

УДК 621.64
ББК 65.305.143.2

А.Г. КОРЖУБАЕВ, И.В. ФИЛИМОНОВА, Л.В. ЭДЕР

Формирование новых центров нефтегазового комплекса на Востоке России

Рассматривается сырьевая база углеводородов Восточной Сибири и Дальнего Востока; показаны перспективы формирования перерабатывающей и транспортной инфраструктуры Дальневосточного региона; анализируется состояние международного и внутреннего рынка углеводородов.

Ключевые слова: прогноз добычи углеводородов, переработка, нефтепродукты, экспорт, инвестиционный проект.

Последовательное усиление роли Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) в мировой экономике и политике — одна из долгосрочных глобальных тенденций развития современного мира. В регионе сконцентрирована значительная часть населения планеты и промышленного производства, на АТР 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 — важнейшая из современных реалий.

КОРЖУБАЕВ Андрей Геннадьевич — доктор экономических наук, профессор, заведующий отделом темпов и пропорций промышленного производства Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, заведующий кафедрой политической экономии Новосибирского государственного университета, Уполномоченный СО РАН по вопросам сотрудничества с Китаем, г. Новосибирск.

ФИЛИМОНОВА Ирина Викторовна — кандидат экономических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, заместитель заведующего кафедрой политической экономии Новосибирского государственного университета, г. Новосибирск.

ЭДЕР Леонтий Викторович — кандидат экономических наук, доцент, заведующий лабораторией Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, заведующий специализацией кафедры политической экономии Новосибирского государственного университета, г. Новосибирск.

В этих условиях эффективное освоение российским капиталом энергетического потенциала и других природных ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока и на этой основе развитие высокотехнологичных отраслей перерабатывающей промышленности — важное условие сохранения национального суверенитета России над обширными восточными территориями, увеличения численности и повышения уровня жизни российского населения, не дискриминационной интеграции в экономическое пространство АТР.

Энергетические ресурсы России сосредоточены главным образом в азиатской части страны, при этом уровень и качество жизни большинства населения Восточной Сибири и Дальнего Востока значительно уступают как показателям ряда соседних стран АТР — Японии, Республики Корея, некоторых приморских регионов Китая, так и индустриально развитых регионов европейской части страны и Западной Сибири¹.

Формирование новых крупных центров нефтегазового комплекса (НГК), развитие производственной (добывающей, перерабатывающей) и транспортной инфраструктуры на Востоке России не только становится все более важной задачей социально-экономического развития регионов Дальнего Востока и Сибири и обеспечения энергетической безопасности России, но и служит реализации российских геополитических интересов. В современных условиях только мобилизационная стратегия позволит России выйти на позитивную траекторию развития и обеспечить территориальную целостность и национальную безопасность страны.

В восточных территориях России (ВТР) и шельфах Дальневосточных морей сосредоточено свыше 15 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти или более 18% НСР нефти России [1]; разведанные и предварительно оцененные запасы нефти в регионе превышают 3 млрд т. Доля неоткрытых ресурсов составляет около 80%, степень разведанности — 12%. В регионе сосредоточено около 60 трлн куб. м или почти 25% НСР газа в стране, запасы — 9,4 трлн куб. м. Доля неоткрытых ресурсов составляет около 84%, степень разведанности — 8%. Низкая степень геологической изученности территорий и акваторий, с одной стороны, определяет высокую перспективность проведения геологоразведочных работ (ГРР) и открытия новых месторождений, а, с другой — отражает наличие значительных геологических рисков, что требует особого внимания к уровню научного и технологического обеспечения ГРР.

Добыча нефти. Добыча жидких углеводородов — нефти с конденсатом в ВТР и на шельфах Дальневосточных морей составила в 2010 г. 34,4 млн т,

¹ За период формирования и развития нефтегазового комплекса Севера Западной Сибири население Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) увеличилось в 7 раз (с 80 в 1970 г. до 550 тыс. чел. в 2011 г.), Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) — почти в 6 раз (с 270 до 1550 тыс. чел.). Численность населения продолжала возрастать и в период общероссийской депопуляции в 1990–2000-е гг., причем как за счет миграции, так и в результате естественного прироста.

