



Стратегия формирования газового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока

А.Г. КОРЖУБАЕВ,
д. э. н., профессор,
заведующий отделом Института
экономики и организации
промышленного производства
Сибирского отделения РАН,
заведующий сектором
Института геологии
нефти и газа
Сибирское отделение РАН,
KorzhubaevAG@yandex.ru

И. В. ФИЛИМОНОВА,
к.э.н., старший научный
сотрудник,
Институт нефтегазовой
геологии и геофизики
им. А.А. Трофимчука,
Институт экономики и
организации промышленного
производства
Сибирское отделение РАН,

Л.В. ЭДЕР,
к.э.н., доцент, ведущий
научный сотрудник Института
экономики и организации
промышленного производства
Сибирского отделения РАН,
ведущий научный сотрудник
Института геологии
нефти и газа
Сибирское отделение РАН

Один из главных приоритетов развития газовой промышленности России – формирование в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке новых центров газовой, газоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности, расширение Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на Восток, организация коммерчески эффективных поставок газа и продуктов его глубокой переработки на Тихоокеанский рынок (в страны АТР и на Тихоокеанское побережье США).

FORMING STRATEGY OF GAS COMPLEX OF EASTERN SIBERIA AND FAR EAST

A. KORZHUBAEV, I. FILIMONOVA, L. EDER, Institute of oil and gas geology, RAS Siberian Division

About forming new centers of gas, gas-processing, petrochemical, gas-chemical, helium industry in Eastern Siberia and Far East; about enlargement of Unified system of gas supply (USG) to the East; about organizing commercially efficient supplies of gas and its products of deep processing to Pacific market (to Asia-Pacific region countries and to the US Pacific coast).

Keywords: Eastern Siberia, Far East, single complex of the region, raw material basis, proven resources, gas production, oil and gas condensate, transportation of hydrocarbons, processing infrastructure

СЫРЬЕВАЯ БАЗА И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ОРИЕНТИРЫ ДОБЫЧИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И НЕФТИ ПО РЕГИОНАМ

Поскольку большинство месторождений углеводородов (УВ) и состав лицензионных блоков Восточной Сибири и Дальнего Востока носят комплексный характер – содержат как газ, так и нефть, а на нефтехимических предприятиях используются природный и попутный нефтяной (ПНГ) газы, а также нефть и конденсат, – при формировании новых центров газовой промышленности в этих регионах целесообразно учитывать и параметры развития нефтяного комплекса. Освоение месторождений углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке требует комплексного подхода. Необходимо синхронизировать параметры развития газовой и нефтяной промышленности.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено свыше 54 трлн м³ или около 21% начальных суммарных ресурсов газа в России, разведанные запасы макрорегиона 4,9 трлн м³, или около 10%. Степень разведанности ресурсов газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке 8,6 и 11,3% соответственно, что указывает на высокую перспективность новых открытий.

НСР конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составляют около 3,3 млрд тонн, разведанные запасы – 220 млн тонн, степень разведанности соответственно 6,3 и 7,9%. В регионе находится свыше 15 млрд тонн от НСР нефти, или более 18% имеющегося по

стране в целом, при этом доля неоткрытых ресурсов составляет около 50%, что указывает на высокую перспективность проведения ГРП; разведанные запасы нефти превышают 1,2 млрд тонн.

При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная добыча газа (сухого энергетического газа и жирного газа, содержащего C₂-C₄) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2015 г. до 55 млрд м³, в 2020 г. – до 158 млрд м³, в 2030 г. – превысит 230 млрд м³ (табл. 1).

Утилизированный попутный газ, который будет добываться, в первую очередь, в процессе разработки нефтяных месторождений, будет поставляться либо в газотранспортную систему с последующей переработкой на крупных ГПЗ и НХК, либо использоваться на месте, в случае если в районе добычи отсутствуют газопроводы.

В ближайшей и среднесрочной перспективе добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет развиваться на базе Чаандинского нефтегазоконденсатного месторождения в Республике Саха (Якутия), Ковыктинского и Чиканского газоконденсатных месторождений в Иркутской области, Юрубчено-Тохомского, Собинского и прилегающих к трассам газопроводов месторождений в Красноярском крае (Эвенкийский район), проектов «Сахалин 1 – 3».

