

УДК 553.98.042(571.5+571.6)

## О концепции развития нефтегазового комплекса востока России

**А.Г.Коржубаев** (Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, Новосибирск),  
**И.В.Филимонова, Л.В.Эдер** (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Новосибирск)

Представлена концепция развития нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке как одного из главных приоритетов развития газовой промышленности России.

Показано, что формирование новых центров промышленности в этих регионах требует учета параметров развития нефтяного комплекса.

Рассмотрены вопросы состояния и развития сырьевой базы газа, нефти и конденсата, перспективы развития транспортной и создание перерабатывающей инфраструктур углеводородов.

**Ключевые слова:** газ; конденсат; сырьевая база; добыча; газопроводы; нефтепроводы; нефтегазоперерабатывающие комплексы; нефтегазохимические комплексы.

К главным приоритетам развития газовой промышленности России относятся формирование новых центров газовой, газоперерабатывающей, нефтехимической, газохимической, гелиевой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, 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).

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.

### Сырьевая база и количественные ориентиры добычи газа, конденсата и нефти по регионам

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено свыше 54 трлн м<sup>3</sup> (около 21 %) начальных суммарных ресурсов (НСР) газа в России, разведанные запасы макрорегиона – 4,9 трлн м<sup>3</sup> (около 10 %). Степень разведанности ресурсов газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке –



Андрей Геннадьевич  
КОРЖУБАЕВ,  
заведующий отделом,  
доктор экономических  
наук, профессор



Ирина Викторовна  
ФИЛИМОНОВА,  
старший научный  
сотрудник, кандидат  
экономических наук



Леонтий Викторович  
ЭДЕР,  
ведущий научный  
сотрудник, кандидат  
экономических наук,  
доцент

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 т, разведанные запасы – 220 млн т, степень разведанности – соответственно 6,3 и 7,9 %.

В макрорегионе находится свыше 15 млрд т НСР нефти (более 18 % общероссийских), при этом доля неот-

крытых ресурсов составляет около 50 %, что указывает на высокую перспективность проведения геолого-разведочных работ (ГРП); разведанные запасы нефти превышают 1,2 млрд т.

При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная **добыча газа** (сухого энергетического и жирного, содержащего С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub>) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2015 г. до 55 млрд м<sup>3</sup>, в 2020 г. – до 158 млрд м<sup>3</sup>, в 2030 г. превысить 230 млрд м<sup>3</sup> (табл. 1).

Утилизированный ПНГ, который будет добываться в первую очередь в процессе разработки нефтяных месторождений и 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. Утилизация ПНГ на месте в районе промысла подразумевает использование его в энергетических мощностях для обеспечения нужд промыслов, поставку электроэнергии на местные локальные рынки. Возможно создание небольших локальных ГПЗ и НХК для производства востребованной на внутреннем рынке продукции нефтегазопереработки и нефтегазохимии, часть продукции может поставляться на экспорт в случае рентабельности таких поставок. Определенное количество ПНГ будет закачиваться в пласт и использоваться в сайклинг-процессе.

Таблица 1. Добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г.

Регион	Объем добычи по годам, млрд м <sup>3</sup>														
	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
В том числе:															
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
В том числе:															
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

В ближайшей и среднесрочной перспективе добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет развиваться на базе Чаяндинского 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".

В долгосрочной перспективе (после 2020 г.) будут введены в эксплуатацию месторождения, прогнозируемые к открытию вблизи первоочередных центров газодобычи, трасс газопроводов в Лено-Тунгусской и Хатанго-Вилуйской нефтегазоносных провинциях (НГП), по проектам "Сахалин-4-9", на западно-камчатском шельфе.

Достижение целевых показателей возможно только при условии активизации ГРП, прежде всего на шельфах дальневосточных морей (в первую очередь 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 по производству сжиженного природного газа (СПГ) для поставок на тихоокеанский рынок;

развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности для повышения уровня утилизации

ПНГ, ценных компонентов УВ-сырья, включая гелий;

обеспечение роста спроса на природный газ на внутреннем рынке;

наличие эффективного (по ценам и объемам) спроса со стороны стран АТР, прежде всего КНР.

