

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

А.Г. Коржубаев

ИЭОПП СО РАН

Аннотация

В статье представлена концепция формирования новых центров нефтяной, газовой, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока. Рассмотрена сырьевая база углеводородов, приведена динамика добычи нефти и газа с детализацией по компаниям, обоснованы возможности добычи и экспорта, определены параметры формирования перерабатывающей и транспортной инфраструктуры, представлены механизмы государственной поддержки и показаны условия реализации инвестиционных проектов.

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Дальний Восток, концепция, нефтегазовый комплекс, перспективы, рынки сбыта, Азиатско-Тихоокеанский регион

Abstract

The paper presents a concept of building new centers of oil, gas, gas-chemical and helium industry in Eastern Siberia and Russian Far East. A hydrocarbon base and the dynamics of the oil and gas produced in by the regions under study and different companies as well are described. We also assessed the parameters of how the processing and transportation infrastructures could develop, and what governmental support and conditions are required to implement such investment projects.

Keywords: Eastern Siberia, Far East of Russia, concept, oil-and-gas complex, prospects, markets, Asia-Pacific region

Одна из долгосрочных глобальных тенденций – последовательное усиление роли Азиатско-Тихоокеанского региона в мировой экономике и политике. В регионе сконцентрирована значительная часть на-

селения планеты и промышленного производства, на него приходится свыше трети мирового спроса на энергию и энергоносители. Для дальнейшего развития странам АТР требуются дополнительные сырьевые и энергетические, в первую очередь нефтегазовые, ресурсы. Обострение борьбы за энергоносители – одна из реалий современного глобализирующегося мира.

Восток России не только территориально приближен к набирающему мощь Азиатско-Тихоокеанскому региону, но и располагает значительными источниками сырья и энергоносителей. Эффективное освоение российским капиталом запасов и ресурсов углеводородов (УВ) Восточной Сибири и Дальнего Востока – важное условие сохранения национального суверенитета России на обширных восточных территориях, недискриминационной интеграции в экономическое пространство АТР. Формирование новых крупных центров нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке становится важной задачей социально-экономического развития восточных регионов страны и обеспечения ее энергетической безопасности, а также служит целям реализации российских геополитических интересов в АТР.

В Сибирском отделении РАН на протяжении нескольких десятилетий ведутся исследования по обоснованию стратегии развития НГК восточных районов России, у истоков этих проектов стояли академики А.А. Трофимук и А.Э. Конторович. Сегодня результаты научных разработок в области геологического изучения, разведки и разработки месторождений нефти и газа, переработки, транспорта и сбыта углеводородного сырья зафиксированы во всех крупных документах отраслевого и регионального развития:

- Стратегии экономического развития Сибири (утверждена Распоряжением Правительства РФ № 765-р от 7 июня 2002 г.);
- Генеральной схеме развития нефтяной промышленности России до 2020 года;
- Генеральной схеме развития газовой отрасли России на период до 2030 года;
- Программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая

и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (утверждена Приказом министра промышленности и энергетики РФ от 3 сентября 2007 г.);

- Энергетической стратегии России до 2020 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ № 1234-р от 28 августа 2003 г.);
- Энергетической стратегии России до 2030 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ № 1715-р от 13 ноября 2009 г.);
- Стратегии социально-экономического развития Сибири до 2020 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ № 1120-р от 5 июля 2010 г.).

В последние годы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке значительно увеличилась добыча нефти и газа. Практически вся добываемая в регионе нефть и почти половина газа поставляются на экспорт, другая часть газа используется на местные нужды, при этом более трети добываемого газа закачивается обратно в пласт либо сжигается в факелах.

Строительство первой очереди нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), нефтепровода Россия – Китай (Сковородино – Дацин), нефтепроводов Северный Сахалин – Де-Кастри, Северный Сахалин – Южный Сахалин, порта Де-Кастри, терминала Пригородное значительно стимулировало в восточных районах России рост добычи нефти, которая превысила в 2010 г. 34 млн т, что составило около 7% общей добычи в стране. Коммерческая добыча газа, за исключением осуществляемой в рамках проекта «Сахалин-2», организована в этом макрорегионе пока лишь в пределах локальных систем, и ее наращивание сдерживается отсутствием транспортных и перерабатывающих мощностей, а также организационно-экономическими факторами.