Табл. 1. Добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млрд м³

Регион	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	6,1	7,3	9,4	10,5	11,9	13,6	15,8	22,1	37,9	52,7	76,7	95,6	111,8	143,7	148,6
Красноярский край	4,2	5,3	6,9	7,5	8,2	8,2	8,7	12,4	15,3	18,0	20,7	24,3	24,6	30,6	31,5
Иркутская область	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1	2,2	3,7	5,5	10,4	14,3	22,9	27,9	34,0	54,8	56,8
Республика Саха (Якутия)	1,8	1,8	2,0	2,2	2,6	3,2	3,4	4,2	12,2	20,4	33,1	43,4	53,2	58,3	60,3
Дальний Восток	9,1	15,0	22,6	25,8	25,8	25,7	26,2	33,5	39,8	43,7	45,6	45,6	46,6	60,2	84,2
Шельф Сахалина	8,4	14,3	21,9	25,1	25,1	25,1	25,6	32,9	39,2	43,1	45,1	45,1	45,1	51,9	71,9
Континентальные месторождения Сахалина	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3
Западно-Камчатский шельф													1,0	8,0	12,0
Всего	15,2	22,3	32,0	36,3	37,7	39,3	42,0	55,6	77,7	96,4	122,3	141,2	158,4	203,9	232,8



Табл. 2. Добыча конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т.

Регион	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	0,2	0,6	1,0	1,4	1,5	1,6	1,8	2,5	3,4	4,2	5,7	7,1	7,8	9,8	10,1
Красноярский край	0,2	0,5	1,0	1,2	1,4	1,4	1,4	2,0	2,5	2,9	3,5	4,4	4,4	5,0	5,2
Иркутская область	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,5	1,9	2,3	3,6	3,7
Республика Саха (Якутия)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9	1,1	1,2	1,2
Дальний Восток	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,4	1,6	1,7
Шельф Сахалина	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3	1,5	1,6
Континентальные месторождения Сахалина	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Западно-Камчатский шельф	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Всего	0,3	0,8	1,2	1,7	1,9	2,1	2,4	3,2	4,2	5,1	6,7	8,2	9,2	11,4	11,8

В долгосрочной перспективе (после 2020 г.) будут введены в эксплуатацию месторождения, прогнозируемые к открытию вблизи первоочередных центров газодобычи, трасс газопроводов Лено-Тунгусской и Хатанго-Виллюйской провинций, проекты «Сахалин 4 – 9», Западно-Камчатский шельф.

Достижение целевых показателей возможно только при условии активизации геологоразведочных работ, прежде всего на шельфе дальневосточных морей, прежде всего на шельфе Охотского моря, где ожидается значительный прирост запасов в рамках проектов «Сахалин 3 – 9». Для эффективного развития газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо:

- создание газотранспортной инфраструктуры для обеспечения поставок газа на внутренний рынок и диверсификации экспортных поставок;
- развитие мощностей сжиженного природного газа для поставок на тихоокеанский рынок;
- развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности для повышения уровня утилизации попутного нефтяного газа, ценных компонентов углеводородного сырья, включая гелий;
- роста спроса на природный газ на внутреннем рынке;
- наличие эффективного (по ценам и объемам) спроса со стороны стран АТР, прежде всего Китая.

В случае невыполнения этих условий добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет существенно ниже.

Добыча конденсата, связанного, прежде всего, с разработкой газовых месторождений, может составить в 2015 г. до 3,5 млн тонн, в 2020 г. – до 10,5 млн тонн, в 2030 г. – до 11,8 млн тонн (табл. 2).

Добыча нефти в Восточной Сибири (включая Ванкор-Сузунскую зону) и на Дальнем Востоке может возрасти в 2015 г. до 75 млн тонн, в 2020 г. – до 95 млн тонн, в 2030 г. – до 112 млн тонн. Общая добыча нефти и конденсата составит в 2015 г. около 79 млн тонн, в 2020 г. – около 100 млн тонн, в 2030 г. – 119 млн тонн. При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составит в 2015 г. 60 млн тонн, в 2020 г. – 76 млн тонн, в 2030 г. – 87 млн тонн (табл. 3). На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2015 г. 15 млн тонн, в 2020 г. – 21 млн тонн, в 2030 г. – 32 млн тонн.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Первый этап – 2010 – 2015 гг. Первоочередным проектом по транспортировке газа на Востоке России является строительство трубопровода «Хабаровск-Владивосток». Период реализации проекта – 2009 – 2011 гг.

