

МНЕНИЕ ВНИГРИ: НЕТ ПО НЕФТИ И ВОЗМОЖНО ПО ГАЗУ

ОЛЕГ ПРИЩЕПА
Генеральный директор ВНИГРИ, д.г.-м.н.
ЮРИЙ ПОДОЛЬСКИЙ
Заведующий лабораторией ВНИГРИ, д.г.-м.н.



Прогноз СО РАН по добыче нефти в Восточной Сибири в целом не согласуется с разведанной сырьевой базой нефти и не может быть обеспечен даже при значительном наращивании темпов ГРП в регионе.

Уже разведанная сырьевая база газа свидетельствует о больших возможностях по его добыче в Восточной Сибири. Достижение тех или иных показателей, кроме инвестиций, лежит в области спроса, баланса потребления и возможностей по хранению и переработке гелиенозных газов. Решение последнего вопроса полностью зависит от создания и реализации Государственной программы строительства газоперерабатывающих предприятий в регионе. Прогноз СО РАН по добыче газа в Восточной Сибири в целом можно считать вполне оправданным при вышеуказанных условиях, а темпы наращивания добычи чрезмерно интенсивными — особенно это относится к периоду 2015–2020 годов.

Нефть

Одним из принципиальных вопросов, позволяющих судить о возможных уровнях добычи нефти, является состояние и изученность запасов нефти в регионе

(см. «Состояние запасов нефти...»), а также оценка сырьевой базы региона в целом.

Последняя позволяет с учетом изученности оценить возможную эффективность геологоразведочных работ, а с учетом физических

и стоимостных объемов, соответственно, определить темпы прироста запасов, которые, в свою очередь, позволят нарастить разведанную базу запасов нефти, вовлекаемую в освоение.

Согласно Протоколу совещания у замминистра Минприроды С.Е.Донского от 19.03.09 за 2005–2008 годы (т.е. за четыре года Программы ВСТО) прирост запасов нефти категории C_1 по новым открытиям в зоне ВСТО составил 2,9 млн тонн (+61 млн тонн по C_2). На ранее открытых месторождениях за это же время прирост запасов по категории C_1 — 134 млн тонн (т.е. 33,5 млн тонн в год).

Существенная часть прироста, полученного на старых месторождениях, достигнута за счет переоценок запасов, в том числе за счет увеличения КИН (за 2002–2008 годы КИН в целом по Сибирскому ФО вырос с 0,334 до 0,38 и стал выше среднего по Западной Сибири и России в целом).

Всего с 2002-го по 2009 год по новым девяти месторождениям — три на юге Красноярского края (Камовское, Шушукское, Оморинское, последнее было известно с 1984 года как газоконденсатное), три в Республике Саха (Восточно-Алинское, Северо- и Южно-Талаканское), три в Иркутской области (Западно-Аянское, им. Савостьянова, Северо-Марковское, последние два открыты в 2009–2010 годах) — суммарный прирост запасов нефти по категории C_1 составил 5,8 млн тонн, по C_2 — 254,3 млн тонн.

Из них на долю Савостьяновского месторождения приходится 1,6 млн тонн по C_1 и 160,5 млн тонн по C_2 (промышленные запасы менее 1% от суммарных, КИН = 0,16). Заметим, на площади месторождения в 1980-х годах была проведена сейсморазведка и пробурены четыре скважины. При опробовании ИП из скважин были получены притоки нефти менее 5 тонн в сутки. Месторождение тогда было признано нерентабель-

ным для освоения, запасы по нему не подсчитывались. В прошлом году месторождение признано промышленным.

Таким образом, результаты геологоразведочных работ в зоне ВСТО в существенной мере свидетельствуют об отставании темпов подготовки новых запасов нефти, позволяющих надеяться на существенное увеличение в ближайшие годы запасов, вовлеченных в освоение в дополнение к уже разведанным.

Кроме того, работы по пересчету запасов и переоценке категорий, выполненные некоторыми экспертными организациями (ИГиРГИ, ВНИГРИ, СНИИГиМС и т.д.) по некоторым месторождениям Восточной Сибири, свидетельствуют о существенном снижении запасов промышленных категории ABC₁ при росте предварительно оцененных категории C₂. Отмеченное свидетельствует о необходимости доразведки месторождений, вовлекаемых в освоение.

Приведем для сравнения прогноз добычи нефти, выполненный

в 2009 году во ВНИГРИ по Восточной Сибири (см. «*Возможные уровни добычи нефти на юге Восточной Сибири...*»).