Суммарные капитальные вложения в развитие НГК Восточной Сибири и Дальнего Востока составят 160 млрд долл. США в период до 2030 г. Главные направления инвестиций – расширение и повышение эффективности геолого-разведочных работ (ГРП), создание инфраструктуры транспорта и переработки углеводородов, в первую очередь газа. Источниками инвестиций в инфраструктуру могут выступить бюджетные средства и кредиты под правительственные гарантии, как это было реализовано при строительстве нефтепровода

ВСТО, либо иностранные инвестиции, как в проектах «Сахалин-2» и «Сахалин-1». Российские нефтегазовые компании («Газпром», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР) также готовы инвестировать средства в трубопроводные и перерабатывающие проекты, но на условиях государственно-частного партнерства, предусматривающего гарантии, налоговые, таможенные и амортизационные льготы, прямое государственное софинансирование.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено свыше 15 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, – это более 18% НСР России. Разведанные и предварительно оцененные запасы нефти в регионе превышают 2,8 млрд т. Доля неоткрытых ресурсов составляет около 80%, степень разведанности – 12%, что определяет высокую перспективность проведения ГРП и открытия новых месторождений. В регионе сосредоточено около 60 трлн куб. м, или почти 25%, российских начальных суммарных ресурсов газа, запасы составляют 9,3 трлн куб. м. Доля неоткрытых ресурсов – около 84%, степень разведанности – 8%.

Поскольку большинство месторождений углеводородов и состав лицензионных блоков Восточной Сибири и Дальнего Востока носят комплексный характер – содержат нефть, газ, конденсат, а в составе свободного газа кроме метана содержатся в значительных концентрациях его гомологи (этан, пропан, бутаны) и гелий, при формировании новых центров НГК целесообразно синхронизировать параметры развития нефтяной и газовой промышленности.

Добыча нефти с конденсатом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составила в 2010 г. 34,4 млн т, в том числе в Восточной Сибири – 19,7 млн т, на Дальнем Востоке – 14,7 млн т (табл. 1).

Основной рост добычи нефти приходится на Красноярский край. Компания «Роснефть» существенно нарастила объем добычи на Ванкорском месторождении: с 3,6 млн т в 2009 г. до 12,7 млн т в 2010 г. Более чем в 2 раза увеличилась добыча в 2010 г. на Верхнечонском, Ярактинском и Марковском месторождениях в Иркутской области, на Талаканском месторождении в Республике Саха (Якутия). Некоторый спад добычи нефти наблюдался на Дальнем Востоке: добыча в 2010 г. (14,7 млн т) составила 95,7% по отношению к предыдущему году.

Таблица 1

Добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Регион	2008		2009		2010	
	Тыс. т	%	Тыс. т	%	Тыс. т	%
<i>Иркутская обл., всего</i>	508,4	3,6	1620,4	7,1	3313,4	9,6
В том числе:						
«Верхнечонскнефтегаз»	159,3	1,1	1180,9	5,2	2602,7	7,6
«Усть-КутНефтегаз»	277,5	1,9	334,6	1,5	604,2	1,8
«Дулисьма»	55,7	0,4	84,4	0,4	72,0	0,2
Данилово	15,9	0,1	20,5	0,1	32,7	0,1
«РУСИА Петролеум»	0,8	0,0	1,1	0,0	1,9	0,0
<i>Красноярский край, всего</i>	89,0	0,6	3755,9	16,5	12852,7	37,3
В том числе:						
«Ванкорнефть»	8,4	0,1	3640,2	16,0	12700,1	36,9
«Таймыргаз»	49,2	0,3	66,0	0,3	85,6	0,2
«Востсибнефтегаз»	28,0	0,2	46,0	0,2	63,0	0,2
«Норильскгазпром»	3,2	0,0	3,3	0,0	3,2	0,0
Сузун	0,2	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0
<i>Республика Саха (Якутия), всего</i>	759,0	5,3	1950,6	8,6	3518,2	10,2
В том числе:						
«Ленанефтегаз»	597,6	4,2	1760,9	7,7	3318,5	9,6

