

УДК 553.98.042 «2030»

Подольский Ю.В.ФГУП Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия ins@vnigri.spb.su

ВОЗМОЖНОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ ДО 2030 ГОДА

Минерально-сырьевая база углеводородов в России истощается: годовая добыча не компенсируется приростом запасов, в структуре текущих запасов нарастает доля трудноизвлекаемых запасов. Практически все новые открытия относятся к разряду мелких и мельчайших углеводородных скоплений. Снижается эффективность геологоразведочных работ, их объемы в физическом выражении сокращаются.

Нефтяная промышленность находится в сильной зависимости от уровня мировых цен на нефть. Мировой финансовый кризис ставит российские добывающие компании в сложные кредитно-финансовые условия. В связи с этим в ближайшие годы следует ожидать падения добычи углеводородов в целом по России с темпом не ниже 3% в год (по некоторым компаниям в Западной Сибири до 5%).

В то же время потенциал нефтедобывающих регионов остается достаточно высоким, что позволяет (при мировых ценах на нефть выше 70 долл.США/барр.) удержать достигнутые уровни добычи нефти по крайней до 2020 г., нарастить добычу газа к 2020 г. до 800 млрд.м³/год.

Ключевые слова: ресурсы и запасы нефти и газа, прирост запасов, добыча углеводородов, прогнозы

Стратегические цели нефтегазового комплекса (НГК) определены «Энергетической стратегией России до 2030 г. [Энергетическая стратегия..., 2008]. Их реализация требует дальнейшего развития НГК России.

Возможные уровни добычи углеводородов (УВ) в любой стране определяются спросом, уровнем цен на УВ и продукты их переработки, количеством и качеством разведанного сырья, развитостью НГК (включая промышленную и социальную инфраструктуру), налоговыми условиями и научно-техническим прогрессом в разведке, разработке и переработке. При этом главным фактором является величина и качество минерально-сырьевой базы углеводородов (МСБ УВ) и возможность ее наращивания во времени: при отсутствии МСБ УВ рассмотрение всех других факторов, определяющих развитие НГК, лишено смысла.

Начальные УВ ресурсы в результате последней переоценки на 01.01.2002 г. возросли практически по всем регионам и акваториям России: по нефти на 6,43 млрд. т, по свободному газу на 13,0 трлн. м³. Наиболее существенные изменения количественные оценки претерпели по Западной Сибири и морям России.

Так, в Западной Сибири – основном регионе нефтедобычи – начальные сырьевые ресурсы (НСР) нефти увеличились почти на 2.1 млрд. т с серьёзным перераспределением прогнозных ресурсов в пользу ЯНАО, где НСР возросли на 6.4 млрд. т, достигнув 14,27 млрд. т, в основном за счет ХМАО, где ресурсы сокращены на 4.65 млрд. т, и Тюменской обл. - уменьшены на 0,2 млрд. т. Произшедшие сокращения ресурсов в ХМАО и Тюменской обл. сопоставимы с НСР нефти Тимано-Печорской провинции (4,9 млрд. т). Мало того, в ХМАО проведено серьёзное перераспределением утверждённых ресурсов по разрезу (в пользу юрских НГК и палеозоя) и по площади (часть ресурсов приписана новым нефтегазовым областям на западе и востоке Западной Сибири).

НСР нефти в ЯНАО теперь превышают НСР Приволжского федерального округа (ФО) (13,93 млрд. т), хотя в последнем только начальные запасы Ромашкинского месторождения (2,5 млрд. т) выше начальных запасов всех крупнейших (с начальными запасами более 30,0 млн. т) нефтяных месторождений ЯНАО. И судя по оцененному фонду перспективных объектов (см. далее) открытие гигантских месторождений в ЯНАО в ближайшее время не ожидается!

Превысили НСР нефти ЯНАО и начальные ресурсы Сибирского ФО (12,82 млрд. т). Однако именно Восточная Сибирь рассматривается сегодня как один из наиболее перспективных регионов по наращиванию добычи нефти, несмотря на то, что около 40% НСР нефти Восточной Сибири приходится на перспективно нефтеносные НГО. И это при полном отсутствии промышленной и социальной инфраструктуры, при отнесении запасов всех месторождений в зоне ВСТО по новой классификации к условно рентабельным (пока разработка этих месторождений на основе действующей системы налогообложения не обеспечивает внутренней нормы рентабельности в 10%).

В то же время развитие инфраструктуры в ЯНАО предопределено планами освоения газовых месторождений Ямала. Почему же этот регион (с огромным нефтяным потенциалом) в планах по развитию нефтедобычи остается в тени?

Несколько слов о морях России, с которыми связываются серьезные перспективы по наращиванию добычи нефти и газа. Сначала исключим из рассмотрения перспективно нефтеносные акватории, акватории с глубинами моря более 50 м и сложными ледовыми условиями (для последних нет апробированных технологий разработки месторождений). Тогда, основной интерес, с точки зрения прироста запасов нефти и последующей нефтедобычи, будут представлять: транзитная зона Печорского моря, акватория Сахалинского шельфа, российский сектор Каспия, в некоторой степени ресурсы Азовского

(недавно здесь открыто Новое месторождение с запасами более 3,0 млн. т) и Балтийского морей. НСР нефти данных акваторий оцениваются немного выше 3.0 млрд. т. Из них в открытых (21) месторождениях локализовано почти 600 млн. т запасов кат. АВС₁ и столько же - по С₂. То есть, разведанность рассматриваемых акваторий – свыше 37%. При такой разведанности ожидать новых крупных открытий не приходится, что и подтверждается работами последних лет на морях Дальнего Востока.

