420 мм. Впервые этот вариант трассы магистрального газопровода для поставок западно-сибирского газа в южные районы Сибири и на экспорт в Китай был предложен СО РАН в 1998 г. (академик А.Э. Конторович) в исследовании, проведенном по заказу ОАО «Газпром», как альтернатива предлагавшемуся тогдашним руководством концерна труднореализуемому северному маршруту СРТО – Подкаменная Тунгуска – Дальний Восток – Китай.

ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОВЫХ КРУПНЫХ ЦЕНТРОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ВОСТОКЕ РОССИИ И ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПОРТА В СТРАНЫ АТР

Поскольку подавляющее большинство месторождений углеводородов в Восточной Сибири – нефтегазовые, осваивать ресурсы нефти и газа нужно в рамках единой национальной программы, предусматривающей развитие глубокой переработки углеводородного сырья, формирование нефте- и газохимических производств, создание гелиевой промышленности. Целесообразность комплексного освоения нефтяных и газовых запасов и ресурсов обусловлена

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

Нужен единый, системно организованный национальный проект формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса на основе взаимодействия государства, регионов и бизнеса. Для сбалансированного развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) необходимо следующее:

- одновременное и согласованное развитие систем транспорта как нефти, так и газа;
- развитие транспортной, энергетической и социальной инфраструктуры;
- развитие газоперерабатывающей и гелиевой промышленности;
- строительство хранилищ гелиевого концентрата, продуктопроводов и проч.;

- развитие газохимических производств, обеспечивающих в крупных масштабах выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью.

Поскольку крупнейшие российские вертикально интегрированные нефтяные компании позиционируются как транснациональные структурно и территориально диверсифицированные, важно сформулировать общие принципы внешнеэкономического сотрудничества в газовой сфере. Эти принципы должны быть едиными для всех российских компаний, ведущих внешнеэкономическую деятельность в сегменте газового бизнеса. Анализ международных процессов в сфере энергетики, ситуации в газовой промышленности России и стран АТР позволяет определить следующие основные принципы переговорной позиции России по экспорту газа в страны в АТР, прежде всего в Китай.

Во-первых, при формировании экспортных поставок сетевого газа целесообразно организовать максимально технологически обоснованное и экономически эффективное извлечение из него на российской территории всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, гелий и другие элементы в соответствии с их концентрацией.

Во-вторых, цены поставок сетевого природного газа в Китай и другие страны АТР должны соответствовать ценам европейского рынка либо несколько превышать их с учетом более высокой стоимости альтернативных поставок СПГ. При наличии единого экспортного канала для поставок газа, добываемого на российской территории, необходима координация сбытовой политики с поставщиками газа из других регионов мира, особенно с компаниями, имеющими производственные активы и экономические интересы в России.

В-третьих, при обосновании маршрутов транспорта газа приоритет следует отдавать социально-экономическому развитию российских ресурсных и транзитных территорий, включая газификацию восточных регионов России.

В-четвертых, целесообразно прямое участие российских компаний (ОАО «Газпром», НК «Роснефть») в развитии инфраструктуры

транспортировки, хранения, распределения и использования газа на территории стран АТР, в первую очередь КНР, Монголии, КНДР, Республики Кореи, Индии, Японии.

В-пятых, необходимо обеспечить политическую и дипломатическую поддержку участия российских компаний в создании либо приобретении объектов добычи газа и газообеспечения в странах – потенциальных потребителях российского сырья, продуктов газопереработки и нефтехимии.

* * *

Газовая промышленность России – важнейшая составляющая экономики страны, значимый элемент международной системы энергообеспечения. Наша страна располагает крупнейшими в мире ресурсами и запасами газа, является его самым крупным производителем и экспортером. В этих условиях направления и приоритеты государственного регулирования развития газового комплекса выступают в качестве механизмов экономической политики и дипломатии в области энергетики.

При принятии крупных хозяйственных решений по организации экспорта газа в страны АТР, обеспечению деятельности российских компаний в энергетической сфере этих стран необходима единая для всех хозяйственных субъектов, научно обоснованная позиция, в том числе переговорная.

Выполнение российскими компаниями, прежде всего «Газпром», комплекса принципиальных и количественных условий в части добычи, переработки и поставок газа на традиционные и новые рынки, включая объемы, сроки и цены, с учетом возможностей развития газовой промышленности России, анализа и прогноза ситуации в странах-реципиентах позволит обеспечить энергетическую безопасность страны, реализовать коммерческие и геополитические интересы России в АТР.