Окончание табл. 1

Регион	2008		2009		2010	
	Тыс. т	%	Тыс. т	%	Тыс. т	%
«Иреляхнефть»	66,9	0,5	90,4	0,4	100,4	0,3
Якутская топливно-энергетическая компания	79,8	0,6	84,8	0,4	87,0	0,3
«Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	10,1	0,1	10,0	0,0	7,9	0,0
«Алроса-Газ»	4,4	0,0	4,5	0,0	4,5	0,0
«Сахагазнефтегаз»	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0
<i>Восточная Сибирь и Якутия, итого</i>	<i>1356,4</i>	<i>9,5</i>	<i>7327,1</i>	<i>32,2</i>	<i>19684,5</i>	<i>57,1</i>
<i>Дальний Восток, всего</i>	<i>12932,6</i>	<i>90,5</i>	<i>15428,6</i>	<i>67,8</i>	<i>14765,0</i>	<i>42,9</i>
В том числе:						
«Эксон НЛ»	9626,4	67,4	8201,3	36,0	6982,2	20,3
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛПД»	1432,3	10,0	5504,7	24,2	6047,1	17,6
«Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	1764,1	12,3	1636,8	7,2	1665,1	4,8
«Петросах»	109,8	0,8	85,8	0,4	70,6	0,2
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток, итого</i>	<i>14289,0</i>	<i>100,0</i>	<i>22755,7</i>	<i>100,0</i>	<i>34449,5</i>	<i>100,0</i>
Добыча в России	488486,0	—	494247,0	—	505130,0	—
<i>Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче России</i>	—	<i>2,9</i>	—	<i>4,6</i>	—	<i>6,8</i>

Значительное снижение добычи (на 15%) произошло у оператора проекта «Сахалин-1» (в 2009 г. – 8,2 млн т, в 2010 г. – 6,9 млн т); на 18% она снизилась у ЗАО «Петросах» (в 2009 г. – 85,8 тыс. т, в 2010 г. – 70,6 тыс. т).

В 2010 г. Иркутская нефтяная компания, ведущая разработку месторождений на севере Иркутской области, подключила к нефтепроводу ВСТО Ярактинское месторождение.

Крупнейшие производители нефти на Востоке России по итогам 2010 г. – «Ванкорнефть» (12,7 млн т), операторы проекта «Сахалин-1» (6,98 млн т), проекта «Сахалин-2» (6,0 млн т), «Леннефтегаз» (3,3 млн т), «Верхнечонскнефтегаз» (2,6 млн т).

Отсутствие инфраструктуры, обеспечивающей транспортировку, переработку и использование газа, – важный фактор, сдерживающий развитие как газовой, так и нефтяной промышленности Востока России. В 2010 г. добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составила 33,6 млрд куб. м, из которых 23,9 млрд куб. м приходилось на Сахалин, а 9,7 млрд куб. м – на Красноярский край, Республику Саха (Якутия) и Иркутскую область (табл. 2). Из добытого объема газа более 35% было закачано обратно в пласт либо сожжено в факелах, при этом все 33,7 млрд куб. м включены в баланс газа по России.

Основной объем коммерчески добываемого на Дальнем Востоке газа приходится на проект «Сахалин-2» (более 15 млрд куб. м), в рамках которого действуют транссахалинский газопровод, завод и терминал СПГ. Операторами этого проекта в 2010 г. было поставлено 10 млн т сжиженного природного газа в Японию, Южную Корею, Китай, Кувейт, что в 2 раза превысило уровень поставок 2009 г. (5,3 млн т). Более 7,7 млрд куб. м газа, добываемого в проекте «Сахалин-1», закачивается в пласт ввиду нерешенности вопроса со сбытом. Именно этот газ, а не производимый в рамках проекта «Сахалин-3» уже в ближайшей (2012 г.) и среднесрочной (2014–2015 гг.) перспективе может стать основой поставок по газопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток для газификации Приморья и начала экспорта в Китай. Для успешной реализации проекта необходимы договоренности по условиям поставок между «Газпромом», «ExxonMobil» и CNPC.