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

**Добыча нефти** в Восточной Сибири (включая Ванкор-Сузунскую зону) и на Дальнем Востоке может возрасти в 2015 г. до 75 млн т, в 2020 г. – до 95 млн т, в 2030 г. – до 112 млн т (табл. 2).

**Добыча конденсата**, связанная прежде всего с разработкой газовых месторождений, в этом регионе может составить в 2015 г. до 3,5 млн т, в 2020 г. – до 10,5 млн т, в 2030 г. – до

Таблица 2. Добыча нефти и конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г.

Регион	Объем добычи нефти/конденсата по годам, млн т										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	2025	2030
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	1,3/0,2	6,7/0,6	19,5/1,0	34,0/1,4	42,3/1,5	46,8/1,6	50,7/1,8	58,0/2,5	72,3/7,8	76,9/9,8	81,2/10,1
В том числе:											
Красноярский край	0,1/0,2	3,0/0,5	11,0/1,0	21,2/1,2	28,1/1,4	31,8/1,4	35,0/1,4	40,6/2,0	46,6/4,4	48,6/5,0	49,6/5,2
Иркутская область	0,5/–	1,8/–	4,4/–	8,2/0,1	9,6/0,1	10,2/0,2	10,6/0,3	10,9/0,4	12,8/2,3	13,6/3,6	14,2/3,7
Республика Саха (Якутия)	0,8/–	1,9/–	4,1/–	4,6/–	4,6/–	4,8/0,1	5,1/0,1	6,5/0,1	12,9/1,1	14,7/1,2	17,4/1,2
Дальний Восток	12,5/0,1	14,7/0,2	16,7/0,2	17,2/0,3	17,1/0,4	16,9/0,5	16,7/0,6	17,5/0,7	23,4/1,4	28,9/1,6	31,4/1,7
В том числе:											
шельф Сахалин	10,9/0,1	13,1/0,2	15,1/0,2	15,7/0,3	15,6/0,4	15,5/0,5	15,4/0,6	16,3/0,7	20,9/1,3	22,0/1,5	23,5/1,6
западно-камчатский шельф	–	–	–	–	–	–	–	–	1,4/0,1	5,9/0,1	6,9/0,1
Всего	13,8/0,3	21,4/0,8	36,2/1,2	51,2/1,7	59,4/1,9	63,7/2,1	67,4/2,4	75,5/3,2	95,7/9,2	105,8/11,4	112,6/11,8

11,8 млн т (см. табл. 2). Часть добываемого конденсата будет совместно с нефтью поставляться по нефтепроводам на внутренний рынок и на экспорт. Другая его часть будет использоваться для нужд нефтехимии как на существующих, так и на проектируемых нефтегазоперерабатывающих и нефтегазохимических комплексах (ГПЗ и НХК в Нижней Пойме, Саянске, Хабаровске; НПЗ в Хабаровске; НПЗ и НХК во Владивостоке и др.).

Общая добыча нефти и конденсата составит в 2015 г. около 79 млн т, в 2020 г. – около 100 млн т, в 2030 г. – 119 млн т.

При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) составит в 2015 г. 60 млн т, в 2020 г. – 76 млн т, в 2030 г. – 87 млн т. На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2015 г. 15 млн т, в 2020 г. – 21 млн т, в 2030 г. – 32 млн т.

### Перспективы развития транспортной инфраструктуры на период до 2025 г.

**Газопроводы.** Первоочередным проектом по транспортировке газа на востоке России является строитель-

во 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 м<sup>3</sup>/год с возможным последующим расширением до 100-120 млрд м<sup>3</sup>/год (2025 г.). Инвестиции в реализацию первого этапа строительства составят около 210 млрд р. (табл. 3).

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 м<sup>3</sup>/год с последующем увеличением до 24 млрд м<sup>3</sup>/год, на участке "Саянск – Ангарск – Иркутск" – около 3 млрд м<sup>3</sup>/год. Протяженность газопровода – около 645 км.