В целом разведанность НСР нефти в среднем по России достигла лишь 33,5%. Почему же средние открытия в стране опустились до 1,0 млн. т?

Все выше сказанное позволяет усомниться в надежности оценок начальных суммарных ресурсов нефти. Об этом говорят и данные имитационного моделирования [Белонин, Подольский, 2006].

Начальные суммарные ресурсы газа в последней переоценке на 01.01.2002 г. возросли в Уральском ФО на 5,5 трлн. м³, Сибирском ФО – на 4,93 трлн. м³, по Дальневосточному ФО – на 2,68 трлн. м³, но сокращены по шельфам арктических морей на 1,47 млрд.м³. На 01.01.2007 г. НСР природного газа России разведаны на 25,7% (по морям на 8,6%).

Если доверять существующим оценкам, нефтегазовый потенциал страны еще далек от исчерпания – табл. 1. Главным регионом прироста УВ запасов остается Западная Сибирь. Однако, без вовлечения в освоение новых районов и акваторий дальнейшее развитие МСБ УВ в стране невозможно.

Таблица 1

Неразведанные ресурсы нефти и газа России на 01.01.2007 г.

Федеральные округа	Ресурсы нефти, млн. т		Ресурсы газа, млрд. м ³	
	С ₃	D	С ₃	D
Северо-Западный, в т.ч. республика Коми НАО	741/210* 198/104 541/87	1746 954 768	71/25* 70/23 1,5/2	1487 989 498
Южный	444/193	1036	1303/129	3896
Приволжский	964/1358	2622	600/123	2010
Уральский, в т.ч. ХМАО ЯНАО	7147/1476 1678/875 4990/519	20000 15160 4318	15066/395 - 15064/390	32605 4668 27788
Сибирский, в т.ч. Красноярский край Иркутская обл.	2040/173 1506/40 206/12	8352 5115 2088	4814/55 3491/43 1322/12	27236 20467 5398
Дальневосточный, в т.ч. республика Саха	195/19 151/5	2450 2113	205/27 148/7	11683 10119
Шельфы	1862/39	10485	7979/31	55608
Россия, всего	13393/3468	46837	30039/785	134625

*- числитель – ресурсы, млн. т (млрд. м³), знаменатель – число перспективных объектов

Пока проведение поисковых работ на подготовленном фонде структур не обещает высокой эффективности геологоразведочных работ. Дело в том, что в последние годы, несмотря на увеличение числа перспективных объектов в фонде подготовленных, значительно уменьшились средние запасы на перспективную площадь (рис. 1-3), многие структуры подготовлены в отдаленных районах с тяжелыми климатическими условиями и отсутствием промышленной и социальной инфраструктуры, часто по нефтеносным комплексам, где заведомо плохие коллектора и трудноизвлекаемые запасы. Именно по этой причине более половины перспективных структур находится пока в нераспределенном фонде недр.

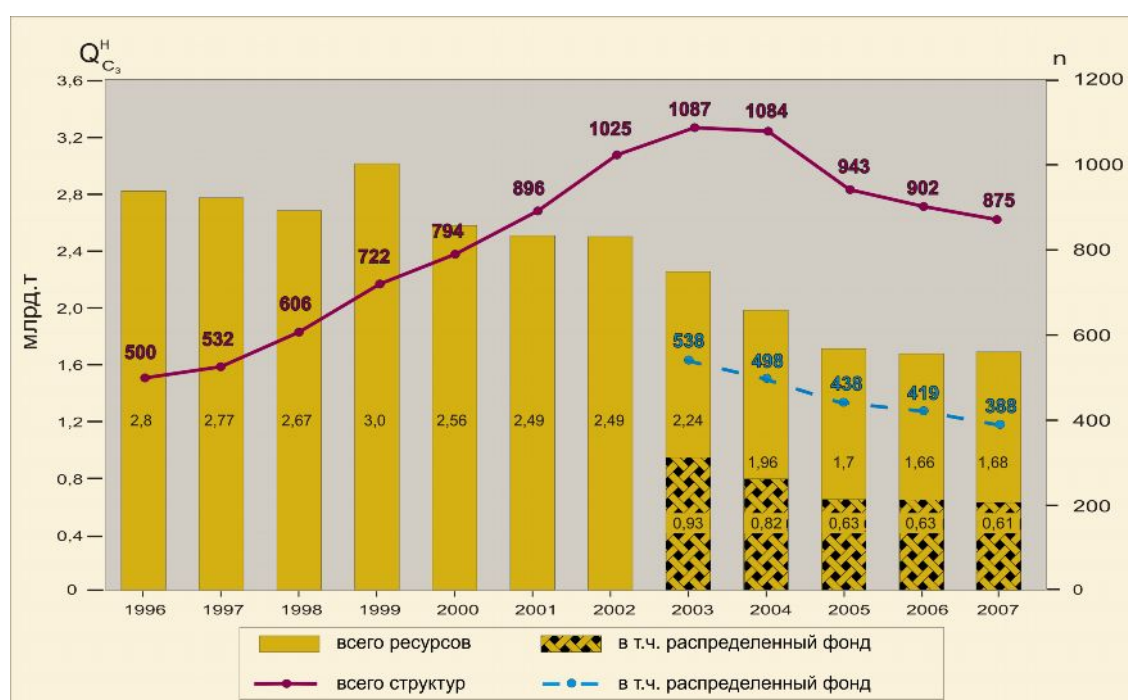


Рис. 1. Мониторинг перспективных ресурсов нефти Ханты-Мансийского АО за 1996 – 2007 гг.

