

# О РЕАЛЬНЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА ВОСТОКА РОССИИ

АНДРЕЙ КОРЖУБАЕВ, ИРИНА ФИЛИМОНОВА, ЛЕОНТИЙ ЭДЕР  
СО РАН



В ближайшие десятилетия в регионе могут быть сформированы новые крупные центры НГК международного значения. Суммарные новые капитальные вложения в развитие НГК Восточной Сибири и Дальнего Востока составят \$160 млрд до 2030 года. Главные направления инвестиций — расширение и повышение эффективности 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 было реализовано при строительстве ВСТО, либо иностранные инвестиции, как в проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2». «Газпром», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», ТНК-ВР также готовы инвестировать в трубопроводные и перерабатывающие проекты, но на условиях государственно-частного партнерства, предусматривающего гарантии, налоговые, таможенные и амортизационные льготы, прямое государственное софинансирование.

**В** последние годы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке произошло значительное увеличение добычи нефти и газа, при этом практически вся добываемая нефть поставляется на экспорт, тогда как почти половина газа закачивается обратно в пласт либо сжигается в факелах.

Строительство транспортной инфраструктуры значительно стимулировало рост добычи нефти, однако коммерческая добыча газа, за исключением проекта «Сахалин-2», организована пока лишь в рамках локальных систем и ее наращивание сдерживается отсутствием транспортных и перерабатывающих мощностей, а также организационно-экономическими факторами.

## Сырьевая база

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено свыше 15 млрд тонн начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти, или более 18% НСР России. Разведанные запасы нефти в регионе превышают 1,2 млрд тонн. Доля неоткрытых ресурсов составляет около 50%, что определяет высокую перспективность проведения ГРП и открытия новых месторождений.

В регионе сосредоточено около 60 трлн м<sup>3</sup>, или почти 25%, начальных суммарных ресурсов газа в России, разведанные запасы составляют 4,9 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы конденсата составляют около 3,3 млрд тонн, разведанные запасы — 220 млн тонн.

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, а также гелий), при формировании новых центров НГК целесообразно

но синхронизировать параметры развития нефтяной и газовой промышленности.

### Современная добыча

Добыча нефти с конденсатом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составила в 2009 году 22,8 млн тонн, в том числе в Восточной Сибири — 7,3 млн тонн, на Дальнем Востоке — 15,4 млн тонн (см. «Добыча нефти...»).

Рост добычи жидких УВ в последние годы в значительной мере обусловлен созданием трубопроводной и портовой инфраструктуры — Северный Сахалин — Де Кастри, Северный Сахалин — Южный Сахалин, ВСТО-1, Козьмино.

Отсутствие инфраструктуры по транспортировке, переработке и использованию газа — важный фактор, сдерживающий развитие как газовой, так и нефтяной промышленности Востока России.

В 2009 году добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке превысила 25,4 млрд м<sup>3</sup>, из которых около 19 млрд м<sup>3</sup> приходилось на Сахалин, а 7,4 млрд м<sup>3</sup> — на Красноярский край, Республику Саха и Иркутскую область. Из добытого объема газа 10,1 млрд м<sup>3</sup>, или почти 40%, было закачено обратно в пласт либо сожжено в факелах, при этом все 25,4 млрд м<sup>3</sup> включены в баланс газа по России (см. «Добыча природного газа»).

Основной объем коммерчески добываемого на Дальнем Востоке газа приходится на «Сахалин-2» — более 9,1 млрд м<sup>3</sup>, в рамках которого действуют транссахалинский газопровод, завод и терминал СПГ. Свыше 9 млрд м<sup>3</sup> газа, производимого в проекте «Сахалин-1», закачивается в пласт ввиду нерешенности вопроса со сбытом. Именно этот газ, а не проект «Сахалин-3», уже в ближайшей (2012) и среднесрочной перспективе (2014–2015) может стать основой поставок по газопроводу Сахалин–Хабаровск–Владивосток для газификации Приморья и начала экспорта в Китай.

Проблема организационная — в достижении договоренности между крупнейшей российской компанией «Газпром» и крупнейшей американской компанией ExxonMobil об условиях поставок.