Таблица 2

Добыча газа* в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Регион	2008		2009		2010	
	Млн куб. м	%	Млн куб. м	%	Млн куб. м	%
<i>Иркутская обл., всего</i>	104,3	0,7	246,2	1,0	640,8	1,9
В том числе:						
«Верхнечонскнефтегаз»	1,7	0,0	111,4	0,4	248,0	0,7
«Усть-КутНефтегаз»	56,1	0,4	95,8	0,4	243,8	0,7
«Дулисьма»	29,6	0,2	13,4	0,1	105,2	0,3
«РУСИА Петролеум»	16,9	0,1	23,2	0,1	40,1	0,1
Данилово	0,0	0,0	2,4	0,0	3,7	0,0
<i>Красноярский край, всего</i>	3375,3	23,3	4090,6	16,1	6821,2	20,3
В том числе:						
«Ванкорнефть»	67,6	0,5	576,8	2,3	3259,6	9,7
«Норильскгазпром»	2161,0	14,9	2102,7	8,3	1823,8	5,4
«Таймыргаз»	1145,6	7,9	1402,3	5,5	1725,8	5,1
«Востсибнефтегаз»	1,1	0,0	8,8	0,0	12,0	0,0
<i>Республика Саха (Якутия), всего</i>	1821,0	12,6	2105,3	8,3	2249,1	6,7
В том числе:						
Якутская топливно-энергетическая компания	1543,0	10,7	1653,6	6,5	1649,0	4,9
«Алроса-Газ»	227,1	1,6	233,7	0,9	234,7	0,7

Окончание табл. 2

Регион	2008		2009		2010	
	Млн куб. м	%	Млн куб. м	%	Млн куб. м	%
«Ленанефтегаз»	45,6	0,3	205,4	0,8	347,9	1,0
«Иреляхнефть»	0,0	0,0	9,8	0,0	13,0	0,0
«Сахаграденефтегаз»	5,3	0,0	2,8	0,0	4,5	0,0
<i>Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия), итого</i>	5300,6	36,7	6442,1	25,3	9711,1	28,9
<i>Дальний Восток, всего</i>	9160,9	63,3	19023,3	74,7	23949,3	71,1
В том числе:						
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»	216,0	1,5	9120,7	35,8	15387,9	45,7
«Эксон НЛ»	8222,4	56,9	9040,1	35,5	7748,0	23,0
«Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	626,5	4,3	776,0	3,0	727,4	2,2
«Петросах»	67,7	0,5	55,7	0,2	52,4	0,2
ОГУП «Сахалинская нефтяная компания»	28,3	0,2	30,8	0,1	33,5	0,1
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток, итого</i>	14461,5	100,0	25465,4	100,0	33660,4	100,0
Добыча в России	664852,0	—	596443,0	—	665462,0	—
<i>Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в добыче России</i>	—	2,2	—	4,3	—	5,1

* С учетом объемов, сжигаемых в факелах.

В Восточной Сибири основные объемы добываемого газа используются для местных промышленных, энергетических и коммунально-бытовых нужд в Норильско-Талнахском промышленном узле (3,5 млрд куб. м в год) и Якутском промышленном центре (около 1,7 млрд куб. м в год).

Крупнейшие производители – «Норильскгазпром», «Таймыргаз» и «Якутгазпром». Из-за отсутствия газотранспортной инфраструктуры компании, специализирующиеся преимущественно на добыче нефти, – «Ванкорнефть», «Ленанефтегаз», «Верхнечонскнефтегаз», Иркутская нефтяная компания, «Дулисьма» закачивают обратно в пласт и сжигают в факелах свыше 4 млрд куб. м попутного нефтяного газа (ПНГ). В ближайшие годы, если уже сейчас не начать строить газопроводы и мощности по переработке ПНГ либо не ограничить рост добычи нефти, этот показатель увеличится в несколько раз.