На севере Красноярского края в настоящее время введено в разработку Ванкорское месторождение (с запасами C₁ нефти — 375,1 млн тонн, C₂ — 145,0 млн тонн). НК «Роснефть» считает возможным довести годовую добычу до 25 млн тонн в год. Нарастивание добычи можно связывать с Тагульским (58,0 млн тонн по C₁ и 133,6 млн тонн по C₂), Сузунским (39,0 + 4,3 млн тонн) и Лодочным (10,5+ 32,6 млн тонн) месторождениями.

Первые два ТНК-ВР планирует ввести в разработку в 2012–2013 годах. Максимальная добыча планируется на уровне 8–9 млн тонн в год.

Таким образом, при оценке на базе уже разведанных запасов нефти пока на севере Красноярского края наиболее вероятные уровни добычи нефти: 2010 год — 11 млн тонн, 2015-й — 25 млн тонн, 2020-й — 20-25 млн тонн, 2025-й — 15–20 млн тонн, 2030-й — 10–15 млн тонн.

Состояние запасов нефти Восточной Сибири на 01.01.09, млн т

	ABC ₁	C ₂
Красноярский край	706,8	923,4
Иркутская область	197,7	74,4
Республика Саха (Якутия)	247,3	188,1
Всего, в том числе	1 151,8	1 185,9
Ванкорская группа месторождений	483,9	328,4
В зоне ВСТО	667,9	857,5

Новые открытия, безусловно, могут оказать существенное влияние на объемы добычи после 2025 года, но скорее речь надо вести о

Даже при благоприятных обстоятельствах на базе уже разведанных месторождений добыча нефти по Восточной Сибири не превысит в продолжительный период 50 млн тонн

возможности поддержания добычи на уровне 20–25 млн тонн.

При вышеуказанных посылках следует, что даже при благоприятных обстоятельствах на базе

Возможные уровни добычи нефти на юге Восточной Сибири (в зоне ВСТО) до 2030 г., млн т*

Центры нефтедобычи (месторождения)	C ₁ +0,5C ₂ , млн т	Фактическая добыча 2008 г.	Прогноз добычи, годы						Запасы в разработке на 01.01.31
			2009 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	
Юрубчено-Тохомский									
Юг Красноярского края: Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Пайгинское, Собинское, Шушукское, Камовское	206,6+295,7	0,1	0,1-0,2	0,3-0,4*	6,0-6,5	12,0-13,0	12,0-13,0	11,0-12,0	315,3
Непско-Ботуобинский									
Иркутская обл.: Верхнеконское, Дулисьминское, Ярактинское, Марковское, Даниловское, Пилюдинское, Зап.-Аянское, Вакунаиское	197,2+26,3	0,5	1,2-1,5	2,0-2,5	7,0-7,5	6,5-7,0	5,5-6,0	3,5-4,0	103,6
Юго-запад Республики Саха (Якутия):									
Талаканское, Чаяндинское, Сев.-Талаканское, Алинское, Вост.-Алинское, Тымпучиканское	149,7+43,7	0,6	1,5-2,0	4,0-4,5	5,5-6,0	5,0-5,5	4,0-4,5	3,0-3,5	91,4
Северо-восток Республики Саха (Якутия): Среднеботуобинское,									
Тас-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское, Верхневилючанское, Станасхское, Маччобинское, Иктехское	98,4+50,4	0,1	0,1-0,2	0,7-1,0	3,0-3,5	4,5-5,0	4,0-4,5	2,5-3,5	76,7
Итого по открытым (28) месторождениям	652,0+416,0	1,3	2,9-3,9	7,0-8,4	21,5-23,5	28,0-30,5	25,5-28,0	20,0-23,0	587
По новым месторождениям						0-1,5	2,0-4,5	7,0-10,0	243
Всего		1,3	2,9-3,9	7,0-8,4	20,5-22,5	28,0-32,0	27,5-32,5	27,0-33,0	830

* в таблице не учтены добычные возможности месторождений им. Савостьянова и Северо-Марковского

**Разведанные запасы природного газа
Восточной Сибири на 01.01.09, млрд м³**

	ABC ₁	C ₂
Красноярский край	819,3	1 000,5
Иркутская область	1 581,7	2 084,7
Республика Саха (Якутия)	1 314,5	1 216,1
Всего	3 715,5	4 301,3

уже разведанных месторождений добыча нефти по Восточной Сибири не превысит в продолжительный период 50 млн тонн, а для достижения добычи 80 млн тонн нефти в год потребуются уже в ближайшие пять лет нарастить темпы ГРП на два порядка (меха-

Для достижения добычи 80 млн тонн нефти в год потребуется уже в ближайшие пять лет нарастить темпы ГРП на два порядка и подготовить к 2020 году новую сырьевую базу нефти, сопоставимую с уже разведанной

низ такого наращивания абсолютно не ясен) и подготовить к 2020 году новую сырьевую базу нефти, сопоставимую с уже разведанной.