В июле 2009 г. состоялась сварка первого стыка газопровода. Трубопровод будет соединен с действующей газотранспортной системой «Сахалин-Хабаровск», мощность которой будет расширена. Газопровод должен обеспечить газоснабжение Владивостока и газификацию Приморского края к саммиту АТЭС в 2012 г. На первом этапе (2011 г.) мощность газопровода составит около 27,5 млрд м³ в год с возможным последующим расширением до 100 – 120 млрд м³ (2025 г.). Инвестиции в реализацию первого этапа составят около 210 млрд руб (табл. 4).

В 2009 – 2011 гг. в рамках газификации Иркутской области будет реализован проект строительства газопровода «Чиканское месторождение – Саянск – Ангарск – Иркутск». Газ будет поставляться потребителям в Саянске, Ангарске, Иркутске. Мощность трубопровода на участке «Чиканское месторождение – Саянск» составит около 5,3 млрд м³ с последующим увеличением до 24 млрд м³, на участке «Саянск-Ангарск-Иркутск» – около 3 млрд м³. Протяженность газопровода «Чикан-

Табл. 3. Добыча нефти и конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т.

Регион	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	1,6	7,3	20,6	35,4	43,9	48,5	52,6	60,8	76,0	81,7	87,2
Красноярский край	0,2	3,5	12,0	22,4	29,5	33,2	36,4	42,6	49,1	51,5	53,1
Иркутская область	0,5	1,8	4,5	8,3	9,8	10,5	11,0	11,6	13,8	15,1	16,1
Республика Саха (Якутия)	0,8	2,0	4,2	4,7	4,7	4,9	5,2	6,6	13,1	15,1	18,0
Дальний Восток	12,6	14,9	16,9	17,5	17,5	17,4	17,3	18,2	24,2	29,8	32,4
Сахалин	11,0	13,3	15,3	16,0	16,0	16,0	16,0	17,0	21,7	22,9	24,5
Континентальные месторождения Сахалина	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
Западно-Камчатский шельф	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	5,9	6,9
Всего	14,2	22,2	37,5	52,9	61,4	65,9	69,9	79,0	100,2	111,5	119,6

Табл. 4. Перспективы развития газопроводного транспорта в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Трубопровод	Сроки реализации		Ввод в эксплуатацию	Тип работ	Мощность, млрд м ³ /год	Протяженность, км	Диаметр, мм	Инвестиции в ценах 2009 года	
	Начало	Завершение						млрд руб.	млн руб./км
Сахалин-Хабаровск – Владивосток	2009	2011	2011	Строительство	27,5	1350	1220	210	156
	2014	2016	2016	Расширение мощности	96	1350	1220	144	107
	2020	2025	2025	Расширение мощности	127		1220	70	
Чиканское – Саянск	2009	2010	2010	Строительство	5,3	360	720	9	24
	2013	2015	2015	Расширение мощности	24	360	1220	54	150
Саянск – Ангарск – Иркутск	2010	2011	2011	Строительство	3	285	540	21	72
Саянск – Проскоково	2012	2015	2015	Строительство	21	1160	1020	139	120
Ковыктинское – Чиканское	2015	2015	2015	Строительство	20	15	1020	2	144
Чаяндинское – Сквородино – Хабаровск – Владивосток	2013	2016	2016	Строительство	36	2700	1220	400	148
	2016	2018	2018	Расширение мощности	64	2700	1220	281	104
Ковыктинское – Чаяндинское	2016	2018	2018	Строительство	28	760	1220	110	145
ЮТЗ – Богучаны	2013	2014	2014	Строительство	10	165	1020	15	88
Собинское – Агалеевское	2013	2014	2014	Строительство	2,5	100	323	7	70
Агалеевское – Богучаны	2014	2014	2014	Строительство	5,5	50	540	4	75
Богучаны – Нижняя Пойма	2014	2015	2015	Строительство	17,5	400	1020	50	125
Иркутск – Улан – Удэ – Чита	2017	2018	2018	Строительство	3	805	323	52	65
Всего								1567	



ское месторождение – Саянск – Ангарск – Иркутск» составляет около 645 км.

В дальнейшем, для диверсификации поставок газа из Восточной Сибири, оптимизации работы Единой системы газоснабжения России и соединения ее с Восточно-Сибирским и Дальневосточным центрами газодобычи, усиления переговорной позиции с импортерами газа в Азиатско-Тихоокеанском регионе целесообразно строительство магистрального газопровода «Саянск-Просоково». Срок реализации проекта – 2012 – 2015 гг. Мощность газопровода составит свыше 20 млрд м³. Газ будет поступать преимущественно с Ковыктинского газоконденсатного месторождения. В 2015 г. необходимо осуществить строительство газопровода «Ковыктинское – Чиканское месторождения». Мощность газопровода составит около 20 – 25 млрд м³.

