

УДК 338.9
ББК 65.9(2Р)30-2
П 781

П 781 **Проблемы и перспективы модернизации российской экономики** / отв. ред. А.В. Алексеев, Л.К. Казанцева. – Новосибирск : ИЭОПП СО РАН, 2014. – 328 с.

ISBN 978-5-89665-272-4

В сборнике опубликованы статьи сотрудников Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, содержащие результаты исследований, выполненные по Программе IX.84.1. Экономика как вероятностная система: статистические и теоретические исследования, прикладные выводы.

Рассмотрены народнохозяйственные и отраслевые особенности технологического перевооружения обрабатывающей и добывающей промышленности, изучен международный опыт. Проанализированы институциональные факторы развития технологической системы, а также экологические проблемы и их влияние на общественное здоровье в регионах РФ.

Сборник представляет интерес для научных работников, занимающихся анализом и моделированием экономических процессов, а также для преподавателей, аспирантов и студентов экономических вузов.

ISBN 978-5-89665-272-4

УДК 338.9
ББК 65.9(2Р)30-2

© ИЭОПП СО РАН, 2014 г.
© Коллектив авторов, 2014 г.

И.В. Филимонова, М.В. Мишенин

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Дальний Восток – регионально один из крупнейших центров нефтегазовой промышленности России. Существующие разведанные запасы углеводородов, в том числе газообразных, при одновременном активном проведении геологоразведочных работ позволят нарастить, а при реализации политики расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы поддерживать долгосрочно высокие стабильные уровни добычи в ближайшие десятилетия.

Для комплексного освоения ресурсов газа Дальнего Востока, ухода от сырьевого пути развития экономики необходимо формировать промышленность основную на глубокой его переработке. Дальний Восток – регион, который имеет и должен стать эталоном перевода российского нефтегазового комплекса на несырьевую траекторию развития и для этого есть все предпосылки.

В этих условиях Дальний Восток выступит не только как нефтегазовый мега-кластер, включающий газодобывающую, нефте- и газоперерабатывающую, гелиевую, нефтегазохимическую промышленность, но формирующий производства конечной продукции, производимой из нефтегазохимической продукции.

В настоящее время происходит активное развитие газового комплекса в регионе. Территориально Дальний Восток делится на два основных центра газодобычи – Якутский и Сахалинский. В части развития газовой промышленности Дальнего Востока принято инвестиционное решение о начале разработки Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения, которое станет основой развития газовой промышленности Республики Саха (Якутия). В 2013 г. стартует проект освоения Киринского месторождения в рамках проекта «Сахалин-3». Учитывая, что природный газ месторождений востока страны содержит значительное количество гомологов метана и промышленные концентрации гелия необходимо ускорить и интенсифицировать проработку концепции формирования газоперерабатывающей, нефтехимической и гелиевой промышленности на Дальнем Востоке. Это создаст условия для инновационного направления развития региона, обеспечит рост валового регионального продукта, позволит решить социально-демографические проблемы.

Одним из приоритетных направлений развития современной газовой промышленности России является диверсификация направлений и способов поставок газа на мировые рынки. Поэтапное формирование системы газопроводов начато вводом в эксплуатацию газопровода «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», в дальнейшем целесообразно строительство на Дальнем Востоке магистрального газопровода «Чаяндинское–Благовещенск–Хабаровск», газопроводов, позволяющих подключить в системе восточносибирские месторождения, а также завода и терминала СПГ в Приморском крае.

1. Сырьевая база

В геологическом плане Дальневосточный федеральный округ (ДФО) включает восточную часть Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилуйскую нефтегазоносные провинции (НГП), выявлена Охотоморская НГП, состоящая из девяти нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных областей (НГО, ПНГО) на о-ве Сахалин, морской и шельфовой зоне Охотоморского сектора Тихого океана.

В Дальневосточном федеральном округе сосредоточено более 20 трлн куб. м или около 8 % начальных суммарных ресурсов газа в стране. Степень разведанности составляет всего 13 %, в то время как аналогичный показатель по России в целом составляет 25 %, для Западно-Сибирского бассейна – 37 %, а для Волго-Уральского бассейна – 58 %. Запасы природного газа в Дальневосточном регионе составляют 4,2 трлн куб. м или 6 % от уровня России.