Состояние и перспективы расширения сырьевой базы углеводородов на Востоке России с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых и технологических условиях дают основания для прогнозирования высоких уровней добычи нефти и газа, превышающих параметры ряда утвержденных Правительством РФ документов, в том числе Энергетической стратегии России до 2030 года. Согласно прогнозу СО РАН, общая добыча нефти и конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2020 г. около 100 млн т, в 2030 г. – 120 млн т. При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достигнуть в 2020 г. 76 млн т, в 2030 г. – 87 млн т (табл. 3). На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2020 г. 24 млн т, в 2030 г. – 32 млн т.

При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная добыча газа (сухого энергетического газа и жирного газа, содержащего УВ C_2-C_4) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2020 г. 128 млрд куб. м, а в 2030 г. превысить 200 млрд куб. м (табл. 4). По сумме предполагаемых проектов прогнозы не являются завышенными. Например, в части добычи газа в Иркутской области только на Ковыктинском месторождении можно стабильно добывать не менее 40 млрд куб. м в год, а по планам добычи

Таблица 3

**Прогноз добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке
до 2030 г., млн т**

Регион	2015	2020	2025	2030
<i>Восточная Сибирь, всего</i>	<i>47,1</i>	<i>76,0</i>	<i>81,7</i>	<i>87,2</i>
В том числе:				
Красноярский край	32,3	49,1	51,5	53,1
Иркутская обл.	8,2	13,8	15,1	16,1
Республика Саха (Якутия)	6,6	13,1	15,1	18,0
<i>Дальний Восток, всего</i>	<i>18,2</i>	<i>24,2</i>	<i>29,8</i>	<i>32,4</i>
В том числе:				
Сахалин (шельф)	17,0	21,7	22,9	24,5
Сахалин (суша)	1,2	1,1	1,0	1,0
Камчатка (шельф)	0,0	1,4	5,9	6,9
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток, итого</i>	<i>65,3</i>	<i>100,0</i>	<i>112,0</i>	<i>120,0</i>

Таблица 4

**Прогноз добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке
до 2030 г., млрд куб. м**

Регион	2015	2020	2025	2030
<i>Восточная Сибирь, всего</i>	<i>14,7</i>	<i>81,8</i>	<i>114,0</i>	<i>119,0</i>
В том числе:				
Красноярский край	9,6	14,6	20,6	21,5
Иркутская обл.	2,5	34,0	54,8	56,8
Республика Саха (Якутия)	2,6	33,2	38,3	40,3
<i>Дальний Восток, всего</i>	<i>29,5</i>	<i>46,6</i>	<i>60,2</i>	<i>84,2</i>
В том числе:				
Сахалин (шельф)	28,9	45,1	51,9	71,9
Сахалин (суша)	0,6	0,5	0,3	0,3
Камчатка (шельф)	0,0	1,0	8,0	12,0
<i>Восточная Сибирь и Дальний Восток, итого</i>	<i>44,2</i>	<i>128,0</i>	<i>174,0</i>	<i>203,0</i>

компании «Петромир» – владельца лицензии на Ангаро-Ленском месторождении добыча может быть доведена до 18 млрд куб. м.

Первоочередность разработки недоразведанных Чаюдинского и Чиканского месторождений в Восточной газовой программе, утвержденной Минэнерго России, обусловлена исключительно их принадлежностью оператору программы – «Газпрому». С учетом ресурсных, технологических и экономических факторов прежде всего необходимо ввести в эксплуатацию Ковыктинское месторождение, а его освоение целесообразно передать консорциуму с участием «Газпрома», российских и заинтересованных иностранных вертикально интегрированных нефтяных компаний – «Роснефти», ТНК-ВР, «Сургутнефтегаза», CNPC, KOGAS, а также с привлечением независимых производителей газа и финансовых структур – НОВАТЭК, Сбербанк и др. Несомненно следует учитывать опыт «РУСИА Петролеум», полученный в период разведки и подготовки месторождения к эксплуатации.