в том числе в Восточной Сибири — 19,7 млн т, на Дальнем Востоке — 14,7 млн т (рис. 1). Основной прирост добычи нефти приходится на Красноярский край, Иркутскую область, Талаканское месторождение в Республике Саха (Якутия).

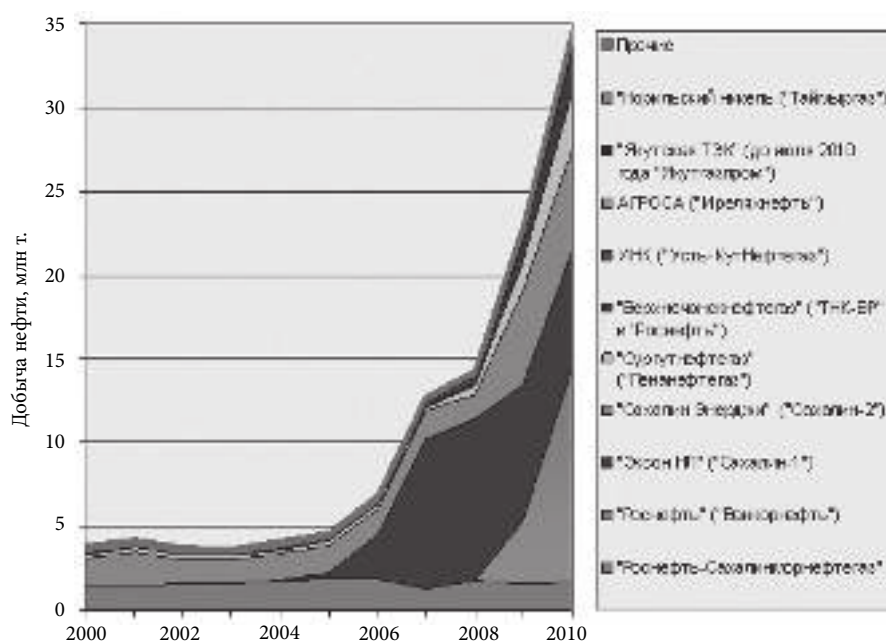


Рис. 1. Добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Крупнейшие производители и нефтедобывающие проекты на Востоке России: «Ванкорнефть» (контролируется «Роснефтью»), проект «Сахалин-1» (оператор — «Эксон Нефтегаз Лимитед»), проект «Сахалин-2» (оператор — консорциум «Сахалин Энерджи»), «Ленанефтегаз» (контролируется «Сургутнефтегазом»), «Верхнечонскнефтегаз» (контролируется «ТНК-ВР» и «Роснефтью»).

Переработка нефти. Переработку нефти на восточных территориях России осуществляют четыре крупных нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) общей мощностью по сырью около 30 млн т [2], а также мини-НПЗ компании «Петросах» на Сахалине. Ачинский, Ангарский и Комсомольский НПЗ контролируются «Роснефтью», Хабаровский — «Альянсом». Основная часть (94%) сырья на НПЗ Восточной Сибири и Дальнего Востока поставляется из Западной Сибири, небольшие объемы (1,7–1,8 млн т в год) на Комсомольский НПЗ — с сухопутных месторождений о-ва Сахалин. Нефть, добываемая на шельфе Сахалина, в рамках соглашений о разделе продукции (СРП) в полном объеме поставляется на экспорт.

В условиях высокого регионального и экспортного спроса на нефтепродукты уровень загрузки мощностей всех заводов «Роснефти» превышает 94%, тогда как уровень загрузки Хабаровского НПЗ — 75%, что связано с большой

удаленностью и недостаточным объемом собственной сырьевой базы. За последние десять лет объем ежегодной переработки нефти на НПЗ Восточной Сибири и Дальнего Востока увеличился почти на 10 млн т, прежде всего, за счет повышения уровня загрузки существующих мощностей с 47 до 94% (рисунки 2, 3).