Крупнейшими запасами и ресурсами природного газа располагает Республика Саха (Якутия), сосредотачивая более 60 % газового потенциала Дальнего Востока. Основные месторождения республики – Чайндинское и Верхневилючанское (ОАО «Газпром»), Среднеботуобинское (ООО «Таас-Юрях»), доля суммарных извлекаемых запасов газа категории АВС₁ этих месторождений составляет 57 % запасов республики, доля суммарных извлекаемых запасов газа с учётом категории С₂ – около 66 %. В начале 2012 г., когда было начато обсуждение строительства газопровода «Чаяндинское–Хабаровск–Владивосток» последние четыре крупных месторождений Республики Саха (Якутия), находящиеся в нераспределённом фонде недр, были переданы ОАО «Газпром» без конкурса – Верхневилючанское, Среднетюнское, Таас-

Юряхское и Соболах-Неджелинское. Эти запасы необходимы компании для обеспечения сырьём новой газопроводной системы.

Более 30 % начальных суммарных ресурсов газа Дальнего Востока располагает шельф Охотского моря со степенью разведанности на уровне 17,6 %, где расположены крупнейшие месторождения Лунское (проект «Сахалин-2»), Чайво (проект «Сахалин-1»), Южно-Кириновское (проект «Сахалин-3»). Разведанные запасы газа этих месторождений превышают 70 % запасов Охотского моря [1].

На территории Сахалинской области открыто около 60 месторождений, добыча газа ведётся с 1930-х годов, степень разведанности составляет почти 25 %, единственным крупным недропользователем области является ОАО «Роснефть». Месторождения Сахалинской области распределены по крупности равномерно, наиболее крупными по запасам месторождения – Усть-Эвай, Узловое, Верхненьшское, Восточное Эхаби, Южно-Луговское (совместно с Золоторыбным) и др.

Низкая степень геологической изученности территорий и акваторий Дальнего Востока, с одной стороны, определяет высокую перспективность проведения геологоразведочных работ (ГРП) и открытия новых месторождений, а с другой стороны, отражает наличие значительных геологических рисков, что требует особого внимания к уровню научного и технологического обеспечения ГРП и обуславливает необходимость крупномасштабных инвестиций как со стороны государства, так и недропользователей.

2. Современное состояние

Добыча. Отсутствие инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию газа – важный фактор, сдерживающий развитие газовой промышленности востока России. В 2012 г. добыча газа на Дальнем Востоке, включая шельф, составила 29,89 млрд куб. м, из которых 27,24 млрд куб. м приходилось на Сахалин (проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2» и континентальные месторождения), а 2,64 млрд куб. м – на Республику Саха (Якутия) (табл. 1). Основная часть всего добываемого газа (15 млрд куб. м) поступает потребителям на внутренний рынок и на экспорт, около трети (9 млрд куб. м) – закачивается обратно в пласт.

Таблица 1

Добыча газа* на Дальнем Востоке

Компании	2000	2005	2010	2011	2012	2012/2011, %
Республика Саха (Якутия)	1826	1572	2249	2430	2648	109
"Якутская топливно-энергетическая компания" (до июля 2010 г. "Якутгаз-пром", контролируется физическими лицами)	1599	1348	1649	1622	1701	105
"Алроса-Газ" (контролируется "Алроса")	222	217	235	225	231	102
"Ленанефтегаз" (контролируется "Сургутнефтегазом")	1	1	348	561	700	125
"Иреляхнефть" (контролируется "Алроса")	5	6	13	16	12	74
"Сахатранснефтегаз" (контролируется Правительством Республики Саха (Якутия))			5	6	5	75
Сахалинская область	1897	2370	23949	25797	27243	106
"Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД" (проект "Сахалин-2")	56	267	15388	16202	17440	108
"Эксон НЛ" (проект "Сахалин-1")		163	7748	8849	9212	104
"Роснефть-Сахалинморнефтегаз"	1755	1870	727	663	514	77
"Петросах" (контролируется Urals Energy)	86	70	52	49	40	80
ОГУП "Сахалинская нефтяная компания"			34	34	37	108
Дальний Восток, всего	3723	3942	26198	28228	29891	106
Добыча в России	581548	641015	665462	687540	671520	98
Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в России	0,6	0,6	3,9	4,1	4,5	108

* С учетом объемов, закачиваемых в пласт и сжигаемых в факелах.