Прирост запасов из ресурсов категории C_3 с необходимостью требует корректных экономических оценок инвестиционных проектов ГРП на конкретных перспективных площадях. Однако, предложенный в новом Методическом руководстве [Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации..., 2007] для этих целей показатель EMV, согласно теории игр [Белонин, Подольский, 2006], не может быть стоимостной оценкой ресурсов конкретной структуры, так как обычно используется инвесторами для принятия решений на производство поисковых работ сразу на нескольких структурах, близких по запасам и затратам в освоение.

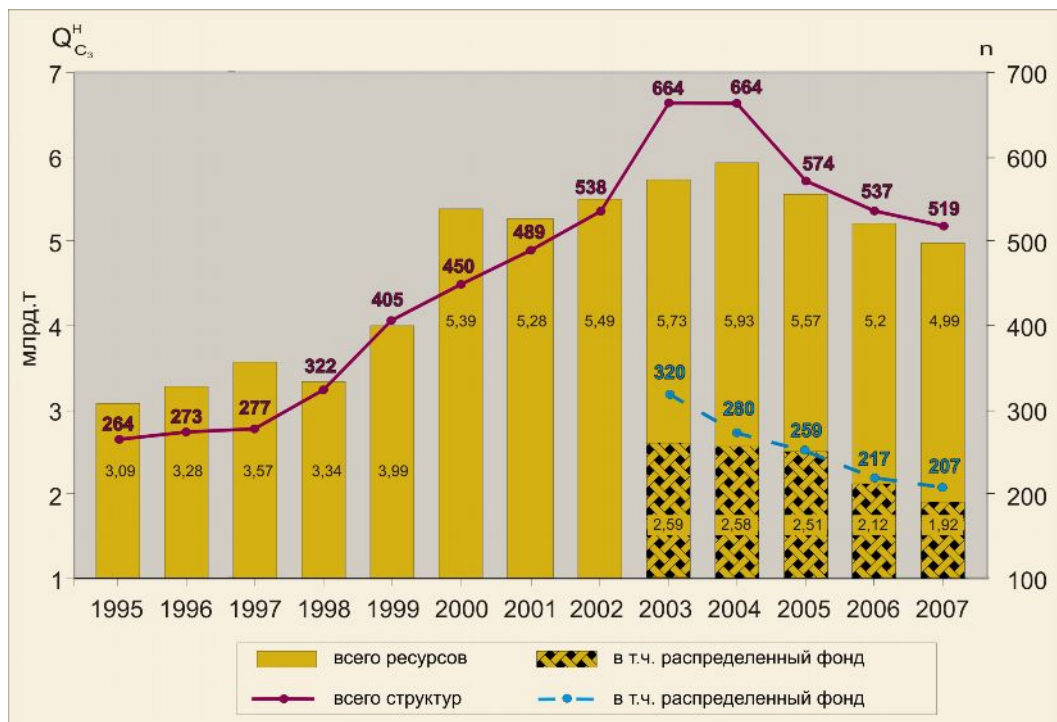


Рис. 2. Мониторинг перспективных ресурсов нефти Ямало-Ненецкого АО за 1995– 2007 гг.

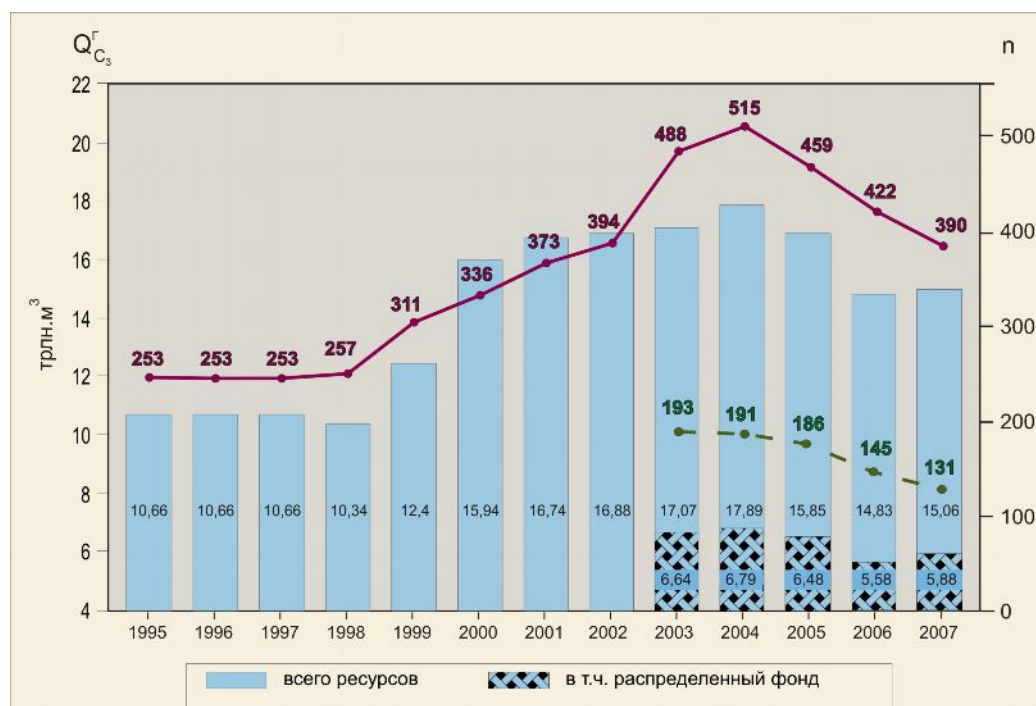


Рис. 3. Мониторинг перспективных ресурсов газа Ямало-Ненецкого АО за 1995 – 2007 гг.