Представляется оптимальной разработка Ковыктинского, Чиканского и Ангаро-Ленского месторождений в Иркутской области в рамках единого проекта либо по системе согласованных проектов.

С учетом состояния рынков и перспектив развития транспортной инфраструктуры экспорт нефти, нефтепродуктов и газа в АТР может осуществляться не только с месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, но также из Западной Сибири.

Экспорт сырой нефти по всем маршрутам может быть доведен к 2020 г. до 100–110 млн т, к 2030 г. – до 125–135 млн т. Экспорт нефтепродуктов может составить 25–27 и 30–32 млн т соответственно.

Экспорт газа в значительной мере будет определяться развитием транспортной инфраструктуры и договоренностями с Китаем, Японией и Южной Кореей по ценам, объемам и маршрутам поставок. У России нет задачи обеспечить экспорт в АТР любой ценой, поэтому в зависимости от позиции стран-реципиентов поставки на рынки Китая, Японии и Южной Кореи могут составить к 2020 г. 30–120 млрд куб. м, к 2030 г. – 70–190 млрд куб. м. Общим правилом при поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа должно стать заключение связанных договоров, предполагающих обеспечение доступа рос-

сийских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов.

Нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан. Планируемая пропускная способность ВСТО – 80 млн т нефти в год. Протяженность трассы – свыше 4770 км, конечный пункт – новый специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае.

Строительство первой очереди нефтепровода – участка Тайшет – Сковородино (2757 км) начато в апреле 2006 г., завершено в декабре 2009 г. Инвестиции в сооружение первой очереди трубопровода (ВСТО-1) с учетом индексации оцениваются в 390 млрд руб. (свыше 13 млрд долл. США), на строительство терминала в Козьмино затрачено 60 млрд руб. (более 2 млрд долл. США).

С октября 2008 г. по октябрь 2009 г. участок нефтепровода ВСТО Талаканское – Тайшет работал в реверсном режиме. В ноябре 2009 г. АК «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди нефтепровода ВСТО, с декабря 2009 г. ведется отгрузка нефти в танкеры.

Строится вторая очередь ВСТО протяженностью 1963 км от Сковородино до порта Козьмино. Ввод в эксплуатацию этого участка запланирован на 2014 г. Инвестиции, включая затраты на приобретение технологической нефти, составят свыше 12 млрд долл. США.

Вывод всей системы ВСТО на проектную мощность в объеме 80 млн т в год будет происходить последовательно: в 2010 г. должно перекачиваться 15 млн т нефти, в 2011 г. – до 30 млн т, к 2016 г. – до 50 млн т, к 2025 г. – до 80 млн т.

Начиная с декабря 2010 г. организованы поставки нефти по нефтепроводу Россия – Китай по маршруту Сковородино – Дацин. Общая протяженность трубопровода составляет 960 км, проектная мощность – 15 млн т в год.

Для поставок нефти в ВСТО из Ванкорско-Сузунской зоны и с месторождений Ямало-Ненецкого АО и северо-востока Ханты-Мансийского АО к 2012 г. должны быть построены нефтепроводы Пурпе – Самотлор и Заполярное – Пурпе.

В 2012–2015 гг. целесообразно строительство вблизи терминала в Козьмино в районе мыса Елизарова современного нефтеперерабатывающего завода (Приморский НПЗ) мощностью по сырью не менее 20 млн т в год с блоком нефтехимического производства. Пока замедление в вопросе строительства обусловлено в том числе жесткой позицией Китая, заключающейся в желании покупать сырье и перерабатывать его на своей территории. Китайская сторона указывает на отсутствие спроса и жесткую конкуренцию, при этом Россия уже сейчас поставляет в Китай с внутриконтинентальных НПЗ почти 10 млн т нефтепродуктов, а китайский нефтяной рынок растет в среднем на 20 млн т в год.