По отдельности они уже почти договорились с крупнейшей китайской компанией CNPC.

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

В условиях отсутствия газотранспортной инфраструктуры компании, специализирующие преимущественно на добыче нефти («Ванкорнефть», «Ленанефтегаз», «Верхнеконнефтегаз», Иркутская нефтяная компания, «Дулисьма»), закачивают обратно в пласт и сжигают в факелах свыше 1 млрд м<sup>3</sup> ПНГ. В ближайшие годы, если уже сейчас не начать строить газопроводы и мощности по переработке ПНГ либо не ограничить рост добычи нефти, этот показатель возрастет в несколько раз.

### Возможности добычи и экспорта

Состояние и перспективы расширения сырьевой базы УВ на Востоке России с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых и технологических условиях дают основания для обоснования высоких

**В регионе сосредоточено около 60 трлн м<sup>3</sup>, или почти 25%, начальных суммарных ресурсов газа в России, разведанные запасы — 4,9 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы конденсата составляют около 3,3 млрд тонн, разведанные запасы — 220 млн тонн**

прогнозов добычи нефти и газа, превышающих параметры ряда утвержденных правительством РФ документов, в том числе ЭС '2030.

Согласно прогнозу СО РАН, общая добыча нефти и конденсата в

### Добыча нефти в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Компании	2008 г.		2009 г.	
	тыс. т	%	тыс. т	%
<b>Иркутская область</b>	<b>508,5</b>	<b>3,6</b>	<b>1 620,3</b>	<b>7,1</b>
«Верхнеконнефтегаз» (контролируется ТНК-ВР и «Роснефтью»)	159,3	1,1	1 180,9	5,2
«Усть-КутНефтегаз» (контролируется Иркутской нефтяной компанией)	277,5	1,9	334,6	1,5
«Дулисьма» (контролируется Сбербанком)	55,7	0,4	84,4	0,4
«Данилово» (контролируется «Иркутской нефтяной компанией»)	15,9	0,1	20,5	0,1
<b>Красноярский край</b>	<b>89,0</b>	<b>0,6</b>	<b>3 755,5</b>	<b>16,5</b>
«Ванкорнефть» (контролируется «Роснефтью»)	8,4	0,1	3 640,2	16,0
«Таймыргаз» (контролируется «Норильским никелем»)	49,2	0,3	66,0	0,3
«Востсибнефтегаз» (контролируется «Роснефтью»)	28,0	0,2	46,0	0,2
«Норильскгазпром» (контролируется «Норильским никелем»)	3,2	0,0	3,3	0,0
«Сузун» (контролируется «Газпромом» и ТНК-ВР)	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Республика Саха (Якутия)</b>	<b>758,9</b>	<b>5,3</b>	<b>1 950,7</b>	<b>8,6</b>
«Ленанефтегаз» (контролируется «Сургутнефтегазом»)	597,6	4,2	1 760,9	7,7
«Иреляхнефть» (контролируется «Алроса»)	66,9	0,5	90,4	0,4
Якутская топливно-энергетическая компания (до июля 2010 года «Якутгазпром», контролируется физическими лицами)	79,8	0,6	84,8	0,4
«Таас-Юрях Нефтегазодобыча» (контролируется Urals Energy)	10,1	0,1	10,0	0,0
«Алроса-Газ» (контролируется «Алроса»)	4,4	0,0	4,5	0,0
«Сахатранснефтегаз» (контролируется правительством Республики Саха (Якутия))	0,2	0,0	0,0	0,0
<b>Всего Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)</b>	<b>1 356,4</b>	<b>9,5</b>	<b>7 326,4</b>	<b>32,2</b>
<b>Дальний Восток</b>	<b>12 932,5</b>	<b>90,5</b>	<b>15 428,7</b>	<b>67,8</b>
«Эксон НЛ» (проект «Сахалин-1»)	9 626,4	67,4	8 201,3	36,0
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» (проект «Сахалин-2»)	1 432,3	10,0	5 504,7	24,2
«Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	1 764,1	12,3	1 636,8	7,2
«Петросах» (контролируется Urals Energy)	109,8	0,8	85,8	0,4
<b>Всего Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>	<b>14 289,0</b>	<b>100,0</b>	<b>22 755,0</b>	<b>100,0</b>
Добыча в России	488 486,0		494 247,0	
<b>Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в России</b>		<b>2,9</b>		<b>4,6</b>