Нефтяной потенциал России

Неуклонный рост добычи нефти в течение последних 8 лет позволял говорить о высокой обеспеченности нефтяной промышленности России промышленными запасами и успешно сравнивать нашу обеспеченность (около 35 лет) с другими нефтедобывающими

странами мира. При этом мы «забывали», что за рубежом обеспеченность добычи оценивается доказанными (measured (proved)) запасами, которым в российской Классификации запасов соответствуют категории АВ и лишь частично С₁. Мало того, уже в 2005г. обеспеченность запасами АВС₁ многих крупных компаний России была много ниже 35 лет [Подольский, Прищепа, 2007]. В связи с этим падение добычи по «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» (ЯНАО), «Сургутнефтегаз», «Лукойл - Западная Сибирь», «Славнефть - Мегионнефтегаз» (ХМАО), «Томскнефть» (Томская обл.) и др. компаниями Западной Сибири неизбежно с темпом более 5% в год (особенно в условиях финансового кризиса и складывающихся цен на нефть!).

Сегодня в Нефтяном балансе страны запасы категории АВ (по определению: дренируемые эксплуатационными скважинами, либо разбуренные по эксплуатационной сетке) составляют лишь 28% от текущих промышленных, что явно не отвечает действительности (в том же Балансе указывается, что в разработке порядка 78% промышленных запасов). Так, в НАО на 01.01.2007 г. в балансе числилось лишь 3,14 млн. т нефти категории АВ, а добыча нефти в 2006 г. составляла 12.3 млн. т. Очевидно, что такую добычу только из запасов АВ получить невозможно.

Приведенный пример наглядно демонстрирует тот факт, что Государственные балансы нефти (еще хуже обстоит дело с Газовым балансом) в настоящее время недостаточно объективно отражают реальное состояние и структуру запасов, и их динамику во времени. Все это вызывает определенные трудности при оценке МСБ УВ конкретных территорий и России в целом.

С 1993 г. по 2007 г. на нефтяной баланс поставлено свыше 800 новых месторождений. Однако текущие промышленные запасы нефти в стране сократились за это время примерно на 2.62 млрд. т при накопленной добыче 5,3 млрд. т нефти, то есть фактический прирост запасов нефти (с учетом списаний и пересчетов запасов) компенсировал лишь 50% накопленной добычи.

В рассматриваемый период был получен существенный прирост промышленных запасов нефти по Сибирскому ФО (в основном на севере Красноярского края за счет доразведки Ванкорского месторождения и в Республике Саха) – более 340 млн. т, на морях России – 445 млн. т. Отсюда следует, что *по основным нефтедобывающим регионам* добыча нефти была компенсирована приростом запасов лишь на 29%. При этом, по Волго-Уралу добыча нефти практически на 100% компенсирована приростом запасов. Самое низкое восполнение добычи запасами было в Уральском ФО, где за 1993-2006 гг. добыто 3,27 млрд.

т нефти, а запасы нефти сократились на 3,29 млрд. т. Последнее означает, что весь прирост запасов нефти в Западной Сибири, несмотря на постановку на учет 306 новых месторождений, не смог компенсировать даже списаний запасов.

В основном прирост запасов нефти достигался на уже открытых месторождениях за счет «переоценки» запасов (в т.ч. с повышением КИН), частично их доразведки (часто эксплуатационным бурением) путем перевода запасов C_2 в категорию C_1 . Приросты за счет новых месторождений и залежей, как правило, не превышали 50 млн. т/год.

В последние годы определенный оптимизм вызывают приросты запасов нефти и газа, компенсирующие текущие уровни добычи УВ. Обращает на себя внимание высокая эффективность ГРП: огромные приросты запасов за счет ГРП при очень низких объемах глубокого бурения (сведения об объемах поисково-разведочного бурения в Балансах запасов перестали публиковать с 2000 г., хотя отчетность по форме 6ГР никто не отменял!). Однако высокая эффективность ГРП оказывается часто «мнимой» (бумажной), т.к. на разведку регулярно относятся запасы, подготавливаемые по статье «переоценка», в т.ч. путем пересчетов с увеличением КИН. И пока существует возможность увеличения запасов по разрабатываемым месторождениям за счет корректировки подсчетных параметров, прирост запасов за счет реальной доразведки месторождений, а тем более поиск новых запасов будет оставаться в тени [*Недропользование в Ханты-Мансийском...*, 2007].

Сегодня средний КИН по НСР нефти в России составляет 0,3, в т.ч. по разведанным промышленным запасам около 0,36, по предварительно оцененным - порядка 0,225. В частности, по Уральскому ФО для запасов ABC_1 он оценивается в 0,338. Если принять, что подвижная нефть в коллекторах составляет не менее 50%¹, то возможное повышение КИН на 5% только на открытых месторождениях России может обеспечить прирост промышленных запасов в объемах не менее 4,0 млрд.т. К сожалению, пока КИН в целом по нефтяным месторождениям России падает.

Одновременно с приростом запасов каждый год фиксируются огромные списания запасов (только за 2006 г. в Уральском ФО за счет разведки и переоценки списано 473,1 млн. т промышленных запасов, из них по Красноленинскому месторождению в ХМАО почти 400 млн. т!).

Согласно «Энергетической стратегии России до 2020 г.» в развитие нефтегазового комплекса страны с 2005 г. до 2020г. требуется вложить 400-440 млрд. долл. США, то есть годовые инвестиции в НГК с 2005 г. должны составлять порядка 25-27,5 млрд. долл. США. К

¹ По мнению Р.Х. Муслимова и др.

сожалению, инвестиции компаний в НГК России (в т.ч. в разведку) до 2006 г. были в 3-4 раза ниже требуемых. С 2006 г. они превышают 300 млрд. руб./год.