В дальнейшем для диверсификации поставок газа из Восточной Сибири, оптимизации работы ЕСГ и соединения её с Восточно-Сибирским и Дальневосточным центрами газодобычи, усиления переговорной позиции с импортерами газа в АТР целесообразно строительство магистрального газопровода "Саянск – Проскоково". Срок реализации проекта – 2012-2015 гг. Мощность газопровода составит свыше 20 млрд м<sup>3</sup>/год. Газ в проектируемый газопровод будет поступать преимущественно с Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

В 2015 г. необходимо осуществить строительство газопровода "Ковыктинское – Чиканское месторождения". Мощность газопровода составит около 20-25 млрд м<sup>3</sup>/год.

В 2013-2016 гг. необходимо строительство газопровода "Чаяндинское – Сквородино – 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 м<sup>3</sup>/год с возможным последующим расширением до 64 млрд м<sup>3</sup>. Инвестиции в строительство первой очереди составят около 400 млрд р.

Таблица 3. Перспективы развития газопроводного транспорта в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Трубопровод (участок)	Сроки реализации, год		Тип работ	Мощность, млрд м <sup>3</sup> /год	Протяженность, км	Диаметр, мм	Инвестиции в ценах 2009 г.	
	начало	завершение					млрд р.	млн р/км
Сахалин – Хабаровск – Владивосток	2009	2011	Строительство	27,5	1350	1220	210	156
	2014	2016	Расширение мощности	96,0	1350		144	107
	2020	2025	Расширение мощности	127,0			70	
Чиканское – Саянск	2009	2010	Строительство	5,3	360	720	9	24
	2013	2015	Расширение мощности	24,0	360	1220	54	150
Саянск – Ангарск – Иркутск	2010	2011	Строительство	3,0	285	540	21	72
Саянск – Проскоково	2012	2015	Строительство	21,0	1160	1020	139	120
Ковыктинское – Чиканское	2015	2015	Строительство	20,0	15	1020	2	144
Чаяндинское – Сквородино – Хабаровск – Владивосток	2013	2016	Строительство	36,0	2700	1220	400	148
	2016	2018	Расширение мощности	64,0	2700	1220	281	104
Ковыктинское – Чаяндинское	2016	2018	Строительство	28,0	760	1220	110	145
ЮТЗ – Богучаны – Нижняя Пойма	2013	2014	Строительство	10,0	165	1020	15	88
Собинское – Агалеевское	2013	2014	Строительство	2,5	100	323	7	70
Агалеевское – Богучаны	2014	2014	Строительство	5,5	50	540	4	75
Богучаны – Нижняя Пойма	2014	2015	Строительство	17,5	400	1020	50	125
Иркутск – Улан-Удэ – Чита	2017	2018	Строительство	3,0	805	323	52	65
Всего							1567	

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 к газотранспортной инфраструктуре Дальнего Востока будет присоединен Якутский центр газодобычи, необходимо подключение месторождений Иркутской области. Предполагается строительство магистрального газопровода "Ковыктинское – Чаяндинское". Сроки реализации проекта – 2016-2018 гг. Мощность газопровода составит около 28 млрд м<sup>3</sup>/год; инвестиции – около 110 млрд р.

Одновременно необходимо увеличение мощности газопровода "Чаяндинское – Сквородино – Хабаровск – Владивосток" до 64 млрд м<sup>3</sup>/год. Основная часть газа с Ковыктинского месторождения будет поступать на экспорт, прежде всего в КНР и Республику Корея. Предполагается строительство возможных ответвлений в КНР в районах Сквородина, Благовещенска, Дальнереченска; в Республику Корея газ будет поступать по подводному газопроводу "Владивосток – Каннын – Сеул", в долгосрочной перспективе после достижения политического урегулирования на Корейском полуострове возможно строительство 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 (ЮТЗ). Здесь предполагаются строительство газопровода "ЮТЗ – Богучаны – Нижняя Пойма" и его подключение к газопроводу "Саянск – Просоково". Сроки реализации – 2013-2014 гг. Мощность трубопровода составит около 10 млрд м<sup>3</sup>/год.