## Добыча природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

Компании	2008 г.		2009 г.	
	млн м <sup>3</sup>	%	млн м <sup>3</sup>	%
<b>Иркутская область</b>	<b>87,4</b>	<b>0,6</b>	<b>222,9</b>	<b>0,9</b>
«Верхнеконскнефтегаз» (контролируется ТНК-ВР и «Роснефтью»)	1,7	0,0	111,4	0,4
«Усть-КутНефтегаз» (контролируется Иркутской нефтяной компанией)	56,1	0,4	95,8	0,4
«Дулисьма» (контролируется Urals Energy)	29,6	0,2	13,4	0,1
«Данилово» (контролируется Иркутской нефтяной компанией)	0,0	0,0	2,4	0,0
<b>Красноярский край</b>	<b>3 375,3</b>	<b>23,4</b>	<b>4 090,5</b>	<b>16,1</b>
«Норильскгазпром» (контролируется «Норильским никелем»)	2 161,0	15,0	2 102,7	8,3
«Таймыргаз» (контролируется «Норильским никелем»)	1 145,6	7,9	1 402,3	5,5
«Ванкорнефть» (контролируется «Роснефтью»)	67,6	0,5	576,8	2,3
«Востсибнефтегаз» (контролируется «Роснефтью»)	1,1	0,0	8,8	0,0
<b>Республика Саха (Якутия)</b>	<b>1 821,0</b>	<b>12,6</b>	<b>2 105,3</b>	<b>8,3</b>
Якутская топливно-энергетическая компания (до июля 2010 года «Якутгазпром», контролируется физическими лицами)	1 543,0	10,7	1 653,6	6,5
«Алроса-Газ» (контролируется «Алроса»)	227,1	1,6	233,7	0,9
«Ленанефтегаз» (контролируется «Сургутнефтегазом»)	45,6	0,3	205,4	0,8
«Иреляхнефть» (контролируется «Алроса»)	0,0	0,0	9,8	0,0
«Сахатранснефтегаз» (контролируется правительством Республики Саха (Якутия))	5,3	0,0	2,8	0,0
<b>Всего Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)</b>	<b>5 283,8</b>	<b>36,7</b>	<b>6 418,8</b>	<b>25,3</b>
<b>Дальний Восток</b>	<b>9 132,6</b>	<b>63,3</b>	<b>18 992,4</b>	<b>74,7</b>
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» (проект «Сахалин-2»)	216,0	1,5	9 120,7	35,9
«Эксон НЛ» (проект «Сахалин-1»)	8 222,4	57,0	9 040,1	35,6
«Роснефть-Сахалинморнефтегаз»	626,5	4,3	776,0	3,1
«Петросах» (контролируется Urals Energy)	67,7	0,5	55,7	0,2
<b>Всего Восточная Сибирь и Дальний Восток</b>	<b>14 416,0</b>	<b>100,0</b>	<b>25 411,0</b>	<b>100,0</b>
Добыча в России	664 852,0		596 443,0	
<b>Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в России</b>		<b>2,0</b>		<b>4,0</b>

Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2020 году около 100 млн тонн, в 2030-м — 119 млн тонн. При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достигнуть в 2020 году 76 млн тонн, в 2030-м — 87 млн тонн (см. «Прогноз добычи нефти...»).

**Добыча нефти с конденсатом в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке составила в 2009 году 22,8 млн тонн, в том числе в Восточной Сибири — 7,3 млн тонн, на Дальнем Востоке — 15,4 млн тонн**

На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2020 году 21 млн тонн, в 2030-м — 32 млн тонн.

При благоприятных маркетинговых и инвестиционных условиях суммарная добыча газа (сухого энергетического газа и жирного газа, содержащего УВ C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>) в процессе разработки как газовых, так и нефтяных месторожде-

ний в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке может составить в 2020 году до 128 млрд м<sup>3</sup>, в 2030-м — превысит 200 млрд м<sup>3</sup> (см. «Прогноз добычи газа...»).