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2000–2012 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – № 1. – 2000–2012 гг.; Статистика // Разведка и добыча. – № 1. – 2005–2012 гг.

Основной объём коммерчески реализуемого добываемого на шельфах дальневосточных морей природного газа приходится на «Сахалин-2» – более 17,4 млрд куб. м, в рамках которого действует транссахалинский газопровод, завод по сжижению и экспортный терминал СПГ. В 2012 г. 10,9 млн т сжиженного природного газа (15,26 млрд куб. м в исходном веществе) было поставлено на экспорт в страны АТР, прежде всего Японию и Южную Корею, что на 2,8 % больше уровня поставок 2011 г. Незначительные объёмы газа по проекту «Сахалин-2» направляются на Владивостокскую ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, ТЦ «Северная» и Южно-Сахалинскую ТЭЦ-1 и др., однако, в связи с низким уровнем транспортировки газа по газопроводу, происходит частое образование гидратных пробок, что приводит к перебоям с поставками сырья и электрообеспечением.

Свыше 9,0 млрд куб. м газа, производимого в проекте «Сахалин-1», закачивается в пласт ввиду нерешенности вопроса со сбытом. Однако уже в ближайшей (2013–2014 гг.) и среднесрочной перспективе (2015–2017 гг.) этот газ может стать основой поставок по газопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» для газификации Приморья и начала экспорта. Для успешной реализации проекта необходимо достижение договоренности по условиям поставок между «Газпромом», ExxonMobil и CNPC.

Природный газ, добываемый «Роснефтью» на сухопутных месторождениях о-ва Сахалин (порядка 0,7-0,8 млрд куб. м в год), поступает по газопроводу потребителям в Комсомольске-на-Амуре и в Хабаровске.

Проект «Сахалин-3» включает разработку четырёх крупных блоков: Киринского, Венинского, Айяшского и Восточно-Одоптинского. Общие прогнозные извлекаемые ресурсы месторождений оцениваются более чем в 700 млн т нефти и 1,4 млрд куб. м газа. Лицензии на разработку Киринского, Айяшского и Восточно-Одоптинского блоков принадлежат ОАО «Газпром», лицензия на разработку Венинского блока принадлежит «Роснефти». Во второй половине 2013 г. ОАО «Газпром» планирует начать добычу природного газа на Киринском газоконденсатном месторождении. Предполагается, что газ проекта «Сахалин-3» станет поступать по газопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток».

Значительная часть газовых месторождений Республики Саха (Якутия) сосредоточена в Центральном районе, месторождения этой территории формируют локальную систему газоснабжения

(Средневилюйское, Мастахское, Среднетюнгское и др.). Природный газ центральной части республики используется на внутренние нужды региона [2].

Основные объёмы добываемого в Якутии газа используются для местных промышленных, энергетических и коммунально-бытовых нужд в Якутском промышленном центре – 2,54 млрд куб. м. В настоящее время поставки природного газа со Средневилюйского и Мастахского месторождений (оператор разработки «Якутская топливно-энергетическая компания») полностью обеспечивают потребности Центрального района Якутии, в том числе Якутской ГРЭС. В республике газифицированы 82 населенных пункта, уровень газификации составляет 22 %. Ускорить газификацию и довести её уровень до 72 % планируется в рамках реализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Саха (Якутия), инвестором которой является «Газпром». Также будет продолжено строительство магистрального газопровода «Средневилюйское–Мастах–Берге–Якутск», завершение строительства которого позволит повысить надёжность газоснабжения Центрального района Якутии.

С 2008 г. ведётся разработка Среднетюнгского газоконденсатного месторождения («Сахатранснефтегаз»), находящегося в Вилюйском улусе республики и обеспечивающем природным газом близлежащие населенные пункты с помощью локальной газотранспортной системы. Мощность добычи на Среднетюнгском промысле до 2019 г. не превысит 0,9 млрд куб. м в год.