В 2015-2016 гг. к газопроводу "ЮТЗ – Богучаны – Нижняя Пойма" может быть подключен газопровод "Собинское – Агалеевское – Богучаны", к которому будут подключены месторождения Собинско-Пайгинской и Агалеевско-Имбинской зон. Мощность трубопровода на участке "Богучаны – Нижняя Пойма" составит 17,5 млрд м<sup>3</sup>/год.

С целью регулирования сезонной неравномерности внутреннего газо-

потребления, 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 подземных хранилищ газа (ПХГ).

По оценке ОАО "Газпром" потребность в активном объеме газа ПХГ (без долгосрочных резервов) на уровень 2030 г. оценивается в объеме 5,9 млрд м<sup>3</sup>, в том числе для потребителей Восточной Сибири – 1,9 млрд м<sup>3</sup>/год; для потребителей Дальнего Востока – 1,5 млрд м<sup>3</sup>/год; для регулирования поставок газа на экспорт по магистральным газопроводам (5 % объема экспорта) – 2,5 млрд м<sup>3</sup>/год.

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

**Нефтепроводы.** Нефтепровод "Восточная Сибирь – Тихий океан" (ВСТО) строится для транспортировки нефти на Дальний Восток и рынки АТР. Система будет технологически соединена с существующими магистральными трубопроводами АК "Транснефть" и позволит создать единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России в западном и восточном направлениях.

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

Первая очередь строительства (ВСТО-1) на участке "Тайшет – Сквородино" (2757 км) начата в апреле 2006 г., завершена в декабре 2009 г.

Инвестиции в строительство первой очереди с учетом индексации составили 390 млрд р. (свыше 13 млрд дол.), на строительство терминала в Козьмино затрачено 60 млрд р.

С октября 2008 г. по октябрь 2009 г. участок нефтепровода ВСТО "Талаканское – Тайшет" работал в реверсном режиме; нефть Талаканского и Верхнечонского месторождений прокачивалась по маршруту "Тайшет – Ангарск", далее по железной дороге в КНР и на Хабаровский НПЗ, что позволило нарастить добычу в Восточной Сибири в 2009 г. до 3 млн т.

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

27 декабря 2009 г. потребителям отправлен первый танкер ("Московский университет") с нефтью (грузоподъемностью танкера – 100 тыс. т; отправитель – ОАО "НК "Роснефть", получатель – финская трейдерская компания).

Для выгрузки цистерн была построена новая станция Грузовая, на которой может выгружаться 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".

Технологическая нефть, доставленная первым составом, будет использоваться для подготовки к работе инфраструктуры порта. Процесс заполнения технологической нефтью является необходимым для функционирования порта. Общий объем заполнения – 85 тыс. т. Технологическая нефть не предназначена для продажи и останется на балансе АК "Транснефть".

В ноябре 2009 г. АК "Транснефть" завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди нефтепровода ВСТО.

После ввода ВСТО-1 в систему может поставляться нефть с месторождений Иркутской области и Республики Саха (Якутия) и из месторождений Томской области и Ханты-Мансийского АО. Заключено своп-соглашение о поставках 13 млн т самотлорской нефти в ВСТО (в порядке обмена на поставки ванкорской нефти на Рязанский НПЗ).

Строительство второй очереди ВСТО протяженностью 1963 км по маршруту "Сковородино – Козьмино" запланировано на 2010-2012 гг. Инвестиции, включая затраты на приобретение технологической нефти, – 354 млрд р., в том числе капитальные вложения – 341 млрд р.

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

Начиная с 2011 г. 15 млн т нефти будет поставляться по нефтепроводу отводу в КНР. В октябре 2009 г. АК "Транснефть" завершила строительство на российской территории линейной части отвода на КНР. В настоящее время подрядчик китайской компании CNPC (компания СРГ) ведет наклонно направленное бурение на р.Амур в зоне подводного перехода ответвления от нефтепровода ВСТО. Общая протяженность трубы по территории КНР от Амура до Дацина составит 960 км. На китайской стороне уже построено более 500 км нефтепровода.