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 м<sup>3</sup> в год, а по планам добычи «Петромира» (компания-владельца лицензии на Ангаро-Ленское месторождение) добыча может быть доведена до 18 млрд м<sup>3</sup>.

Первоочередность разработки недоразведанных Чаядинского и Чиканского месторождений по Восточной газовой программе, утвержденной Минэнерго России, обусловлена исключительно их принадлежностью оператору программы — «Газпрому».

С учетом ресурсных, технологических и экономических факторов, в первую очередь, необходим ввод в эксплуатацию Ковыктин-

ского месторождения, а его освоение целесообразно передать консорциуму с участием «Газпрома», «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 оптимальным разработка Ковыктинского, Чиканского и Ангаро-Ленского месторождений в Иркутской области в рамках единого проекта либо по согласованной системе лицензирования.

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 и из Западной Сибири.

Экспорт сырой нефти по всем маршрутам может быть доведен к 2020 году до 100–110 млн тонн, к 2030-му — до 125–135 млн тонн. Экспорт нефтепродуктов может составить к 2020 году 25–27 млн тонн, к 2030-му — 30–32 млн тонн.

Экспорт газа в значительно мере будет определяться развитием транспортной инфраструктуры и договоренностью с Китаем, Японией и Кореей по ценам, объемам и маршрутам поставки. У России нет задачи обеспечить экспорт в АТР любой ценой, поэтому в зависимости от позиции стран-реципиентов поставки на рынки Китая, Японии и Кореи могут составить к 2020 году 30–120 млрд м<sup>3</sup>, к 2030-му — 70–190 млрд м<sup>3</sup>.

Общим правилом при поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа должно стать заключение связанных договоров, предполагающих обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов.

## ВСТО

Инвестиции в строительство первой очереди трубопровода (ВСТО-1) с учетом индексации оце-



ниваются в 390 млрд рублей (свыше \$13 млрд), на строительство терминала в Козьмино затрачено 60 млрд рублей (более \$2 млрд).

В ноябре 2009 года «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино и первой очереди ВСТО, с декабря 2009 года ведется отгрузка нефти в танкеры.

Ведется строительство второй очереди ВСТО протяженностью 1963 км по маршруту Сковородино–Козьмино; ввод в эксплуатацию запланирован на 2014 году. Инвестиции, включая затраты на приобретение технологической нефти, — 354 млрд рублей (свыше \$12 млрд).

Выход всей системы ВСТО на проектную мощность 80 млн тонн будет происходить последовательно: в 2010 году — 15 млн тонн, в 2011-м — до 30 млн тонн, к 2016-му — до 50 млн тонн, к 2025-му — до 80 млн тонн нефти.

Начиная с 2011 года 15 млн тонн в год будут поставляться по нефтеотводу в Китай. Общая протяженность трубопровода по территории Китая от Амура до Дацина составит 960 км; к настоящему времени линейная часть на российской и китайской территории уже построена.

Для поставок нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны и месторождений ЯНАО и северо-востока ХМАО к 2012 году должны быть построены нефтепроводы Пурпе–Самотлор и Заполярное–Пурпе.

В 2012–2015 годах целесообразно строительство вблизи терминала в Козьмино в районе мыса Елизарова современного НПЗ мощностью по сырью не менее 20 млн тонн в год с блоком нефтехимии.

Пока в замедлении вопроса строительства прослеживается влияние жесткой китайской позиции, заключающейся в желании покупать сырье и перерабатывать его на своей территории. Китайцы указывают на отсутствие спроса и жесткую конкуренцию, при этом Россия уже поставляет в последние годы в Китай с внутриконтинентальных НПЗ почти 10 млн тонн нефтепродуктов, а китайский нефтяной рынок растет в среднем на 20 млн тонн в год.