Дочернее предприятие «Сахатранснефтегаза» ведет освоение Отраднинского газоконденсатного месторождения, на базе которого началась газификация г. Ленска. Ежегодная добыча газа на месторождении составляет около 0,2 млрд куб. м, дальнейшие этапы разработки Отраднинского ГКМ связаны с возможностью подключения к будущей газотранспортной системе «Республика Саха–Хабаровск–Владивосток».

Переработка. В настоящее время на территории Дальнего Востока расположен первый в России завод по сжижению газа, расположенный на юге Сахалина рядом с г. Корсаков. Производственный комплекс состоит из двух технологических линий по производству СПГ, мощностью по 4,8 млн т, хранилищ СПГ, общей ёмкостью 200 тыс. куб. м, морской экспортный СПГ терминал. Сырьё на завод поступает с шельфовых месторождений проекта «Сахалин-2» через транссахалинскую трубопроводную сис-

тому. В настоящее время производственные мощности завода полностью загружены, в 2011 г. было отгружено 10,7 млн т СПГ. Ещё до окончания строительства завода в 2010 г. вся продукция была законтрактована на основе долгосрочных договоров (сроком действия 20 и более лет). Основными покупателями российского СПГ являются страны АТР, прежде всего Япония (около 70% сахалинского СПГ) и Южная Корея (около 15 %).

Транспорт. Проект газотранспортной системы (ГТС) по маршруту «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» реализуется в числе первых на восточной территории России и будет способствовать развитию межрегиональной газотранспортной системы, позволяющей обеспечить бесперебойное снабжение газом промышленных потребителей одновременно в нескольких регионах Дальнего Востока, а также положит начало масштабной газификации и создаст условия для поставки газа в Азиатско-Тихоокеанский регион.

Общая протяженность трассы ГТС «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» составляет 1800 км. В варианте полной реализации наличие 14-ти компрессорных станций обеспечат системе возможность ежегодной транспортировки порядка 30 млрд куб. м сахалинского газа. Первым потребителем газа в Приморском крае стала ТЭЦ-2 г. Владивостока и объекты саммита АТЭС-2012 на о. Русском.

В рамках реализации ОАО «Газпром» инвестиционного проекта «Газоснабжение Камчатской области» с целью газификации Камчатского края и сокращения зависимости от привозного топлива для электрогенерирующих мощностей в сентябре 2010 г. введён в эксплуатацию газопровод «Соболево–Петропавловск-Камчатский», протяженность 392 км и производительностью до 750 млн куб. м газа в год. По газопроводу транспортируется природный газ с Кшукского и Нижне-Квакчикского газоконденсатных месторождений на Камчатке. В первоочередных планах газификации Камчатского края осуществлён перевод на газ Камчатских ТЭЦ-1,2 и ряда котельных расположенных вдоль газопровода.

В начале 2012 г. на газопровode «Соболево–Петропавловск-Камчатский» проведены работы по капитальному ремонту основной и резервной нитки перехода через р. Авача в Елизовском районе Камчатского края. В настоящее время технические характеристики газопровода и сырьевая база месторождений позволяют

увеличить суточные поставки газа камчатским потребителям до 2 млн куб. м, что в 2 раза больше текущего уровня.

В конце 2001 г. завершено строительство газопровода с Западно-Озерного газового месторождения до г. Анадырь на Чукотке, протяженностью 110 км, пропускная способность – 180–200 млн куб. м газа в год, трасса газопровода проходит по равнинной заболоченной местности, пересекая 76 водных преград. Основным потребителем газа является Анадырская ТЭЦ.

3. Прогноз развития

Поскольку большинство месторождений углеводородов и состав лицензионных блоков носят комплексный характер – содержат нефть, газ, конденсат, а в составе свободного газа кроме метана содержатся в значительных концентрациях его гомологи – этан, пропан, бутаны, а также гелий – при формировании новых центров НГК целесообразно синхронизировать параметры развития нефтяной и газовой промышленности, предусмотреть создание мощностей по переработке и подземному хранению УВ, а также попутных и растворенных ценных и потенциально ценных компонентов.

Состояние и перспективы расширения сырьевой базы УВ на Востоке России с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых и технологических условиях дают основания для обоснования достаточно высоких прогнозных уровней добычи газа, превышающих параметры ряда утвержденных Правительством Российской Федерации документов. При освоении новых нефтегазоносных провинций необходимо учитывать вероятность новых перспективных открытий и прироста запасов высокодостоверных категорий как в процессе проведения геологоразведочных работ, так и в процессе освоения уже открытых месторождений.