Для поставок нефти в систему 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 Приморского НПЗ мощностью по сырью 20 млн т/год с блоком нефтехимического производства.

### 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 3 нефтегазопере-

рабатывающих и нефтегазохимических комплексов. Газ с месторождений Красноярского края будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в Нижней Пойме (табл. 4), с месторождений Иркутской области, поставляемый в ЕСГ (в южном и западном направлениях), – на Саянском ГПЗ с блоком нефтехимии. Газ с месторождений Иркутской области, который будет транспортироваться через Республику Саха (Якутия) в северном и восточном направлениях совместно с газом Чаяндынского и прилегающих месторождений будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в районе Хабаровска.

Окончание строительства завода по переработке газа в Хабаровске должно быть синхронизировано с поставками газа из Якутского центра газодобычи и с севера Иркутской области в объеме до 45 млрд м<sup>3</sup>. 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 м<sup>3</sup>.

На выходе с Хабаровского ГПЗ и НХК основной товарной продукцией будут: энергетический газ, пропан-бутан технический (ПБТ), полиэтилен, полипропилен, поливинилхлорид, полистирол и сополимеры стирола.

Исходя из объема входящего сырья производство энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 120 млрд м<sup>3</sup>, ПБТ – 1 млн т, полиэтилена – 2,6 млн т, полипропилена – 2,4 млн т, поливинилхлорида – 2,6 млн т, полистирола и сополимеров стирола – 1,7 млн т. 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, где будет перерабатываться газ, поступающий с Ковыктинского газоконденсатного месторождения, который в дальнейшем будет направляться в ЕСГ, а также с небольших газовых месторождений этого района. Предполагается довести объем поставок газа на Саянский ГПЗ к 2030 г. до 20 млрд м<sup>3</sup>.

Исходя из объема входящего сырья производство сухого энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 19 млрд м<sup>3</sup>, ПБТ – 0,2 млн т, полиэтилена – 0,51 млн т, полипропилена – 0,47 млн т, поливинилхлорида – 0,51 млн т, полистирола и сополимеров стирола – 0,34 млн т. В соответствии с технологическими условиями будет поступать конденсат.

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, поступающий из Юрубченко-Тохомского, Собинско-Пайгинского и Агалеевского-Имбинского центров газодобычи в Красноярском крае. Предполагается довести объем поставок газа на ГПЗ в Нижней Пойме к 2030 г. до 17,5 млрд м<sup>3</sup>.

Исходя из объема входящего сырья производство энергетического газа может быть доведено к 2030 г. до 15,9 млрд м<sup>3</sup>, ПБТ – 0,23 млн т, полиэтилена – 0,58 млн т, полипропилена – 0,54 млн т, поливинилхлорида – 0,58 млн т, полистирола и сополимеров стирола – 0,4 млн т. В соответствии с технологическими условиями будет поступать конденсат.

Таблица 4. Перспективы формирования газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Расположение комплексов	Тип производства	Сроки реализации, год		Гелиевое хранилище
		начало	конец	
Хабаровск	ГПЗ	2015	2016	Малоситинская природная структура
	НХК, гелий	2015	2017	
Саянск	ГПЗ	2013	2015	Атовское структура
	НХК, гелий	2013	2015	
Нижняя Пойма	ГПЗ	2014	2015	Искусственное хранилище
	НХК, гелий	2014	2015	
Владивосток	НПЗ, НХК, завод СПГ	2014	2016	–

Таблица 5. Прирост разведанных запасов газа и конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г.

Регион, субъект РФ	Объем прироста по годам: газ, млрд м <sup>3</sup> /конденсат, млн т							
	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2008–2030*
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	69,5 0,5	88,5 1,2	87,0 1,6	82,0 2,8	139,2 4,3	179,0 5,7	177,2 5,8	2906,3 86,0
Дальний Восток	13,9 0,1	33,4 0,2	64,2 0,2	109,5 0,8	198,9 1,5	291,0 1,7	347,6 4,9	4137,9 33,9
Россия, в целом	660,2 14,4	679,7 13,5	807,8 15,7	1006,2 25,8	1351,4 37,0	1586,1 48,4	1711,8 60,6	28165,5 790,3

\* Суммарно за 22 года.