Рис. 2. Первичная переработка нефти и уровень загрузки мощностей НПЗ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2000–2010 гг.

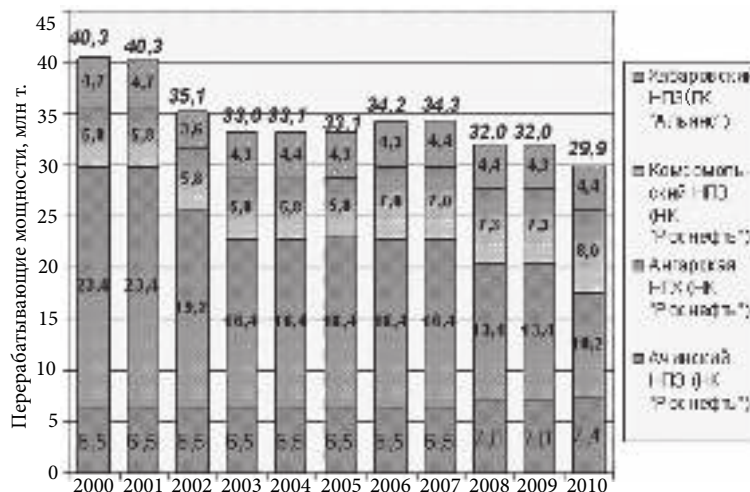


Рис. 3. Нефтеперерабатывающие мощности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2000–2010 гг. по заводам и компаниям

В условиях значительного увеличения добычи нефти на Востоке России возникает необходимость восстановления и расширения мощностей действующих заводов, строительства новых НПЗ в г. Ленске (Республика Саха) для региональных нужд и преимущественно экспортного назначения в бухте Елизарова (Приморский край).

Добыча газа. Отсутствие инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию газа — важный фактор, сдерживающий развитие как газовой, так и нефтяной промышленности Востока России. В 2010 г. добыча газа в ВТР и на шельфах Дальневосточных морей 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.

Из добытого объема газа свыше 12 млрд куб. м, или более 35% было закачано обратно в пласт либо сожжено в факелах [3]. Свыше 7,7 млрд куб. м газа, производимого в проекте «Сахалин-1», закачивается в пласт из-за нерешенности вопроса со сбытом. Именно этот газ, а не проект «Сахалин-3» уже в ближайшей (2012–2013 гг.) и среднесрочной перспективе (2014–2016 гг.) может стать основой поставок по газопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток» для газификации Приморья и экспорта в Китай. Для успешной реализации проекта необходимо достижение договоренности по условиям поставок между «Газпромом», ExxonMobil и CNPC [4].

Основной объем коммерчески добываемого газа на шельфах дальневосточных морей приходится на «Сахалин-2» — более 15 млрд куб. м (рис. 4), в рамках которого действуют транссахалинский газопровод, завод и терминал сжиженного природного газа (СПГ).