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

Регион	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
<b>Восточная Сибирь, всего</b>	<b>60,8</b>	<b>76,0</b>	<b>81,7</b>	<b>87,2</b>
Красноярский край	42,6	49,1	51,5	53,1
Иркутская область	11,6	13,8	15,1	16,1
Республика Саха	6,6	13,1	15,1	18,0
<b>Дальний Восток, всего</b>	<b>18,2</b>	<b>24,2</b>	<b>29,8</b>	<b>32,4</b>
Сахалин (шельф)	17	21,7	22,9	24,5
Сахалин (суша)	1,2	1,1	1,0	1,0
Камчатка (шельф)	0	1,4	5,9	6,9
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток, всего</b>	<b>79,0</b>	<b>100,2</b>	<b>111,5</b>	<b>119,6</b>

**Газопроводы**

Первоочередной проект по транспортировке газа на востоке России — строительство газопровода Хабаровск–Владивосток, который должен обеспечить газоснабжение Владивостока и газификацию Приморского края к Саммиту АТЭС в 2012 году. На первом этапе (2011–2015) мощность газопровода составит от 12 до 27,5 млрд м<sup>3</sup> в год с возможным последующим расширением до 100–120 млрд м<sup>3</sup> (2016–2025).

В 2011–2015 годах должен быть реализован проект строительства газопровода Чиканское месторождение — Саянск–Ангарск–Иркутск. В систему целесообразно подключение Ковыктинского, Ангаро-Ленского и Левобережного месторождений.

Ковыкта — наиболее подготовленное к промышленному освоению в Восточной Сибири месторождение, несомненно, после решения организационных вопросов (переход имущественного комплекса компании «РУСИА Петролеум» новому собственнику) должно быть введено в эксплуатацию в первую очередь.

На месторождении пробурены и законсервированы газовые скважины, проложен газопровод Ковыктинское–Жигалово.

В дальнейшем (2013–2016) для расширения диверсификации поставок газа в Восточной Сибири, оптимизации работы ЕСГ России

**При этом добыча жидких углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может достигнуть в 2020 году 76 млн тонн, в 2030-м — 87 млн тонн. На Дальнем Востоке этот показатель составит в 2020 году 21 млн тонн, в 2030-м — 32 млн тонн**

и соединения ее с Восточно-Сибирским и Дальневосточным центрами газодобычи целесообразно строительство магистрального газопровода Саянск–Просоково.

В 2013–2016 годах необходимо строительство газопровода Чаяндинское–Хабаровск и расширение системы Хабаровск–Владивосток. С 2016 года газ с Чаяндинского месторождения может поступать в газотранспортную систему Дальнего Востока и далее

**Прогноз добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, млрд м<sup>3</sup>**

Регион	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
<b>Восточная Сибирь, всего</b>	<b>22,1</b>	<b>81,8</b>	<b>113,7</b>	<b>118,6</b>
Красноярский край	12,4	14,6	20,6	21,5
Иркутская область	5,5	34	54,8	56,8
Республика Саха	4,2	33,2	38,3	40,3
<b>Дальний Восток, всего</b>	<b>33,5</b>	<b>46,6</b>	<b>60,2</b>	<b>84,2</b>
Сахалин (шельф)	32,9	45,1	51,9	71,9
Сахалин (суша)	0,6	0,5	0,3	0,3
Камчатка (шельф)		1,0	8,0	12,0
<b>Восточная Сибирь и Дальний Восток, всего</b>	<b>55,6</b>	<b>128,4</b>	<b>173,9</b>	<b>202,8</b>

## Перспективы формирования газоперерабатывающих и нефтегазохимических комплексов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

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

на экспорт. Первоначальная мощность газопровода должна составить около 36 млрд м<sup>3</sup> с возможным последующим расширением до 64 млрд м<sup>3</sup>. Поставки газа из Якутии на Дальний Восток должны быть синхронизированы со строительством ГПЗ и НХК в Хабаровске.

После того как к газотранспортной инфраструктуре Дальнего Востока будет присоединен Якутский центр газодобычи, необходимо подключение месторождений Иркутской области. Целесообразно строительство магистрального газопровода Ковыктинское–Чаяндинское. Сроки реализации — 2016–2018 годы. Мощность газопровода составит около 28 млрд м<sup>3</sup>.

Иркутский центр газодобычи и ЕСГ, 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 — 2014–2016 годы. Мощность трубопровода на отрезке ЮТЗ–Богучаны составит около 10 млрд м<sup>3</sup>.