Прогноз добычи. При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная добыча газа (сухого энергетического газа и жирного газа, содержащего УВ C_2-C_4) в процессе разработки газовых месторождений на территории Дальнего Востока и шельфах дальневосточных морей в 2015 г. превысит 35 млрд куб. м, в 2020 г. – 80 млрд куб. м, в 2030 г. – 107 млрд куб. м (табл. 2).

Таблица 2

**Прогноз добычи газа на Дальнем Востоке,
млрд куб. м (без учета ПНГ)**

Регион, месторождения	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Республика Саха (Якутия)	1,8	1,8	30,7	38,5	42,6	42,9
Чаяндинское	0	0	18,3	25	25	25
Среднеботуобинское	0,2	0,2	0,2	1,1	5	5
Верхневилочанское	0	0	5	5	5	5
Таас-Юряхское	0	0	3	3	3	3
Верхнепеледуй	0	0	2,4	2,4	2,4	2,4
Средневиллойское и Мастахское	1,6	1,6	1,8	2	2,2	2,5
Охотское море	24,5	33,4	49,1	53,9	55	55
«Сахалин-1» (Чайво, Одопту-море, Аркутун-Дагинское)	9,1	11,4	12,2	12,2	12	11
«Сахалин-2» (Лунское, Пильтун-Астохское)	15,4	18	21,9	21,7	18	14
«Сахалин-3»	0	4	15	15	15	15
«Сахалин-4–9»	0	0	0	5	10	15
Континентальные месторождения Сахалина	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3	0,2
Дальний Восток, всего	27,1	35,8	80,3	92,7	97,9	98,1
Доля Дальнего Востока в России, %	3,9	4,8	9,0	9,4	9,1	9,7
Россия, всего	688	744	895	982	1 075	1010

Источник: [4].

Прогнозируется, что добыча газа в Республике Саха (Якутия) достигнет в 2015 г. около 2,7 млрд куб. м, в 2020 г. – около 26 млрд куб. м, в 2025 г. – свыше 30 млрд куб. м, в 2030 г. – около 98 млрд куб. м.

Наращивание добычи природного газа в период до 2030 г. будет осуществляться за счёт уже разрабатываемых, а также подготовленных к промышленной эксплуатации месторождений, прежде всего Чаяндинского и прилегающих месторождений в Республике Саха (Якутия), а также шельфовых месторождений проектов «Сахалин-1» (Чайво, Одопту-море, Аркутун-Дагинское) и «Сахалин-2» (Лунское, Пильтун-Астохское), «Сахалин-3».

В сентябре 2010 г. Центральная комиссия по разработке месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию утвердила «Технологическую схему разработки Чайядинского месторождения в Республике Саха (Якутия)». В декабре «Газпром» представил обоснование инвестиций разработки месторождения с учётом планов развития и создания центров переработки газа и нефтегазохимии.

В 2016 г. должны быть введены в эксплуатацию первоочередные мощности по газопереработке и газохимии, их создание является составной частью эффективного освоения Чайядинского месторождения, газ которого имеет сложный компонентный состав. Одним из факторов, сдерживающим начало промышленной разработки, является реализация и хранение гелия, для чего необходимо создание емкостей в соляных пластах, утилизация водного рассола от размыва ёмкостей и также организация транспорта газообразного концентрата гелия. Разработка месторождения будет осуществляться по варианту, предусматривающему ежегодную добычу газа в объёме не менее 25 млрд куб. м, начиная с 2021 г.

Разведанная сырьевая база и ожидаемый прирост запасов газа обеспечит добычу сырья по проекту «Сахалин-1» на уровне 11–12 млрд куб. м. По проекту «Сахалин-2» выход месторождения на полку запланирован к 2020 г. в объёме 18–22 млрд куб. м.

Одним из основных источников поставок газа Дальнего Востока станет проект «Сахалин-3». «Газпром» владеет лицензией на три участка: Айяшский, Восточно-Одоптинский (лицензии переданы в 2009 г. в соответствии с распоряжением Правительства РФ) и Кириновское газоконденсатное месторождение (лицензия передана в 2008 г. в соответствии с распоряжением Правительства РФ). Ввод в эксплуатацию Кириновского месторождения намечен на 2013 г., к 2020 г. уровень добычи в рамках проекта «Сахалин-3» составит около 15 млрд куб. м.