В связи с отмеченным можно утверждать, что «Энергетическая стратегия России до 2020 г.» по объемам инвестиций в НГК, в т.ч. на ГРП, не выполняется. Мы просто «проедаем» запасы и эксплуатируем промышленный комплекс созданный в СССР.

В нефтяном балансе страны на 01.01.2007 г. промышленные запасы нефти учтены по 2627 месторождениям. На 109 крупнейших месторождений России приходится 2/3 текущих промышленных запасов нефти. До 60% промышленных запасов относится к разряду трудноизвлекаемых.

Более 77,6 % текущих запасов нефти (1500 месторождений) введены в разработку, лишь 7,6 % запасов (176 месторождений) подготовлено к разработке, 14,25% числится в разведке (705 месторождений) и 247 нефтяных месторождений законсервировано.

Почти 93% текущих запасов нефти (2054 месторождения) находится в распределенном фонде недр (РФН), из них 1489 месторождений разрабатываются (75,6% запасов РФН), 133 – подготовлены к разработке (6,18% запасов РФН), 405 – находятся в разведке (10,57% запасов РФН) и 27 – в консервации.

Добыча нефти в 2007 г. составила 473,9 млн. т (всего жидких 491,6 млн. т), из них более 70 млн. т приходится на иностранный капитал BP, ConocoPhillips, Shell и др. Накопленная добыча достигла 19,0 млрд. т. Начальные запасы открытых месторождений выработаны более чем на 50%. Степень выработанности запасов активно осваиваемых месторождений (150) приближается к 60%.

В целом по России большая часть месторождений, ожидающих своего освоения, содержит трудноизвлекаемую нефть, либо относится к разряду мелких месторождений, либо расположена в удаленных регионах с суровыми климатическими условиями (в т.ч. на морях), с неразвитой социальной, промышленной и транспортной инфраструктурой. Анализы конкретных инвестиционных проектов разработки таких месторождений показывают, что их эффективное освоение требует новых технологий, серьезных инвестиций и гибкой система налогообложения.

Все текущие запасы открытых месторождений требуют корректной количественной и геолого-экономической переоценки. В то же время переход на новую классификацию запасов может усугубить проблему, т.к. новая утвержденная Методика оценки запасов до конца не продумана - «сырая», особенно в части экономической оценки запасов².

² руководства по ее применению пока нет.

Краткий анализ текущего состояния МСБ нефти в России показывает, что большинство нефтедобывающих регионов не имеют промышленных запасов нефти, достаточных для поддержания высоких уровней добычи на ближайшие 5 лет даже при цене нефти свыше 70 долл. США/барр.

Пока основную добычу нефти в стране обеспечивает Западная Сибирь (свыше 71%), Волго-Урал (21.4%), Тимано-Печорская провинция (5.1%).

В табл. 2 приведен прогноз возможных уровней добычи жидких УВ в России до 2030 г.

Согласно этому прогнозу **накопленная добыча нефти за 2007-2030 гг. превысит объем промышленных запасов нефти России, находившихся в активной разработке по состоянию на 01.01.2007г.** Отсюда следует, что **для реализации предложенного прогноза за 2007-2030гг. в России предстоит практически заново создать МСБ нефти и нефтяную промышленность.**

Обоснуем данное утверждение:

1). Корректной экономической оценки текущих промышленных запасов нефти в целом по России нет. В то же время на 01.01.2007 г. среди разрабатываемых запасов месторождений только на неразрабатываемые горизонты приходилось свыше 2,0 млрд. т. промышленных запасов нефти. В связи с этим положим, что рентабельные промышленные запасы нефти (при цене 70 долл.США/барр.) сегодня составляют 80% от текущих промышленных запасов.

2). Годовой отбор нефти из текущих запасов в разработке близок к 3,5%. Очевидно, что к 2030г. все высокорентабельные запасы будут выработаны. Остаточные запасы будут представлены сильно обводненными нефтями, тяжелыми и высоковязкими нефтями, залежами со сложными коллекторами. Новые открытия также не гарантируют подготовку высокорентабельных запасов.

В связи с этим, в 2030 г. годовой отбор в 3% из текущих запасов в разработке можно считать вполне оптимистичным.

3). Отсюда в 2030 г., чтобы добыть 394 млн. т нефти, в активной разработке необходимо иметь не менее 13,1 млрд. т запасов нефти. Кроме того, на 01.01.2031 г. запасы месторождений, подготовленных к разработке и в разведке, оценим в 10% от текущих разведанных, т.е. около 1,5 млрд. т.

4). Учитывая реальное состояние текущих запасов на 01.01.2007 г., прогнозируемое на 01.01.2031 г. и объем накопленной добычи за 2007-2030 гг., к 2031 г. должно быть подготовлено не менее 12,6 млрд. т новых промышленных запасов нефти.