В 2013 – 2016 гг. необходимо строительство газопровода «Чаяндинское-Хабаровск-Владивосток». В 2016 г. газ из Восточной Сибири поступит в газотранспортную систему Дальнего Востока и далее на экспорт. Первоначальная мощность газопровода составит около 36 млрд м³ с возможным последующим расширением до 64 млрд м³. Инвестиции в первую очередь составят около 400 млрд руб. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством ГПЗ и НХК в Хабаровске и завода по сжижению газа во Владивостоке.

После того как с газотранспортной инфраструктурой Дальнего Востока будет присоединен Якутский центр газодобычи, необходимо подключение месторождений Иркутской области. Предполагается строительство магистрального газопровода «Ковыктинское-Чаяндинское». Сроки реализации – 2016 – 2018 гг. Мощность газопровода составит около 28 млрд м³; инвестиции – около 110 млрд руб.

Одновременно необходимо провести расширение газопровода «Чаяндинское-Хабаровск-Владивосток» до 64 млрд м³. Основная часть газа с Ковыктинского месторождения будет поступать на экспорт, прежде всего, в Китай и Корею. Предполагается, что ответвление в Китай может быть создано в районе Сквородино, Благовещенска, Дальнереченска; в Корею – по подводному газопроводу «Владивосток – Каннун – Сеул», в долгосрочной перспективе после достижения политического урегулирования на Корейском полуострове возможно проведение сухопутной части газопровода.

После окончания строительства газопровода, который соединит Иркутский центр газодобычи и ЕСГ России, появится возможность развития газового потенциала Красноярского края. В первую очередь за счет подключения к газопроводной сети Юрубчено-Тохомской зоны. Здесь предполагается строительство газопровода «Юрубчено-Тохомское – Богучаны – Нижняя Пойма» и подключение к газопроводу «Саянск – Просоково». Сроки реализации – 2013 – 2015 гг. Мощность трубопровода на отрезке «ЮТЗ – Богучаны» составит около 10 млрд м³.

В 2015 – 2016 гг. к газопроводу «ЮТЗ – Нижняя Пойма» может быть подключен газопровод «Собинское – Богучаны», к

которому будут подключены месторождения Собинско-Пайгинской и Агалеевско-Имбинской зоны. Мощность трубопровода на отрезке «Богучаны – Нижняя Пойма» составит 17,5 млрд м³.

С целью регулирования сезонной неравномерности внутреннего газопотребления, а также поставок газа на экспорт и обеспечения надежности поставок газа в случае аномально высоких перепадов температур и аварий в газотранспортной системе необходимо создание системы ПХГ.

По оценке ОАО «Газпром», потребность в активном объеме газа ПХГ (без долгосрочных резервов) на уровень 2030 г. оценивается в объеме 5,9 млрд м³:

- для потребителей Восточной Сибири – 1,9 млрд м³;
- для потребителей Дальнего Востока – 1,5 млрд м³;
- для регулирования поставок газа на экспорт по магистральным газопроводам (5% от объема экспорта) – 2,5 млрд м³.

В качестве первоочередного объекта создания ПХГ в Иркутской области рекомендуется газохранилище в соляных кавернах в районе г. Ангарска, что позволит полностью обеспечить южные районы Иркутской области в мощностях ПХГ. Для обеспечения г. Красноярска и юга Красноярского края возможно создание ПХГ к северу от г. Ачинск. В районе Хабаровска наиболее перспективным объектом является Малоситинская структура. Перспективы наращивания активной емкости ПХГ также связано с районом, примыкающим к Малоситинской структуре.

НЕФТЕПРОВОД «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН»

Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) строится для транспортировки нефти на российский Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Система будет технологически соединена с существующими магистральными трубопроводами «Транснефти» и позволит создать единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России в западном и восточном направлениях.

Планируемая пропускная способность ВСТО – 80 млн тонн нефти в год. Протяженность трассы – свыше 4770 км, конечным пунктом которой будет новый специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае.

Первая очередь строительства Тайшет – Сквородино (2757 км) начата в апреле 2006 г., завершена в декабре 2009 г.

Инвестиции в строительство первой очереди трубопровода (ВСТО-1) с учетом индексации оцениваются в 390 млрд руб. (свыше 13 млрд долл.), на строительство терминала в Козьмино затрачено 60 млрд руб. (более 2 млрд долл.).