Перспективными в плане прироста запасов и увеличения уровня добычи газа являются также проекты «Сахалин-4»–«Сахалин-9». В случае успешного проведения ГРП, сырьевая база которых позволит добывать до 15 млрд куб. м.

Лицензия на разработку Западно-Камчатского шельфа (Западно-Камчатская площадь – Крутогоровский и Сухановский нефтегазоносные участки) распоряжением Правительства РФ от 15 июня 2009 г. № 787-р передана «Газпрому». Компания активно

проводит программу геологоразведочных работ, результатом станет прирост запасов. По результатам проведения геологоразведочных работ можно будет судить о возможности организации добычи природного газа в этом регионе.

Прогноз развития переработки. Природный газ месторождений Республики Саха (Якутия), основная часть которых сосредоточена в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, содержит в значительных количествах гомологи метана, которые могут выступать сырьем для нефтегазохимии. При формировании новых центров нефтяной и газовой промышленности на Дальнем Востоке и организации экспортных поставок нефти и газа из России целесообразно обеспечить максимальное технологически обоснованное и экономически эффективное извлечение всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, гелия и других элементов в соответствии с их концентрацией.

По концентрации гелия в газе (0,2–0,6 %) древние газы Западной Якутии (Лено-Тунгусская провинция) не имеют аналогов на Евразийском континенте. Это вторая по ресурсам и запасам гелийсодержащего газа провинция в мире, уступающая по начальным ресурсам гелия только США. Лено-Тунгусская провинция в ближайшие 10–15 лет может и должна стать главным поставщиком гелия на мировые рынки. Гелий – важнейший, абсолютно необходимый продукт для реализации большого числа современных высоких промышленных, медицинских и энергосберегающих технологий. Развитые страны Северной Америки, Западной Европы, Азиатско-Тихоокеанского региона – основные потребители гелия в мире. Для потребления гелиевый концентрат, который выделяют из газа, необходимо очистить от примесей и затем он в сжиженном виде поставляется потребителям. К сожалению, использование этого ценнейшего продукта в России пока существенно отстает от развитых промышленных стран. Задача России – развивать высокие технологии, потребляющие гелий, и обеспечить стабильные и всевозрастающие поставки гелия на мировые рынки. Вот ещё одна линия перевода российского газового комплекса с ресурсного на ресурсно-инновационную траекторию развития!

Реализация переработки природного газа Якутского центра обеспечит выделение из этого газа этана до 1,8 млн т в год, пропана – до 0,9 млн т, бутана – до 0,5 млн т в год, конденсата – до 0,5 млн т, гелия в объеме 68 млн куб. м в год [3].

Несмотря на то что «Газпром» приняло инвестиционное решение относительно первоочередного освоения Чаяндинского месторождения, строительства газопровода «Чаяндинское–Хабаровск» в одном коридоре с нефтепроводом «Восточная Сибирь–Тихий океан», создания в районе Благовещенска газоперерабатывающего завода, проработка конкретных путей реализации этого проекта ведётся крайне медленно, а также по многим принципиальным вопросам эффективной деятельности этого центра ясных решений нет.

С середины 90-х годов прошлого века Сибирское отделение РАН постоянно предлагает при формировании Западно-Якутского центра газодобычи в Республике Саха (Якутия) газопереработку, гелиевое производство и хранилище гелия организовать в непосредственной близости от Чаяндинского месторождения. Эти производства можно будет использовать при вводе в разработку и других месторождений гелийсодержащего конденсатного газа, расположенных поблизости, а также для сбора, переработки и квалифицированного использования попутного нефтяного газа и всех его компонентов.

При таком решении целесообразно формирование следующей системы транспорта продуктов переработки газа:

- метановая фракция поставляется потребителям на Дальнем Востоке и на экспорт по газопроводу «Чаяндинское–Хабаровск»;
- очищенный сжиженный гелий транспортируется потребителям на Дальнем Востоке и на экспорт по строящейся автодороге «Вилуй». В августе 2011 г. представители «Газпрома» предлагали именно такую схему транспорта сжиженного гелия;
- остатки гелиевого концентрата поступают на хранение в гелиевое хранилище, расположенного в уникальных солёных отложениях на территории Республики Саха (Якутия);
- конденсат транспортируется вместе с нефтью по нефтепроводу «Восточная Сибирь–Тихий океан», что существенно улучшает качество западно-якутской нефти.