Газопроводы. Первоочередной проект в области транспортировки газа на Востоке России – строительство газопровода Хабаровск – Владивосток. Газопровод должен обеспечить газоснабжение Владивостока и газификацию Приморского края к саммиту АТЭС, который состоится в 2012 г. На первом этапе (2011–2015 гг.) мощность газопровода составит от 12 до 27,5 млрд куб. м в год, последующее увеличение возможно до 100–120 млрд куб. м (2016–2025 гг.).

В 2011–2015 гг. должен быть реализован проект строительства газопровода Чиканское месторождение – Саянск – Ангарск – Иркутск. Целесообразно подключение к системе Ковыктинского, Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений. Ковыктинское газоконденсатное месторождение – наиболее подготовленное в Восточной Сибири к промышленному освоению, и несомненно, что после решения организационных вопросов (передача имущественного комплекса компании «РУСИА Петролеум» новому собственнику) оно должно быть введено в эксплуатацию в первую очередь. На месторождении пробурены и законсервированы газовые скважины, проложен газопровод Ковыктинское – Жигалово.

В дальнейшем (2013–2016 гг.) для расширения диверсификации поставок газа в Восточной Сибири, оптимизации работы Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России и соединения ее с восточно-сибирским и дальневосточным центрами газодобычи целесообразно строительство магистрального газопровода Саянск – Проскоково.

В 2013–2016 гг. необходимы строительство газопровода Чаяндинское – Хабаровск и расширение системы Хабаровск – Владивосток. С 2016 г. газ с Чаяндинского месторождения может поступать в газотранспортную систему Дальнего Востока и далее на экспорт. Первоначальная мощность газопровода должна составить около 36 млрд куб. м в год с возможным последующим увеличением до 64 млрд куб. м. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством газоперерабатывающего завода и нефтегазохимического комплекса в Хабаровске.

После того как с газотранспортной инфраструктурой Дальнего Востока будет соединен якутский центр газодобычи, необходимо подключение месторождений Иркутской области. Целесообразно строительство магистрального газопровода Ковыктинское – Чаяндинское (сроки реализации – 2016–2018 гг., мощность – около 30 млрд куб. м в год).

Газ с Ковыктинского месторождения будет поступать в ЕСГ и на экспорт, прежде всего в Китай и Южную Корею. Предполагается, что ответвление в Китай от системы Восточная Сибирь – Дальний Восток может быть создано в районе Сквородино, Благовещенска, Дальнереченска, в Корею – осуществлено по подводному газопроводу Владивосток – Каннын – Сеул. Целесообразно рассмотреть возможность строительства завода по сжижению газа и терминала СПГ во Владивостоке.

После окончания строительства газопровода, который соединит иркутский центр газодобычи и ЕСГ, появится возможность развития газового потенциала Красноярского края. В первую очередь – за счет подключения к газопроводной сети Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Здесь предполагается строительство газопровода Юрубчено-Тохомское – Богучаны – Нижняя Пойма и подключение к газопроводу Саянск – Проскоково (сроки реализации – 2014–2016 гг., мощность трубопровода на отрезке ЮТЗ – Богучаны составит около 10 млрд куб. м). В 2015–2017 гг. к газопроводу ЮТЗ – Нижняя Пойма может быть подключен газопровод Собинское – Богучаны, который будет соединен с месторождениями Собинско-Пайгинской и Агалеевско-Имбинской зоны.

Природный газ Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции содержит в значительных количествах гомологи метана, которые могут служить сырьем для нефтегазохимии. При формировании новых центров нефтяной и газовой промышленности в Восточной Сибири и 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, гелий и другие элементы в соответствии с их концентрацией.