Таблица 6. Прирост разведанных запасов нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в 2008–2009 гг. и прогноз до 2030 г.

Регион, субъект РФ	Объем прироста по годам, млн т							
	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	14030,1

\* Суммарно за 22 года.

### Воспроизводство минерально-сырьевой базы

Для обеспечения прогнозируемых уровней добычи газа, конденсата и нефти в период до 2030 г. прирост запасов газа в Восточной Сибири должен составить свыше 2,9 трлн м<sup>3</sup>, на Дальнем Востоке – более 4,1 трлн м<sup>3</sup> (табл. 5). В этот же пе-

риод в Восточной Сибири должно быть разведано 86 млн т конденсата и 2,3 млрд т нефти, на Дальнем Востоке (в основном на шельфе) – около 34 млн т конденсата и 1,7 млрд т нефти (табл. 6).

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. 7).

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.

*Оценка расходов на проведение ГРП.* Для обеспечения расширенного воспроизводства сырьевой базы УВ объем ассигнований на ГРП на газ, конденсат и нефть до 2030 г. в Восточной Сибири, включая Республику Саха (Якутия), составит свыше 690 млрд р., на Дальнем Востоке – 193,4 млрд р. Ежегодные расходы на проведение ГРП на УВ должны увеличиться с 25 млрд р. в 2008 г. до 50 млрд р. в 2020–2030 гг. (табл. 8).

*Рекомендации по районам приоритетного проведения ГРП.* К числу приоритетных направлений ГРП относятся: уточнение геологического строения и перспектив нефтегазности 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 нефтега-

Таблица 7. Прогноз объемов поисково-оценочного и разведочного бурения на газ, конденсат и нефть в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г.

Регион, субъект РФ	Объем бурения по годам, тыс. м					
	2010	2015	2020	2025	2030	2008–2030*
Восточная Сибирь и Республика Саха (Якутия)	415,8	457,9	566,0	656,6	659,0	11880,1
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	59505,6

\* Суммарно за 22 года.

Таблица 8. Прогноз ассигнований на проведение ГРП на газ, конденсат, нефть в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г. (в ценах 2008 г.)

Регион, субъект	Объем ассигнований по годам, млрд р.					
	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

\* Суммарно за 22 года.

Таблица 9. Прогноз технико-экономических показателей освоения месторождений УВ Восточной Сибири и Дальнего Востока по

Показатели	Значения				
	Красноярский край				
	Ванкорское месторождение	Юрубчено-Тохомское месторождение	Куюмбинское месторождение	Собинское месторождение	Прочие
Добыча газа, млрд м <sup>3</sup> :					
всего за период	72	88	23	20	248
максимальная	4	7	3	1	17
Добыча нефти, млн т:					
всего за период	517	110	32	7	209
максимальная	26	6	2	1	16
Добыча конденсата, млн т:					
всего за период	–	15	12	3	45
максимальная	–	1	1	–	3
Число скважин, всего	862	226	82	26	703
В том числе:					
газовых	22	62	23	15	97
нефтяных	840	164	59	11	606
Выручка от реализации, всего, млн р.	6713943	2128252	712849	268308	4845858
В том числе:					
газа	153360	606095	160335	137529	1712960
нефти	6560583	1308131	384323	81161	2489745
конденсата	–	214026	168191	49618	643153
Капитальные вложения, млрд р.	571991	245820	93645	40850	685421
Эксплуатационные затраты, млн р.	1551390	620855	212208	94739	1466890
Удельные показатели, р/тыс. м <sup>3</sup>					
капитальные вложения	19724	17419	17308	19902	19219
средняя себестоимость 1 т у.т.	2636	2925	3161	3141	2926
Налоги, млн р.:	1530211	605320	204570	88483	1477338
в федеральный бюджет	438362	314155	103458	55868	808964
в региональный бюджет	163189	47237	17377	6739	122134
в местный бюджет	926314	243342	83522	25822	544327
во внебюджетные фонды	2346	586	213	54	1913
Чистая прибыль, млн р.	3899001	1009401	343191	99220	2185883
CCF, млн р.	4002828	1018095	336497	96077	2056760
NPV, млн р.	986996	145753	35359	4261	300103
IRR, %	99	34	26	18	–
Срок окупаемости, лет	2	6	8	10	4
Дисконтированный срок окупаемости, лет	2	7	10	15	4
PI, ед.	3,0	1,9	1,7	1,2	2,0

Примечание: CCF – накопленный поток наличности; NPV – чистый дисконтированный доход; IRR – внутренняя норма доходности; PI – индекс рентабельности.