В начале октября 2009 г. завершено строительство спецнефтепорта Козьмино – конечной точки ВСТО. 22 октября в Козьмино прибыл первый железнодорожный состав с восточносибирской нефтью.

Для выгрузки цистерн была построена новая станция Грузовая. Станция может выгружать до 720 цистерн ежедневно, что делает ее одной из крупнейших в стране специализированных станций. Нефть со сливных цистерн сначала будет поступать в специальные резервуары, а затем подаваться по 23-километровому трубопроводу к причалам спецморнефтепорта «Козьмино».

В ноябре 2009 г. АК «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан».

Строительство второй очереди ВСТО протяженностью 1963 км по маршруту Сквородино – Козьмино запланировано на 2010 – 2012 гг. Инвестиции составят более 12 млрд долл.

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

Начиная с 2011 г., 15 млн тонн нефти будет поставляться по нефтепроводу-отводу в Китай. Общая протяженность трубы по территории Китая от Амура до Дацина составит 960 км. На китайской стороне уже построено более 500 км нефтепровода. Для поставок нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны

Табл. 5. Перспективы формирования газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Расположение	Тип производства	Сроки реализации		Ввод в эксплуатацию	Гелиевое хранилище
		Начало	Конец		
Хабаровск	ГПЗ	2015	2016	2016	Малоситинская природная структура
	НХК, гелий	2015	2017	2017	
Саянск	ГПЗ	2013	2015	2015	Атовское месторождение
	НХК, гелий	2013	2015	2015	
Нижняя Пойма	ГПЗ	2014	2015	2015	Искусственное хранилище, потребности рынка
	НХК, гелий	2014	2015	2015	
Владивосток	НПЗ, НХК, СПГ	2014	2016	2016	

Табл. 6. Прирост разведанных запасов газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млрд м³

Центр добычи, субъект РФ / год	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2008–2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	69,5	88,5	87,0	82,0	139,2	179,0	177,2	2906,3
Дальний Восток	13,9	33,4	64,2	109,5	198,9	291,0	347,6	4137,9
Россия, в целом	660,2	679,7	807,8	1006,2	1351,4	1586,1	1711,8	28 165,5



и месторождений ЯНАО и Северо-Востока ХМАО 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 Приморского НПЗ мощностью по сырью 20 млн тонн в год с блоком нефтехимии.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Параметры развития добычи и транспортировки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке должны быть синхронизированы с развитием его переработки. Природный газ Восточной Сибири содержит в значительных количествах гомологи метана, которые являются сырьем для нефтегазохимии.

Для переработки газа Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо строительство трех нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов. Газ с месторождений Красноярского края будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в Нижней Пойме (табл. 5).

Окончание строительства завода по переработке газа в Хабаровске должно быть синхронизировано с поставками газа из Якутского центра газодобычи и севера Иркутской области – до 45 млрд м³. В 2018 г. начнутся поставки газа на Хабаровский ГПЗ с месторождений юга Иркутской области (Ковыктинско-Чиканский центр). Объем поставок может быть доведен до 28 млрд м³. По необходимости на завод будет поступать конденсат.

Учитывая параметры добычи газа в Иркутской области, а также сроки строительства газопроводов, в 2013 – 2015 гг. необходимо строительство ГПЗ и НХК в Саянске. Здесь будет перерабатываться газ с Ковыктинского газоконденсатного месторождения, который в дальнейшем будет направляться в Единую систему газоснабжения РФ, а также с небольших газовых месторождений этого района.

Исходя из сроков ввода в эксплуатацию месторождений Красноярского края, параметров сооружения газопроводной инфраструктуры, а также сроков строительства газопроводов, в 2014 – 2015 гг. необходимо строительство ГПЗ и НХК в Нижней Пойме. Здесь будет перерабатываться газ с Юрубчено-Тохомского, Собинско-Пайгинского и Агалеовско-Имбинского центров газодобычи в Красноярском крае. Предполагается довести объем поставок газа на ГПЗ в Нижней Пойме к 2030 г. до 17,5 млрд м³.

ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Для обеспечения прогнозируемых уровней добычи газа, конденсата и нефти и в период до 2030 г. прирост запасов газа в Восточной Сибири должен составить свыше 2,9 трлн м³, на Дальнем Востоке – более 4,1 трлн м³ (табл. 6). В этот же период в Восточной Сибири должно быть разведано 86 млн тонн конденсата и 2,3 млрд тонн нефти, на Дальнем Востоке (в основном на шельфе) – около 34 млн тонн конденсата и 1,7 млрд тонн нефти (табл. 7 – 8).