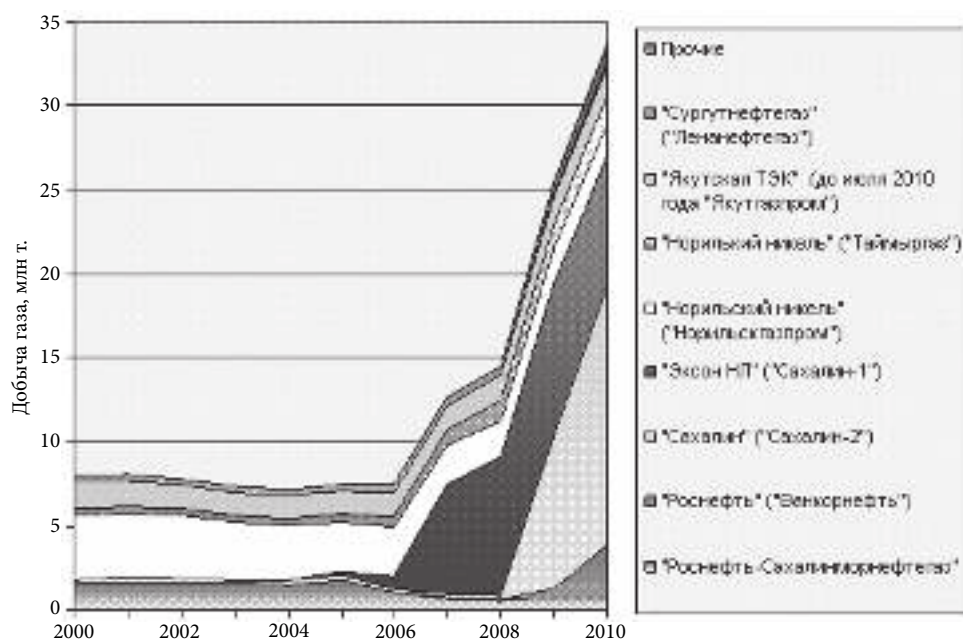


Рис. 4. Добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке по компаниям, 2000–2010 гг.

Состояние и перспективы расширения сырьевой базы углеводородного сырья на Востоке России с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых

и технологических условиях дают основания для достаточно высоких прогнозных уровней добычи нефти и газа, превышающих параметры ряда утвержденных правительством Российской Федерации документов, в том числе «Энергетической стратегии России до 2030 г.». При освоении новых нефтегазовых провинций необходимо учитывать высокую вероятность новых перспективных открытий и прироста запасов высокодостоверных категорий как в процессе проведения геологоразведочных работ, так и в процессе освоения уже открытых месторождений [5].

Прогноз добычи нефти и конденсата. Согласно прогнозу ИЭОПП СО РАН, общая добыча нефти и конденсата на восточных территориях России и на шельфах дальневосточных морей может составить в 2015 г. около 76 млн т, в 2020 г. — 116 млн т, в 2030 г. — свыше 150 млн т (табл. 1). Максимальный уровень добычи нефти в 2030 г. (153 млн т) соответствует 10% современных разведанных запасов и 7,4% предварительно оцененных запасов, что для новых районов добычи является гарантированной оценкой снизу. Накопленная добыча нефти на Востоке России с начала разработки месторождений в рамках прогноза составит в 2030 г. порядка 2,3 млрд т или менее 80% от уже открытых запасов.

Таблица 1

Прогноз добычи нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млн т

Регион, месторождение	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	2011–2030	С начала разработки
Восточная Сибирь	19,7	25,0	32,1	39,4	48,0	57,7	91,6	106,1	120,2	1 661,2	1 694,9
Иркутская область	3,3	4,6	6,5	8,1	9,3	10,7	17,3	19,2	22,3	311,2	317,6
Красноярский край	12,9	15,0	18,7	23,3	27,9	34,5	58,2	69,5	77,5	1 050,6	1 068,0
Республика Саха (Якутия)	3,5	5,4	7,0	8,0	10,8	12,5	16,1	17,4	20,4	299,4	309,3
Дальний Восток	14,8	15,4	15,8	16,2	16,8	18,0	24,7	30,5	33,1	490,8	674,6
Шельфовые месторождения	13,0	13,8	14,3	14,9	15,7	17,0	23,7	29,5	32,1	469,3	531,2
Континентальные месторождения	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	21,5	143,4
Восточная Сибирь и Дальний Восток	34,5	40,4	47,9	55,6	64,9	75,7	116,3	136,6	153,3	2 151,9	2 369,5

В Восточной Сибири добыча нефти и конденсата достигнет в 2015 г. около 58 млн т, в 2020 г. — более 90 млн т, в 2030 г. — свыше 120 млн т. В этом случае суммарная за весь период освоения добыча составит около 1,7 млрд т или менее порядка 66% современных запасов. На Дальнем Востоке добыча жидких УВ в 2015 г. составит 18 млн т, в 2020 г. — около 25 млн т, в 2030 г. — 33 млн т. Накопленная добыча нефти и конденсата на шельфе составит 675 млн т или 95% разведанных и предварительно оцененных в настоящее время запасов, а с учётом ожидаемого прироста запасов на существующих и перспективных месторождениях уже распределенного фонда недр — не более 60%.