В 2015–2017 годах к газопроводу ЮТЗ — Нижняя Пойма может быть подключен газопровод Собинское–Богучаны, который будет соединен с месторождениями Собинско-Пайгинской и Агалеовско-Имбинской зон.

### Перспективы переработки

Для переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке необходимо строительство трех газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) и нефтегазохимических комплексов (НХК), а также хранилищ гелиевого концентрата.

Газ с месторождений Красноярского края может перерабатываться на ГПЗ и НХК в Нижней Пойме (см. «Перспективы перерабатывающих комплексов»).

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 феде-

ральные 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 нефтехимии. Газ с месторождений Иркутской области, который будет транспортироваться через Республику Саха, совместно с газом Чаяндинского и прилегающих месторождений будет перерабатываться на ГПЗ и НХК в районе Хабаровска.

### Механизмы государственной поддержки

С учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов в НГК Восточной Сибири необходимо осуществление системы мер государственной поддержки с использованием механизмов государственно-частного партнерства (ГЧП).

Организационно-правовые механизмы ГЧП предусматривают предоставление субвенций или субсидий и кредитование проведения ГРП, строительства объектов трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта, перерабатывающей, энергетической и социальной инфраструктуры.

Необходимо введение налоговых и таможенных льгот на всех стадиях реализации проекта от развития геологоразведочных работ и добычи газа и конденсата до начала промышленной эксплуатации. Для высокотехнологичного оборудования целесообразно установление ускоренной амортизации. При поставках СПГ 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 и организации государственных закупок гелиевого концентрата. 

## С учетом государственной значимости реализации приоритетных инвестиционных проектов в НГК Восточной Сибири необходимо осуществление системы мер государственной поддержки

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

После окончания строительства газопровода, который соединит

# О НЕРЕАЛЬНОСТИ РЕАЛЬНЫХ ПЕРСПЕКТИВ

Одно дело, если рассматриваемый анализ принимать как модернизированный вариант ЭС '2030 по Восточной Сибири, другое дело, если авторы прогноза пытаются внушить нам его реальность.

Лишний раз подчеркивая свое уважительное отношение к любым мотивированным мнениям представителей отраслевого экспертного сообщества, «Вертикаль», тем не менее, традиционно критически относится к тем оценкам, которые излишне оптимистично прогнозируют до 100 млн тонн и 200 млрд м<sup>3</sup> «восточной» нефти и газа. Как не отрицает и желательность их появления. Даже с учетом только что подписанного «газового соглашения» с Китаем (см. «Релиз «Газпрома»).

Против оптимизма — аргументы и факты. Парадоксально — нет ли, но их набор как раз и содержится в рецензируемой статье наших добрых друзей, имеющих более чем 10-летний опыт публикаций в «Вертикали».

Начнем с нефти и нефтяной геологии. К перечню тех, кто на страницах «Вертикали» не раз высказывал опасения по поводу заполняемости ВСТО, добавился Фаиз Хафизов, председатель государственной комиссии по запасам Западной Сибири, также подтвердивший несостоятельность восточной ресурсной базы соответствовать и нефтяным ориентирам ЭС '2030 (см. «На кончике пера», НГВ #19'2010), и, тем более, прогнозам СО РАН.

Вкратце напомним, Ф.Хафизов говорил о том, что запасы основных месторождений Восточной Сибири по С<sub>1</sub> — максимум 450 млн тонн, с учетом С<sub>2</sub> при коэффициенте подтвержденности 0,5 — не более 700 млн тонн (в отличие от 1,2 млрд тонн по СО РАН). А для 70–80-миллионной добычи в год нужно не менее 2500 млн.

Если за прошедшие 50 лет подготовлено менее 0,5 млрд тонн запасов, трудно ожидать, что за 20 лет будет подготовлено еще 2 млрд тонн, необходимых для планируемой добычи, и все они сразу будут введены в разработку.

Проблема и в том, что в Восточной Сибири чрезвычайно низкая концентрация запасов, что влечет за собой несравненно большие затраты на инфраструктуру, необходимость применения редкой сетки и соответственно в результате невысокие КИН.