Для достижения прогнозируемых уровней прироста запасов газа, конденсата и нефти с учетом эффективности ГРП объем поисково-оценочного и разведочного бурения до 2030 г. должен составить в Восточной Сибири 11,9 млн м, на Дальнем Востоке – около 4 млн м (табл. 9).

До 2030 г. в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо пробурить около 2,7 млн м глубоких поисково-разведочных скважин преимущественно на газ, для нефти этот показатель должен составить – 10,3 млн м. Попутно с приростами запасов газа и, частично, нефти будет приращиваться конденсат.

Для обеспечения расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов объем ассигнований на ГРП на газ, конденсат и нефть до 2030 г. в Восточной Сибири (включая Республику Саха) составит свыше 690 млрд руб., на Дальнем Востоке – 193,4 млрд руб. Ежегодные расходы на проведение геологоразведочных работ на углеводороды должны увеличиться с 25 млрд руб. в 2008 г. до 50 млрд руб. в 2020 – 2030 гг. (табл. 10).

Табл. 7. Прирост разведанных запасов конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т.

Центр добычи, субъект РФ / год	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2008 – 2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	0,5	1,2	1,6	2,8	4,3	5,7	5,8	86,0
Дальний Восток	0,1	0,2	0,2	0,8	1,5	1,7	4,9	33,9
Россия, в целом	14,4	13,5	15,7	25,8	37,0	48,4	60,6	790,3

Табл. 8. Прирост разведанных запасов нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008 – 2009 гг. и прогноз до 2030 г., млн т.

Центр добычи, субъект РФ / год	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2008 – 2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	16,3	46,6	85,5	95,0	111,0	125,0	125,0	2329,7
Дальний Восток	13,2	18,7	31,9	71,9	81,9	96,9	121,9	1701,8
Россия, в целом	500,1	532,3	570,4	620,9	626,6	636,0	633,7	14 030,1

Табл. 9. Прогноз объемов поисково-оценочного и разведочного бурения на газ, конденсат и нефть в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г., тыс. м

Центр добычи, субъект РФ / год	2010	2015	2020	2025	2030	2008 – 2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	415,8	457,9	566,0	656,6	659,0	11 880,1
Дальний Восток	81,3	166,1	183,8	222,8	288,3	3979,1
Россия, в целом	2231,0	2462,7	2687,2	2922,8	3145,0	59 505,6

Табл. 10. Прогноз ассигнований на проведение геологоразведочных работ на газ, конденсат, нефть в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г. по центрам добычи, млрд руб. (в ценах 2008 г.)

Центр добычи, субъект РФ / год	2010	2015	2020	2025	2030	2008 – 2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	25,3	32,2	39,0	39,0	38,3	690,6
Дальний Восток	8,5	9,8	11,2	11,4	11,4	193,4
Россия, в целом	203,4	230,9	257,9	270,4	280,1	4469,8

Рекомендации по районам приоритетного проведения геологоразведочных работ, оценке и составу геологоразведочных работ:

- уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности с локализацией части прогнозных ресурсов УВ слабоизученных, отдаленных районов, прежде всего примыкающих к трассам магистральных строящихся и проектируемых нефте- и газопроводов в Восточной Сибири;

- уточнение геологического строения и положения крупных нефтегазоперспективных структур на шельфах морей.

Решение задачи укрепления минерально-сырьевой базы газодобычи в России возможно при значительном увеличении объемов геологоразведочных работ, расширении географии их проведения, а также повышении эффективности. Таким образом, в ближайшие годы необходимо ускоренное развитие ГРП на шельфе арктических морей, в Восточной Сибири, интенсификация поиска, разведки и освоения залежей углеводородов на больших глубинах в сложных геолого-геофизических условиях.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК

При формировании новых центров газовой и нефтяной промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и организации экспортных поставок газа и нефти из России целесообразно обеспечение максимального технологически обоснованного и экономически эффективного извлечения на российской территории всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, гелия и других элементов в соответствии с их концентрацией. Модернизация существующих и формирование новых центров нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей, нефтехимической и газохимической промышленности на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока стимулирует социально-экономическое развитие российских регионов, позволит создавать продукцию с высокой добавленной стоимостью. ■

Ключевые слова: Восточная Сибирь, Дальний Восток, разовый комплекс региона, сырьевая база, разведанные ресурсы, добыча газа, нефть и газовый конденсат, транспорт углеводородов, перерабатывающая инфраструктура