Прогноз добычи газа. При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная добыча газа (сухого энергетического газа и жирного газа, содержащего УВ С₂–С₄) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторождений в ВТР и на шельфах Дальневосточных морей в 2015 г. превысит 48 млрд куб. м, в 2020 г. — 146 млрд куб. м, в 2030 г. — 211 млрд куб. м (табл. 2). Максимальный уровень добычи газа в 2030 г. (211 млрд куб. м) соответствует 8,4% от современных разведанных запасов и 6,6% от суммарных запасов. Накопленная добыча газа с начала разработки месторождений до 2030 г. превысит 2 370 млрд куб. м, что составляет 79% открытых запасов, а с учетом ожидаемого прироста запасов на существующих и перспективных месторождениях — не более 50%.

Таблица 2

Прогноз добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млрд куб. м

Месторождение, регион	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030	Всего за период 2011–2030 гг.	Всего за период разработки
Восточная Сибирь, всего	9,7	10,9	12,6	14,2	15,8	17,8	93,4	120,5	128,2	1 556,5	1 637,0
Иркутская область	0,6	1,1	1,6	2,1	2,2	2,9	46,9	63,1	63,2	749,9	753,0
Красноярский край	6,8	7,5	8,5	9,5	11,0	12,3	20,6	27,2	29,5	401,6	428,3
Республика Саха (Якутия)	2,2	2,4	2,6	2,6	2,7	2,7	25,9	30,2	35,5	405,0	455,7
Дальний Восток, всего	23,9	25,3	26,5	27,6	28,8	30,5	52,6	74,2	82,9	1 080,7	1 186,6
Шельфовые месторождения	23,1	24,5	25,7	27,0	28,2	29,9	52,1	73,9	82,6	1 071,2	1 123,3
Континентальные месторождения Сахалина	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,3	0,3	9,5	63,0
Восточная Сибирь и Дальний Восток, всего	33,7	36,2	39,1	41,8	44,6	48,3	146,0	194,7	211,1	2 637,2	2 823,6

Прогнозируется, что добыча газа в Восточной Сибири достигнет в 2015 г. около 18 млрд куб. м, в 2020 г. — около 94 млрд куб. м, в 2025 г. — свыше 120 млрд куб. м, в 2030 г. — около 130 млрд куб. м. Накопленная добыча газа в Восточной Сибири с начала разработки месторождений составит 1,63 трлн куб. м или около 20% от современных запасов.

Добыча газа на Дальнем Востоке в 2015 г. может превысить 30 млрд куб. м, в 2020 г. — 53 млрд куб. м, в 2030 г. — более 80 млрд куб. м. В этих условиях накопленная добыча газа на Дальнем Востоке с начала разработки месторождений до 2030 г. составит около 1,2 трлн куб. м и 95% существующих запасов газа, достижение прогнозируемых уровней предполагает резкую интенсификацию геологоразведочных работ на шельфе.

Нефтепровод «Восточная Сибирь–Тихий океан» (ВСТО). Планируемая пропускная способность ВСТО — 80 млн т нефти в год. Протяженность трассы — свыше 4 720 км, конечный пункт — новый специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае. Первая очередь строительства Тайшет–Сковородино (2 757 км) начата в апреле 2006 г., завершена в декабре 2009 г. С октября 2008 по октябрь 2009 г. участок нефтепровода ВСТО Талаканское–Тайшет работал в реверсном режиме. В ноябре 2009 г. «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан», с декабря 2009 г. — производится отгрузка нефти в танкеры.