Таблица 2

Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 г., млн. т

Регионы	1985	1990	1995	2000	2005	2007 факт	2010	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2007-2030 гг.
Нефть, млн.т												
Западная Сибирь	371.0	374.2	202.3	214.1	321.2	325,72	295* (300)	285 (290)	270 (274)	247 (252)	225 (231)	6557 (6660)
Волго-Урал	136.7	112.2	80.5	78.4	96.5	100,86	95,0 (98)	90,0 (95)	70,0 (75)	55,0 (65)	45,0 (50)	1817 (1943)
ТПП	19.4	16.4	9.3	12.2	23.0	25,73	29 (30)	34 (36)	33 (35)	32 (34)	32 (34)	800 (845)
Северный Кавказ	10.5	8.5	3.3	3.1	5.2	5,16	4,5 (4.7)	4,3 (4.5)	3,9 (4.1)	3,5 (3.7)	3,2 (3.4)	107 (113)
Сахалин (суша)	2.6	1.8	1.7	1.5	1.4	1,2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	21,0
Калининградская обл.	1.5	1.2	0.8	0.75	0.7	0,57	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	9
Восточная Сибирь	-	-	-	0.5	0.6	0,85	6,0 (10)	36,0 (41,0)	36,0 (41,0)	35,0 (40,0)	35,0 (40,0)	648 (755)
Шельф	-	-	-	1.8	3.1	13,8	15,0 (20,0)	33,0 (35,0)	33,2 (35,0)	33,2 (35,0)	33,2 (35,0)	670 (730)
(Всего Россия)	541.7	514.3	297.9	312.3	451.7	473,9	446,0 (464,2)	483,6 (502,8)	447,2 (465,2)	406,6 (430,6)	374,1 (394,1)	10629 (11076)
Конденсат (всего Россия)					14.6	17,7**	19,0	23,0	30,0	35,0	35,0	592
Всего жидких УВ в России					466.3	491,6	465,0 (483,2)	506,6 (525,8)	477,2 (495,2)	441,6 (465,6)	409,1 (429,1)	11221 (11668)

*- возможные уровни добычи нефти, в скобках – благоприятный прогноз;

** - добыча конденсата по регионам (млн.т): Зап. Сибирь – 11,00; Волго-Урал – 4,65; ТПП – 0,2; Сев.Кавказ – 0,2; Вост. Сибирь – 0,15; шельфы – 1,5.

Если учесть, что в годы финансового кризиса (скорее всего до 2010 г.) затраты в ГРП сократятся, то основной прирост запасов нужно будет получить после 2010 г. Отсюда, прирост промышленных запасов нефти должен составлять не менее 600 млн. т/год.

Такой прирост запасов нефти возможен за счет:

- повышения КИН с 0,36 до 0,41 по открытым месторождениям России – порядка 4,0 млрд. т;
- доразведки уже открытых месторождений и перевода 50% запасов категории C_2 в C_1 ; - 4,0 млрд. т,
- новых открытий (не менее 4000 новых месторождений!) - 4,6 млрд. т.

Вместе с нефтью за счет ГРП в рассматриваемый период предполагается подготовить свыше 19,7 млрд. м³ газа и не менее 1,0 млрд. т промышленных запасов конденсата.

Для достижения таких результатов необходимо выполнить огромный объем работ: глубокое поисково-разведочное бурение – около 85,0 млн. м, сейсморазведка 2D – 4,4 млн. пог. км, 3D – не менее 600 тыс. км². Затраты на выполнение всего объема ГРП (вместе с НИР) в ценах 2008 г. оцениваются в 7,5 трлн. рублей. Отсюда средняя ожидаемая эффективность подготовки запасов – около 200 руб./тут, эффективность глубокого бурения – близка к 390 тут/м, что в 1,5 раза хуже аналогичных показателей за 1992-2007 гг.

В последние годы эффективность ГРП падает, растет себестоимость подготовки запасов. В связи с этим компаниям выгодно приобретать уже готовый бизнес. Согласно «Нефтегазовой вертикали» (№ 21, 2007) только в 2005-2006 гг. Газпром и Роснефть приобрели активы Сибнефти, 50% «Сахалин-2», активы Юкоса, на что было потрачено более 50 млрд. долл. США. С точки зрения развития отрасли – это высокзатратный бег на месте, или убытки. В то же время в развитие отрасли все ВИНК за 2002-2006 гг. вложили лишь 37 млрд. долл. США. Мало того, в настоящее время по данным вице-преьера И. Сечина (интервью на 149-й сессии конференции министров нефти стран-членов ОПЕК в Вене) «в капитале российских нефтегазовых компаний доля иностранного участия достигает 25%». Так за счёт кого и в каких объемах финансируется наш НГК? Куда уходят прибыли компаний?

В нефтяной промышленности для достижения прогнозируемых уровней добычи в период 2007-2030 гг. необходимо:

- на эксплуатируемых месторождениях внедрить передовые технологии разработки, направленные на увеличение нефтеотдачи. Это уплотнение сеток эксплуатационных скважин, бурение боковых стволов и горизонтальных скважин; системное внедрение МУН;

переход на работу по гидродинамическим моделям, состояние которых поддерживается в режиме реального времени;

- ввести в активную разработку (т.е. разбурить) не менее 13,0 млрд. т новых запасов. Это означает – построить свыше 250 тыс. новых эксплуатационных скважин. Объем эксплуатационного бурения оценивается в 650 млн. м (или более 27 млн.м/год). Для справки, в 2007 г. объем эксплуатационного бурения по основным ВИНК составил 13,0 млн. метров;

- ввести в разработку до 4000 новых месторождений нефти, в т.ч. в новых нефтедобывающих регионах и на шельфе. А это означает, помимо разбуривания запасов, создание необходимой промышленной и социальной инфраструктуры, обустройство месторождений и др.

Выводы: Реализация на практике приведенных выше прогнозов добычи жидких УВ – задача архисложная. Ее решение требует колоссальных инвестиций в ГРП, добычу УВ и их переработку, промышленную (в т.ч. транспортную) и социальную инфраструктуру. Без создания новых центров нефтедобычи в Восточной Сибири, в НАО и на морях России, без удвоения уровней добычи конденсата высокие уровни добычи жидких УВ до 2020 г. не удержать даже при высоких ценах на нефть.

Газовый потенциал России

Положение с запасами газа в России считается вполне удовлетворительным.