зоперспективных структур на шельфах морей.

Решение задачи укрепления сырьевой базы газодобычи в России возможно при значительном увеличении объемов ГРП, расширении географии их проведения, а также повышении эффективности. Зна-

чительного прогресса в этой области возможно добиться, совершенствуя нормативную и методологическую базы проведения ГРП, включая законодательство о недрах, а также повышая качество строительства и испытания поисково-разведочных скважин.

Таким образом, в ближайшие годы необходимы ускоренное развитие ГРП на шельфе арктических морей, в Восточной Сибири, интенсификация решения вопросов поиска, разведки и освоения залежей УВ на больших глубинах в сложных геолого-геофизических условиях.

субъектам РФ и основным проектам (суммарное за 2009–2030 гг.)

показателей								
Иркутская область				Дальний Восток				
Ковыктинское месторождение	Верхнечонское месторождение	Чиканское месторождение	Прочие	Сахалин-1	Сахалин-2	Сахалин-3-9	Континентальные месторождения Сахалина	Западно-Камчатский шельф
410	39	47	141	248	412	279	10	79
38	3	3	13	12	22	38	1	12
–	152	–	98	146	148	140	24	59
–	8	–	7	8	8	14	2	7
27	2	3	10	–	–	–	–	–
3	–	–	1	–	–	–	–	–
260	217	18	362	83	187	706	60	209
260	29	18	105	45	77	323	7	82
–	188	–	257	38	110	383	53	127
3328504	2539721	121562	2209537	2381888	5566227	3772014	181608	1168388
3115059	345856	99471	973815	–	–	–	–	–
–	2165144	–	1096796	528666	3456600	1993734	21300	515001
213445	28722	22091	138926	1853222	2109627	1778280	160308	653387
439977	171322	13910	345235	–	–	–	–	–
1177304	517866	48575	699434	107899	156836	819682	40548	215033
–	–	–	–	356702	569096	796938	72373	206426
10861	16116	4860	16701	5263	5298	15763	17630	11318
2692	2692	981	2804	905	1017	1902	2104	1501
1338597	603282	41950	705261	629773	2001803	1306705	63480	396827
1028084	207826	28084	416045	228270	1186795	732069	39358	213672
64461	50355	2983	54292	52475	98820	108268	6031	30473
245513	344511	10835	233939	348801	715679	464903	17928	152275
539	591	47	985	226	509	1464	163	406
934338	1495924	42335	929677	1509296	3121607	1824798	64245	622728
835329	1519823	42402	846311	1528458	3143287	1496852	71738	516448
28704	385541	4000	123565	523465	968472	74995	10329	41139
18	122	22	44	–	–	19	27	30
13	2	7	5	–	–	11	5	13
17	2	11	6	–	–	15	7	14
1,2	3,8	1,4	1,9	6,7	8,9	1,3	1,3	1,9

**Оценка экономической эффективности освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока**

Сводные прогнозные технико-экономические показатели освоения месторождений Восточной Сибири и

Дальнего Востока по крупнейшим объектам и регионам за период 2009–2030 гг. приведены в табл. 9. Как видно из табл. 9, максимальный объем добычи, накопленный за этот период, был получен:

**газа** – на месторождениях шельфа и суши Дальнего Востока – 1028 млрд м<sup>3</sup>

(Иркутской области – 637 млрд м<sup>3</sup>, Красноярского края – 451 млрд м<sup>3</sup>);

**нефти** – на месторождениях Красноярского края – 875 млн т (Дальнего Востока – 597 млн т, Иркутской области – 250 млн т);

**конденсата** – на месторождениях Красноярского края – 75 млн т

(Иркутской области – 42 млн т, Дальнего Востока – 10 млн т).