Ведется строительство второй очереди ВСТО протяженностью 1 963 км по маршруту Сковородино–Козьмино, ввод в эксплуатацию ВСТО-2 запланирован на 2014 г. Вывод всей системы ВСТО на проектную мощность в 80 млн т будет происходить последовательно: в 2010 г. было прокачено порядка 15 млн т нефти, в 2011 г. — около 30 млн т, к 2016 г. планируется выйти на уровень 50 млн т, к 2025 г. — 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.

В 2012–2015 гг. целесообразно строительство вблизи терминала в Козьмино в районе мыса Елизарова современного Приморского НПЗ мощностью по сырью не менее 20 млн т в год с блоком нефтехимии [6]. Вместе с тем, пока не принято окончательное решение о технических характеристиках и сроках строительства завода, в том числе в результате жесткой китайской позиции, заключающейся в желании покупать сырье и перерабатывать его на своей территории.

Китайские партнеры указывают на отсутствие спроса и жесткую конкуренцию на рынке нефтепродуктов конечного назначения АТР. При этом следует отметить и учесть в российской переговорной позиции, что Россия уже поставляет в Китай с внутриконтинентальных НПЗ почти 10 млн т нефтепродуктов ежегодно, а китайский нефтяной рынок растет в среднем на 20 млн т в год. Именно благодаря поставкам нефти из России осуществляется загрузка

ряда НПЗ Северо-Востока КНР, где в условиях падающей добычи в Дацинском бассейне мог сформироваться очередной «ржавый пояс»². Поддерживая энергетическую безопасность и стимулируя экономическое развитие китайских провинций, российские компании в первую очередь должны обеспечивать экономические и геополитические интересы своей страны. Приоритетом при принятии крупных хозяйственных решений должно выступать технологическое, инфраструктурное и социально-экономическое развитие регионов Востока России.

Инфраструктура транспорта газа. Первоочередной проект по транспортировке газа на Востоке России — строительство газопровода «Хабаровск–Владивосток». На первом этапе (2011–2015 гг.) мощность газопровода составит от 12 до 27,5 млрд куб. м в год с возможным последующим расширением до 100–120 млрд куб. м (2016–2025 гг.).

В 2012–2015 гг. должен быть реализован проект строительства газопровода «Ковыктинское, Чиканское месторождения–Саянск–Ангарск–Иркутск». Ковыктинское газоконденсатное месторождение — наиболее подготовленное к промышленному освоению в Восточной Сибири и, несомненно, после решения организационных вопросов 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 и 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. необходимо 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 с возможным последующим расширением до 64 млрд куб. м. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством газоперерабатывающего завода (ГПЗ) и нефтехимического комбината (НХК) 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 газопровода составит около 30 млрд куб. м.

² «Ржавый пояс» — обобщенное название промышленных предприятий, сконцентрированных в одном регионе, полностью остановленных либо работающих с низким уровнем загрузки производственных мощностей в результате отсутствия сырья либо ограниченности рынков сбыта продукции.

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

После окончания строительства газопровода, который соединит Иркутский центр газодобычи и Единую систему газоснабжения (ЕСГ), появится возможность развития газового потенциала Красноярского края.

Еще одно направление поставок газа в АТР — газопровод «Алтай» (Западная Сибирь–Западный Китай). Строительство газопровода позволит организовать поставки газа из Западной Сибири, а после расширения ЕСГ на Восток, и из Восточной Сибири в Китай.

Предполагается строительство магистрального газопровода в транспортном коридоре ЯНАО (КС Пурпейская)–Сургут–Кузбасс–Алтай–Китай. Для реализации поставок из Западной Сибири предусматривается создание новой трубопроводной транспортной системы в существующем транспортном коридоре с последующим продолжением в Китай через перевал Канас с подключением к транскитайским газопроводам «Запад–Восток», «Запад–Восток-2» и «Запад–Юг». Поставки трубопроводного газа в Синьцзян-Уйгурский автономный район могут осуществляться (в зависимости от сроков решения вопроса о ценах и гарантиях закупок) начиная с 2015–2016 гг. Протяженность трассы до границы с КНР составляет около 2 670 км. Планируемый годовой объем поставок не менее — 30 млрд куб. м.