Для переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо строительство трех газоперерабатывающих заводов и нефтегазохимических комплексов, а также хранилищ гелиевого концентрата. Газ с месторождений Красноярского края может перерабатываться на ГПЗ и НХК в Нижней Пойме. На выходе с ГПЗ и НХК основной товарной продукцией могут быть энергетический газ, пропан-бутан технический, полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол и сополимеры стирола. Гелиевый концентрат должен централизованно закупаться государством для закачки в специально созданные федеральные хранилища с последующим участием России в регулировании мирового рынка гелия. Газ с месторождений Иркутской области, поставляемый в ЕСГ (в южном и западном направлениях), может перерабатываться на Саянском ГПЗ с блоком нефтехимических производств. Газ с месторождений Иркутской области, который будет транспортироваться через Якутию (в северном и восточном направлениях) вместе с газом Чаяндинского и прилегающих месторождений, будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в районе Хабаровска.

* * *

Развитие новых центров нефтяной, газовой, нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности на Востоке России позволит привлечь туда население и несырьевой бизнес, повысить уровень и качество жизни на этих территориях. Такой положительный

опыт, связанный с развитием Западно-Сибирского НГК, у страны имеется. Тогда были вложены государственные средства, сейчас необходимо обеспечить беспрецедентные льготы для российского бизнеса. Еще М.В. Ломоносов указывал, что для освоения огромного ресурсного потенциала Сибири и Арктики нужны «отменные привилегии и вольности».

Российские нефтегазовые компании, работающие в районах нового хозяйственного освоения в Восточной Сибири, нуждаются в создании условий для эффективной работы, тем более что их конкуренты – нефтегазовые компании стран АТР в своих странах такой поддержкой активно пользуются. С учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе Восточной Сибири необходимо осуществление системы мер государственной поддержки с использованием механизмов государственно-частного партнерства.

Важнейшее условие формирования благоприятного инвестиционного климата – создание организационных и инфраструктурных условий для реализации проектов. Необходимы введение налоговых и таможенных льгот на всех стадиях реализации проекта – от организации геолого-разведочных работ и добычи газа и конденсата до начала промышленной эксплуатации месторождений, предоставление субвенций, субсидий, кредитование, а также прямое финансирование из федерального бюджета проведения ГРП, строительства объектов трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта, перерабатывающей, энергетической и социальной инфраструктуры.

Процесс формирования новых центров нефтегазового комплекса международного значения на Востоке России только начинается, подготовленная сырьевая и производственная база пока явно недостаточна, и здесь необходимы поддержание стабильного благоприятного налогового режима, развитие инфраструктуры. Следует законодательно закрепить налоговые льготы для всех нефтегазовых проектов, реализуемых в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, не менее чем на 30 лет, при этом особо определив необходимость рас-

ширенного с коэффициентом не менее 2 воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Для высокотехнологичного оборудования целесообразно предусмотреть ускоренную амортизацию. При поставках сжиженных углеводородных газов и сжиженного природного газа и продукции нефтегазохимии на российский и международные рынки следует установить специальные железнодорожные тарифы.

Освоение гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири потребует развития гелиевой промышленности и строительства федеральных подземных хранилищ гелиевого концентрата за счет средств федерального бюджета, а также организации государственных закупок гелия. Развитие гелиевой промышленности должно быть организовано в рамках специальной федеральной программы, предусматривающей создание инфраструктуры выделения, транспортировки и хранения гелия, обеспечение поставок на международные рынки через единый экспортный канал, участие России в регулировании мирового рынка гелия.

Одним из важных направлений укрепления экономических и геополитических позиций России в АТР, а также повышения роли нашей страны в качестве глобальной энергетической державы должно стать создание во Владивостоке Тихоокеанской нефтегазовой биржи.

Сегодня, в условиях усиления экономической и геополитической роли АТР в мире, именно экономическое развитие восточных регионов России, в том числе за счет реализации крупных нефтегазовых проектов, позволит нашей стране сохранить территориальную целостность и занять достойное место в новой мировой системе. Важнейшая задача государства – поддержка российских компаний, обеспечивающих развитие экономики Восточной Сибири и Дальнего Востока, действующих на передовом рубеже международной конкуренции.

Рукопись статьи поступила в редколлегию 24.02.2011 г.

© Коржубаев А.Г., 2011