При этом открытым остается вопрос, как будет осуществлен транспорт на Дальний Восток сырья для нефтехимического производства (ШФЛУ).

Существует предложение транспортировать отделённый от конденсата газ (метан + ШФЛУ + гелий) в одном газопроводе и переработку газа осуществлять в точке использования ШФЛУ (г. Благовещенск). При этом не учитывают два обстоятельства:

(1) транспорт такого продукта является по существу многофазным и ни в России, ни в мире нет опыта транспорта такого многофазного газа на расстояние в несколько тысяч километров да плюс ещё в экстремальных ландшафтно-климатических условиях. «Газпром» недавно вполне обоснованно отказалось от такого проекта при освоении Штокмановского месторождения;

(2) в районе г. Благовещенска, как и на всём Дальнем Востоке за пределами Западной Якутии, нет горно-геологических условий для создания гелиевого хранилища. Такой проект неизбежно приведёт к потере этого ценнейшего продукта.

Реализация такого предложения потребует специальных работок и испытаний, что в очередной раз отодвинет реализацию проекта на долгие годы.

Представляется целесообразным построить продуктопровод «Чаянда–Усть-Кут» для транспорта ШФЛУ. Выделенную при газопереработке ШФЛУ экономически целесообразно, с нашей точки зрения, направлять продуктопроводом «Чаянда–Усть-Кут» и далее, в сжиженном виде по Байкало-Амурской железнодорожной магистрали до Хабаровска или Благовещенска, где планируется развернуть нефтехимическое производство. Преимущество трассы продуктопровода «Чаянда–Усть-Кут» состоит в том, что она будет проходить по району активного недропользования, где, несомненно, будут открыты новые месторождения. Наличие транспортной инфраструктуры ускорит их освоение.

С целью повышения экономического уровня развития региона, а также качества и условий проживания в нём, на базе Чаяндинского, а также прилегающих месторождений возможно создание мощностей по производству сжиженного углеводородного газа для удовлетворения нужд отдалённых поселений и улусов в Республике Саха (Якутия), не подключённых к инфраструктуре сетевого природного газа.

Оценки ИНГГ СО РАН показывают экономическую обоснованность подобного решения.

Необходимо только иметь в виду, что принципиальная схема предполагает, что строительство и запуск всех объектов и их мощности должны быть сбалансированы по объёмам продукции и во времени (газопереработка, транспорт газа и продуктов его переработки, нефтехимия, гелиевое производство, гелиевое хранилище, автодорога «Виллой», готовность к транспорту ШФЛУ трассы БАМ, кадры и пр.). Отставание в пуске

любого из объектов приведёт к разбалансировке всей системы и неизбежным экономическим и политическим потерям.

Важно заранее и чётко выстроить и обосновать прогноз цен на ШФЛУ и гелиевый концентрат. В противном случае можно с самого начала подорвать конкурентоспособность нефтехимического и гелиевого производства.

Развитие развития нефтехимии на базе газопереработки. При переработке природного газа месторождений Республики Саха (Якутия) будет выделяться значительное количество этановой, пропановой, бутановой фракции, а также конденсата. Гомологи метана служат ценнейшим сырьём развития нефтехимии. В условиях необеспеченности потребления нефтехимической продукции в России существующими мощностями развитие нефтехимии на базе продукции газопереработки является одним из наиболее актуальных направлений развития отечественной нефтехимии. «Газпром» не планирует развитие собственного нефтехимического бизнеса на востоке России, вместо этого предполагается продажа сырья сторонней компании, которая будет заниматься производством, транспортом и реализацией полимеров и другой нефтехимической продукции. В настоящее время нет озвученной позиции относительно размещения площадки под строительство объектов нефтехимии. ИНГГ СО РАН поддерживает принятое ранее предложение о создании нефтехимических производств в районе Хабаровска.