Суммарные эксплуатационные затраты на освоение месторождений УВ по этим регионам за этот же период распределяются следующим образом, млрд р.: Красноярский край – 3,95; Иркутская область – 2,44; Дальний Восток – 1,34. Суммарная величина чистой прибыли, полученной в результате освоения месторождений УВ Красноярского края, составил 7537 млрд р., Иркутской области – 3384 млрд р., Дальнего Востока – 7143 млрд р.

\* \* \*

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.

При поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа целесообразно заключение связанных договоров, предполагающих обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов. Целесообразно формирование контролируемых российскими компаниями, прежде всего ОАО "Газпром", поставок сетевого и сжиженного газа в страны АТР не только из России, но и из других регионов мира. ОАО "Газпром" как глобальная энергетическая компания имеет возможность вхождения в проекты поставок СПГ в страны АТР, на Тихоокеанское и Атлантическое побережья США, организуемых

международными и транснациональными компаниями – BP, Shell, Exxon, Chevron, Total и др., из различных регионов мира по схеме замещения (SWAP) на европейском рынке, а также в обмен на их ограниченный допуск к проектам на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока.

© А.Г.Коржубаев, И.В.Филимонова, Л.В.Эдер, 2010  
 Коржубаев Андрей Геннадьевич,  
 KorzhubaevAG@yandex.ru  
 Филимонова Ирина Викторовна,  
 FilimonovaIV@yandex.ru  
 Эдер Леонтий Викторович,  
 EderLV@yandex.ru

## ON THE CONCEPT OF DEVELOPING THE PETROLEUM COMPLEX IN THE EAST OF RUSSIA

A.G.Korzhubayev (Institute of Economics and Industrial Engineering, SB RAS, Novosibirsk),

I.V.Filimonova, L.V.Eder (A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Novosibirsk)

The concept of developing the gas complex in Eastern Siberia and the Far East is presented as one of the main priorities of the gas industry development in Russia.

The creation of new centers of the industry in these regions is shown to require taking into account the development parameters of the oil complex.

Issues concerning the state and development of the gas, oil and condensate resource base, prospects for the development of the transport infrastructure and creation of the hydrocarbon processing infrastructure are discussed.

**Key words:** gas; condensate; resource base; production; gas pipelines; oil pipelines; oil and gas processing complexes; oil and gas chemical complexes.



**МИХАИЛУ НИКОЛАЕВИЧУ ДЕНИСОВУ – 80 ЛЕТ!**

Известному ученому в области геологии, разведки и геолого-экономической оценки месторождений полезных ископаемых, воспитателю научных кадров, многолетнему эксперту ГКЗ, главному научному сотруднику ФГУП "ВИЭМС", доктору геолого-минералогических наук, профессору, действительному члену Российской академии естественных наук, Почетному разведчику недр, кавалеру правительственных наград Михаилу Николаевичу Денисову 5 января 2010 г. исполнилось 80 лет.

Дорогой Михаил Николаевич!

Не останавливаясь на Ваших достижениях в области геолого-экономической науки (они общеизвестны), хотим прежде всего от-

метить Ваш высокий профессионализм, сочетающийся с добротой и доброжелательностью, вниманием и уважительным отношением к молодым сотрудникам (аспирантам и соискателям, научным руководителем которых Вы являетесь), к Вашим коллегам и друзьям.

Особо следует отметить Ваш огромный вклад в организацию научных исследований ВИЭМСа, в котором Вы проработали практически со дня его основания, в том числе по направлениям и темам, руководителем которых Вы являлись в течение многих лет.

От всей души поздравляем Вас со славным Юбилеем, желаем Вам здоровья, счастья, оптимизма и новых творческих успехов на благо российской геологии.

Коллектив ФГУП "ВИЭМС"  
 Редакция и редакция журнала  
 "Минеральные ресурсы России.  
 Экономика и управление"