За 1993-2006 гг. текущие запасы газа промышленных категорий в целом по стране в абсолютных цифрах сократились незначительно: компенсация добычи приростом запасов (в т.ч. за счет открытия 138 новых месторождений) составила почти 84%. Но следует учесть, что в рассматриваемый период прирост запасов газа в Восточной Сибири - 2,77 трлн. м³, по морям – 2,69 трлн. м³, т.е. по регионам и акваториям, где активная добыча газа лишь проектируется, приращено 5,46 трлн. м³. Следовательно, *по основным газодобывающим регионам текущие запасы газа сократились на 6,8 трлн. м³, накопленная добыча компенсирована лишь на 1,2 трлн. м³ (менее чем на 15%).*

При этом резко ухудшилась структура текущих запасов – выросла доля технологических («жирных») газов, низконапорных остаточных (в падающую стадию добычи вступили крупнейшие сеноманские залежи Уренгоя, Ямбурга, Медвежьего и др.).

В то же время текущие запасы природного газа и ожидаемый прирост новых запасов достаточны для реализации предлагаемого прогноза добычи газа – табл. 3. Однако для этого необходимо срочно приступить к активному освоению запасов Ямала, шельфовых месторождений, месторождений Восточной Сибири, установить «справедливые» цены на

природный газ, обеспечить равный доступ к «трубе» всех производителей газа. Не менее остро на повестке дня стоит проблема освоения попутных газов, жирных газов, строительство новых ГПЗ для их переработки с целью извлечения конденсата, этана, пропана, бутана, гелия и др. газов, из которых можно получать большой ассортимент химических продуктов, на импорт которых Россия ежегодно тратит более 3 млрд. долл. США. Требуется новые технологии по извлечению низконапорных газов, решение проблемы их утилизации.

Таблица 3

Прогноз добычи газа (без попутного) в России до 2030 г., млрд. м³*

Регионы	2002 (факт)	2005 (факт)	2010	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2005-2030гг.
Западная Сибирь	535.8	569.4	570** (580)	580 (590)	575 (585)	570 (584)	550 (563)	14845 (15090)
Волго-Урал	35.3	33.5	30	35	40	40	40	940
ТПП	3.1	3.04	3.0	4.0	5.0	8.0 (10)	10 (10)	135 (145)
Северный Кавказ	3.8	4.2	4.0	3.7	3.5	3.2	3.0	95
Сахалин (суша)	1.35	1.02	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	20
Восточная Сибирь	2.0	2.5	3,5 (4)	25 (40)	60 (80)	70 (90)	75 (95)	990 (1317)
Шельф	0.1	6.54	25 (35)	55 (60)	90 (100)	100 (110)	100 (110)	1640 (1812)
Всего Россия	581.4	620.2	636.4 (656.9)	703.5 (733.5)	774.2 (814.2)	791.8 (837.8)	778.5 (821.5)	18665 (19420)

* годовая добыча природного газа в России будет выше на 35-40 млрд.м³ за счет добычи попутного газа (при его более полной утилизации).

**консервативный прогноз, в скобках – оптимистический прогноз

Дело за инвестициями, технологиями, техникой и за профессиональными кадрами. Ниже остановимся на некоторых проблемах освоения жидких УВ в Западной и Восточной Сибири и на морях России, где текущее состояние запасов не позволяет даже приблизиться к уровням добычи, заложенным в проект новой (разрабатываемой) «Энергетической стратегии России до 2030 г.».

Перспективы освоения нефтяных ресурсов Западной и Восточной Сибири, морей России

Западная Сибирь. В табл. 4 приведен оптимистический прогноз добычи жидких УВ в Западной Сибири до 2030 г. Для его реализации, с учетом текущего состояния запасов, только по Уральскому ФО к 2030 г. должно быть подготовлено не менее 5,5 млрд. новых

промышленных запасов нефти, что при сегодняшних объемах ГРП маловероятно. Вспомним, что за 1993-2006 гг. прирост запасов в этом регионе не смог компенсировать даже списаний запасов.

И ситуация с приростом запасов по-прежнему остается угрожающей: в 2006 г. годовая добыча была компенсирована приростом запасов (в т.ч. за счет пересчетов с увеличением КИН) лишь на 25%. Прирост запасов за счет новых открытий (новых месторождений и залежей) составил менее 25 млн. т. Фонд подготовленных структур не обещает высокой эффективности ГРП на новых объектах (см. рис. 1-3). В связи с этим геологоразведочные работы с каждым годом сокращаются. Только в ХМАО объем глубокого поисково-разведочного бурения в 2007г. опустился до 320 тыс. м в год. Разразившийся финансовый кризис лишь усугубит ситуацию: приросты запасов могут упасть до нуля, и при цене нефти ниже 40 долл.США/барр. падение уровней добычи приобретет обвальный характер.

Восточная Сибирь (включая Республику Саха). Пока регион не имеет разведанных запасов для обеспечения нефтью ВСТО до 2030 г. даже в объемах 35-40 млн.т/год. В качестве центров возможной нефтедобычи на базе уже открытых месторождений рассматриваются районы: Юрубчено-Тохомский, Талакан-Верхнечонский, Непско-Ботуобинский и Ванкорский. Последний удален от ВСТО на тысячи километров и, строго говоря, относится к Западно-Сибирской НГП.

Основные перспективы ГРП с целью подготовки требуемых объемов запасов, как и прежде, связываются с 200-километровой зоной вокруг магистрального нефтепровода, т.е. с Непско-Ботуобинской, Байкитской, Катангской, Ангаро-Ленской НГО. Однако, ресурсов юга Сибирской провинции явно недостаточно для обеспечения добычи в 80 млн.т/год. В связи с этим поступают предложения выходить с ГРП в более отдаленные северные территории Восточной Сибири.