Подобный сценарий добычи возможен, в первую очередь, при условии открытия нового (группы новых) гигантского месторождения нефти. Вероятность такого открытия в Восточной Сибири нельзя исключать, но и надеяться на него вряд ли оправданно.

Природный газ

Вопросы наращивания добычи газа в Восточной Сибири упираются в отсутствие транспортных систем, серьезную недоразведанность практически всех, особенно крупных месторождений.

В то же время разведанные на 01.01.09 запасы природного газа Восточной Сибири весьма значительны (см. «Разведанные запасы природного газа...»).

Еще раз напомним, что практически все открытые месторождения (среди них четыре месторождения с запасами C₁C₂ выше 500 млрд м³, восемь — из класса 75–500 млрд м³) требуют доразведки.

Прежде всего, это относится к недавно открытому ООО «Пертомир» Ангаро-Ленскому месторождению, запасы которого оценены по одной скважине и поставлены на учет в объеме 1,1 млрд м³ по категории C₁ и 1220,0 млрд м³ по C₂. Напомним, что несколько раньше ООО «Петромир» уже открывало подобный газовый гигант — Левобережное месторождение с запасами по C₁C₂ свыше 1,2 трлн м³. Сегодня запасы этого месторождения оцениваются в 0,75 млрд м³ по C₁ и 51,0 млрд м³ по C₂.

При подготовке к освоению газовых месторождений Восточной Сибири следует иметь в виду, что основные запасы природного газа представлены «жирными» газами, в качестве примеси в них содержатся высококачественные запасы гелия. В связи с этим до

начала масштабной газодобычи следует построить мощные ГПЗ, на основных гелиеносных месторождениях (среди них Ковыктинское, Средне-Ботуобинское, Собиинское и др.) предусмотреть промышленное извлечение и хранение гелия.

Подобный сценарий добычи возможен, в первую очередь, при условии открытия нового (группы новых) гигантского месторождения нефти. Вероятность такого открытия в Восточной Сибири нельзя исключать, но и надеяться на него вряд ли оправданно

В качестве альтернативы следует подумать и о консервации отдельных газовых месторождений с высоким содержанием гелия с целью сохранения запасов гелия в их естественном залегании (создать Федеральный резерв на перспективу).

Ниже приведен прогноз ВНИГРИ по возможным уровням добычи природного газа в Восточной Сибири на базе уже разведанных месторождений (см. «Прогноз добычи газа...»). 

Прогноз добычи газа (без попутного) в Восточной Сибири до 2030 года, млрд м³*

Объект	Прогноз						Отбор в 2030 г, %	Текущие запасы в разработке на 01.01.31
	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.		
Эвенкийский АО (Юрубчено-Тохомское, Собиинское, Куломбинское)	-	-	-	-	9**	14	2,4	585
Иркутская обл. (Ковыктинское, Ангаро-Ленское, Ярактинское, Дулисьминское, Марковское и др.)	0,14	0,5-1,0	4-5	5-10	30-35	35-40	2,3	1 740
Таймырский АО (Северо-Соленинское, Пеляткинское, Мессояжское, Дерябинское, Ушаковское)	0,75	1,0	1-2	2-3	3-5	4-5	2,0	250
Республика Саха (Чаяндынское, Талаканское, Среднетюнское, Соболюх-Недждлинское, Тас-Юряхское, Среднеботуобинское, Мастахское, Средневилюйское)	1,55	2,0	2-3	25-30	25-30	25-30	2,7	1 110
Всего по Восточной Сибири	2,44	3,5-4,0	7-10	32-43	62-79	78-89	2,4	3 685

* с учетом попутного добыча газа будет выше на 5–8 млрд м³

** 9 — годовая добыча, млрд м³, (20) — накопленная добыча, млрд м³