Природный газ Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции содержит в значительных количествах гомологи метана, которые могут выступать сырьем для нефтегазохимии. Для переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо строительство трех газоперерабатывающих заводов и нефтегазохимических комплексов, а также хранилищ гелиевого концентрата (табл. 3).

На выходе с ГПЗ и НХК основной товарной продукцией могут быть: энергетический газ, пропан-бутан технический (ПБТ), 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.

Развитие новых центров НГК на Востоке России позволит привлечь население и несырьевой бизнес, повысить уровень и качество жизни. Такой положительный опыт, связанный с формированием нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири, у России имеется, тогда в развитии новых центров НГК были вложены крупные государственные средства. В современных

условиях 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».

Таблица 3

**Перспективы формирования нефтегазоперерабатывающих
и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке**

Расположение перерабатывающего комплекса	Тип производства	Сроки реализации, год		Ввод в эксплуатацию, год	Хранилища нефти, природного газа, гелиевого
		начало	завершение		
Хабаровск	ГПЗ	2015	2016	2016	Искусственные резервуары, Малоситинская природная структура
	НХК, гелиевый завод	2015	2017	2017	
Саянск	ГПЗ	2013	2015	2015	Выработанные месторождения природного газа
	НХК, гелиевый завод	2013	2015	2015	
Нижняя Пойма	ГПЗ	2014	2015	2015	Искусственные резервуары, искусственные подземные хранилища
	НХК, гелиевый завод	2014	2015	2015	
Владивосток, Находка, бухта Елизарова	НПЗ, НХК, СПГ	2014	2016	2016	Искусственные резервуары

С учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов, пространственной, отраслевой, демографической специфики регионов Востока России авторами настоящей разработки предложена система реально стимулирующих льгот для развития бизнеса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке с использованием механизмов государственно-частного партнерства, включая:

- введение налоговых льгот на всех стадиях реализации проектов от развития геологоразведочных работ до начала промышленной эксплуатации;
- кредитование, а также прямое финансирование из федерального бюджета проведения ГРП, строительства объектов трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта, перерабатывающей, энергетической и социальной инфраструктуры;

- установление ускоренной амортизации для высокотехнологичного оборудования;
- установление специальных железнодорожных тарифов при транспортировке угля, металлов, продукции нефтегазопереработки и нефтегазохимии;
- повышение доступности, снижение процентных ставок и увеличение масштабов кредитования инновационных проектов во всех отраслях экономики.

Освоение гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири потребует развития гелиевой промышленности и строительства федеральных подземных хранилищ гелиевого концентрата за счет средств федерального бюджета и 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. Крупнейшим потребителем гелия в регионе может стать строящийся в Амурской области космодром «Восточный».

Список литературы

1. Коржубаев А. Г. О реальных перспективах комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер // Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 20. С. 31–37.
2. Коржубаев А.Г. Современное состояние нефтеперерабатывающей промышленности России / А.Г. Коржубаев, И.А. Соколова, А.С. Ивашин // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2011. № 4. С. 50–57.
3. Коржубаев А.Г. Газовая промышленность России: международные позиции, организационная и региональная структура / А.Г. Коржубаев, И.А. Соколова, Л.В. Эдер // Нефть и газ Евразии. 2011. № 6. С. 68–72.
4. Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России: перспективы сотрудничества с АТР / А.Г. Коржубаев, И.А. Соколова, Л.В. Эдер. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН. 2009. 122 с.
5. Коржубаев А.Г. Стратегические ориентиры развития нефтяной и газовой промышленности Сибири и возможности экспорта углеводородов из России на Тихоокеанский рынок / А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер, И.А. Соколова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2009. № 4. С. 23–31.
6. Меламед И.И. Основные подходы к развитию Дальнего Востока и Прибайкалья / И.И. Меламед, А.А. Дягилев, М.А. Авдеев. М.: Современная экономика и право, 2010. 176 с.