СО РАН предполагает добычу нефти в Красноярском крае в 2015 году в объеме почти 43 млн тонн: ладно, пусть даже притянутый росчерком пера к Восточной Сибири Ванкор (на самом деле входящий в состав Западно-Сибирской н/г провинции) даст 25 ежегодных млн, но где взять остальные 18 млн? Юрубчено-Тохомская зона? Кто бы против, но менее чем через пять лет? При планируемом увеличении налогов, причем от дохода? При отмене льгот для самого Ванкора?

Кстати, подтверждением геологической «ущербности» Восточной Сибири являются утверждения крупных ученых-геологов Тюмени и Новосибирска о том, что представители «гонимого» властями на Восток страны ЛУКОЙЛа (!) систематически обходят кабинеты институтов в поисках чего-либо реально разрабатываемого. Правда, безуспешно, предложить им масштабные извлекаемые запасы геологи не могут, и не потому что не хотят, а потому что нечего.

Ну и далее по списку «хотелок», начиная от источников финансирования и заканчивая «Механизмами государственной поддержки», изложенными в одноименном разделе

прогноза СО РАН. Даже беглый взгляд скажет вам, читатель, что все это с точки зрения финансовой и бюджетной политики России есть не что иное, как самая реальная научная фантастика.

Пока же мы можем рассчитывать на экспорт «роснефтяных» долговых 15 млн тонн плюс суммарно примерно столько же за счет той же «Роснефти» и иных недропользователей для обеспечения загрузки НПЗ, который госкомпания под нажимом китайских товарищей перенесла на их территорию, подтверждая обратную силу принципа ухода от сырьевой зависимости.

Иное дело — газ. Отраслевые подвиги нашего президента в Китае дают определенные основания говорить о том, что газ в сторону Поднебесной двинется, если выгода китайцев будет повыгоднее нашей. Особенно с учетом того, что китайцы газовую магистраль сами и построят. Да, рано или поздно 30 млрд российских кубов в Китае, видимо, окажутся. Пока оставим в стороне вопрос «каких кубов»? Западной или Восточной Сибири?

Попросту прикинем, а кому нужны именно в Восточной Сибири еще 50 и 90 млрд м<sup>3</sup> к 2020 и 2030 году? Ученые СО РАН, чтобы свести концы с концами, «понастроили» там и ГПЗ, и объекты газохимии, и сопутствующую инфраструктуру в нужных количествах. Но вопрос остается: а они точно нужны все? Нет, не Восточной Сибири, но группе компаний «Газпром»?

Это невероятно большие деньги с таким потенциально длинным транспортным плечом, которое побьет все рекорды Гиннеса. И по протяженности, и по цене продуктов высокой переработки для внутреннего рынка (на внешнем нас никто не ждет, совместное НПЗ «Роснефти» в Китае тому пример), и по нерациональности, и по нехватке вагонов.

2015 год не за горами, продвижение к этому первому прогнозируемому рубежу и покажет «сбыточность мечты»...

Есть и еще один вопрос, который не дает покоя. Это гелий. Когда-то именно с помощью гелия — до сих пор считаемого в России стратегическим сырьем — «Газпром» не дал ТНК-ВР возможность разрабатывать Ковыкту, заявляя, что рациональной утилизации гелийсодержащих газов надо придать чуть ли не приоритетный характер.

Выкопав конкуренту яму, «Газпром» и сам теперь готов в нее попасть — гелия хватает практически во всех газовых месторождениях. И теперь нашему «национальному достоянию» приходится отыгрывать обратно.

Так, в Сочи, где только что закончилось Всероссийское межотраслевого совещание «Проблемы утилизации ПНГ и оптимальные направления его использования» (подробности по совещанию будут опубликованы в одном из ближайших номеров), представители СИБУРа презентовали свое видение газопереработки и нефтехимии в стране и Восточной Сибири в частности, где места гелию с извлечением, хранением и реализацией уже нет.

Нам же остается теперь увидеть, насколько легко будет «Газпрому» в новых обстоятельствах опровергнуть свою же теорему «о стратегичности гелия» — ныне этот газ поперек горла самому «Газпрому».

**НИКОЛАЙ НИКИТИН**  
«Нефтегазовая Вертикаль»