Развитие газохимии. В 2012 г. были обнародованы планы в рамках совместного российско-японского проекта строительства нового завода СПГ и газохимического комплекса на мысе Ломоносова в районе бухты Перевозная Приморского края в рамках проекта «Владивосток-СПГ». С российской стороны инвестором выступает «Газпром», его партнёрами по проекту станут японские Japan Far East Gas Co., Ltd (Itochu, Japex, Marubeni, Inpex, Ciesco). Начало строительства завода намечено на 2014 г., его мощность составит 15 млн т сжиженного газа в год, с возможностью производить также компримированный (сжатый) газ. В долгосрочной перспективе возможно увеличение мощности завода до 20 млн т в 2030 г. Сырьём для нового завода может служить газ с месторождений в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-3», поставляемый по трубопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», кроме того возможна ор-

ганизации поставок газа с месторождений Якутии. Инвестиции в создание нового завода СПГ оцениваются в 20 млрд долл. В перспективе в систему может поставляться газ с месторождений проектов «Сахалин 4–9».

Развитие транспорта газа. Новым крупным проектом по транспортировке газа на Дальнем Востоке станет строительство газопровода «Чаяндинское–Хабаровск» с последующим подключением к существующей газопроводной системе «Сахалин–Хабаровск–Владивосток». В 2016–2017 гг. планируется ввод в эксплуатацию трубопровода, после чего газ с Чаяндинского месторождения будет поступать в газотранспортную систему Дальнего Востока и далее на экспорт. Мощность газопровода должна составить около 36 млрд куб. м. В случае принятия решения о подключении месторождений Иркутского центра газодобычи, мощность трубопровода может быть расширена. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством газоперерабатывающего и нефтехимического производств.

В последующем для диверсификации направлений поставок газа возможно подсоединение к Дальневосточной газотранспортной инфраструктуре Якутского центра газодобычи и организация строительства магистрального газопровода «Ковыктинское–Чаяндинское».

Таким образом, будет сформирована газопроводная система «Сибирь–Дальний Восток–АТР» по маршруту «Ковыктинское–Чаяндинское–Хабаровск–Владивосток» с отводами на Китай в районе Сковородино, Благовещенска, Дальнереченска; в Корею – по подводному газопроводу «Владивосток–Каннин–Сеул», либо наземному газопроводу «Владивосток–Пхеньян–Сеул». Целесообразно расширение мощностей поставки СПГ на юге Сахалина и строительство завода по сжижению газа и терминала в Приморском крае (Находке).

Выводы

Основным направлением устойчивого инновационного развития экономики регионов Дальнего Востока может стать начало крупномасштабной добычи природного газа в Республике Саха (Якутия) и на шельфе острова Сахалин, а также формирование новых высокотехнологических производств.

Факторами, сдерживающими начало промышленной разработки месторождений природного газа на Дальнем Востоке, является отсутствие газотранспортной инфраструктуры, принятие окончательного решения в вопросе о формировании нефтегазохимических производств и заводов-СПГ, их территориальном размещении, а также выделении и хранении гелия, организации транспорта газообразного концентрата гелия.

Вовлечение в промышленное освоение многокомпонентных месторождений природного газа региона придаст импульс развитию нефтехимической и газохимической промышленности, будет способствовать созданию дополнительных рабочих мест и ускорению социально-экономического развития районов Дальнего Востока.

Литература

1. Филимонова И.В., Мишенин М.В. Влияние нефтегазовой промышленности на экономику России // Инновационный потенциал экономики России: состояние и перспективы: сб. науч. тр. / отв. ред. А.В. Алексеев, Л.К. Казанцева ; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2013. – С. 184–204.
2. Стратегия комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, М.В. Мишенин, И.В. Ожерельева и др.: Аналитический доклад – 2011 ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск : Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2011. – 40 с.
3. Филимонова И.В. Перспективы развития нефтегазового комплекса, нефтегазохимии и гелиевого производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке // IX Междунар. науч. конгресс и выставка "Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013". Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью : сб. материалов Междунар. науч. конф. в 4-х тт. / отв. за вып. В.И. Суслов и др.; Сиб. гос. геодзич. акад. (ФГБОУ ВПО "СГГА"). – Новосибирск : СГГА, 2013. – Т. 1. – С. 32–36.
4. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. – Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.