Но предварительно представляется необходимым еще раз оценить масштабы траппового магматизма Восточной Сибири и его влияние на нефтегазоносность Лено-Тунгусской НГП, особенно ее перспективно нефтегазоносных областей. Нелишне продумать и методы выявления и подготовки перспективных объектов в этих регионах, т.к. возможности сейсморазведки здесь ограничены.

Таблица 4

Оптимистический прогноз добычи жидких УВ в Западной Сибири (без Ванкорской группы м-ний)

Регионы	Добыча 2004 г.	Прогноз добычи нефти									
		2005	2006	2007 факт	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
ХМАО,	254,93* (8051)	267,3 (8318)	275 (8593)	278 (8871)	273 (551)	265 (816)	258 (1074)	240 (2319)	220 (3469)	200 (4519)	180 (5469)
ЯНАО,	42,23 (601)	38,9 (640)	36 (676)	33,2 (709)	31 (64)	28 (92)	25 (117)	35 (267)	40 (455)	40 (655)	40 (855)
Тюменская обл., всего	1,19 (5,7)	1,45 (7,1)	1,5 (8,6)	1,6 (10)	1,7 (3,3)	1,8 (5,1)	1,9 (7)	5,0 (24)	5,0 (49)	4,0 (72)	4,0 (92)
Уральский ФО, добыча нефти всего	298.35 (8658)	307.7 (8965)	312.5 (9278)	312.8 (9590)	305,7 (618,5)	294,8 (913)	284,9 (1198)	280,0 (2610)	265,0 (3973)	244,0 (5246)	224,0 (6416)
Добыча конденсата (всего, без Томской обл.)	8,33 (110)	9,25 (119)	9,7 (129)	10,2 (139)	11,0 (21)	11,5 (33)	12,0 (45)	17,0 (118)	22,0 (215)	25,0 (333)	25,0 (458)
Уральский ФО, добыча жидких УВ, всего	306.7 (8768)	316.95 (9084)	322.2 (9407)	323.0 (9729)	316,7 (639,5)	306,7 (946)	296,9 (1243)	297,0 (2728)	287,0 (4188)	269,0 (5579)	249,0 (6874)
Томская, Омская, Новосибирская обл. в составе Сибирского ФО	17,3 (243)	14,12 (257)	13,0 (270)	13,5 (284)	13,0 (26,5)	12,0 (38,5)	10,5 (49)	10,0 (100)	9,0 (190)	8,0 (233)	7,0 (270)
Западная Сибирь, жидкие УВ , в целом	324.0	331.1	335.2	336,5	329,7	318,7	307,4	307,0	296,0	277,0	256,0

*-текущая добыча, в скобках накопленная добыча (в прогнозе добычи – накопленная с 2007 года)

Наиболее вероятные уровни добычи УВ в Восточной Сибири приведены в табл. 5. Для реализации данного прогноза к 01.01.2031 г. текущие промышленные запасы нефти в регионе (в т.ч. в разведке и подготовленные к разработке – 15% от текущих) должны составлять не менее 1480 млн. т. Накопленная добыча по районам, примыкающим к ВСТО, к этому времени значительно превысит текущие промышленные запасы нефти по состоянию на 01.01.2007 г. В целом для реализации предложенного прогноза добычи по Восточной Сибири необходимый прирост промышленных запасов нефти за 2007-2030 гг. – более 1,4 млрд. т. Пока фактические приросты запасов нефти, особенно в 200 - километровой зоне ВСТО, не оправдывают ожиданий.

Для поддержания добычи нефти в зоне ВСТО хотя бы на уровне 25-30 млн.т/год нужны серьезные приросты запасов нефти. Заметим, что в последней пятилетке СССР (1986-1990 г.) объемы поисково-разведочного бурения в Восточной Сибири составили 1500 тыс. м.

К сожалению, в настоящее время объемы ГРП значительно ниже: на большинстве лицензионных участков пока отмечается слабая активность ГРП даже по сравнению с планами лицензионных соглашений. В результате планы по глубокому бурению выполняются менее чем на 30%. Приросты промышленных запасов нефти за 2005-2006 г. составили лишь 21,6 млн. т (12% от запланированного объема) в основном за счет доразведки Юрубчено-Куюмбинского центра. Несколько лучше результаты 2007 г., когда объемом глубокого бурения в 102,9 тыс. м было приращено 265,7 млн. т. К сожалению, основной прирост получен за счет доразведки давно открытых месторождений: Ванкорского и Пайяхского – 182,2 млн. т (на севере Красноярского края), Среднеботуобинского месторождения – 27,8 млн. т, на Юрубченском ЛУ – 26,4 млн. т, Куюмбинском и Терско-Камовском ЛУ – 28,4 млн. т.

Всего за последние 4 года в регионе открыто 8 месторождений, в т.ч. 4 существенно нефтяных – Камовское (Катангская НГО), Восточно-Алинское, Северо-Талаканское, Западно-Аянское (Непско-Ботуобинская НГО, приросты промышленных и предварительно оцененных запасов по этим месторождениям в среднем не превышают 10 млн. т) и 4 газоконденсатных - Верхнепеледуйское (вблизи Талакана), Левобережное, Ангаро-Ленское, Чиканское (Иркутская обл., Ангаро-Ленская НГО). Из них, на Ангаро-Ленском месторождении по одной продуктивной скважине запасы газа оценены по кат. С₁ в 1,5 млрд. м³, по С₂ – 1220 млрд. м³. Все открытые месторождения требуют доразведки.

Таким образом, планы по приросту запасов, необходимых для реализации амбициозных планов добычи нефти в Восточной Сибири, пока не выполняются.

Таблица 5

Наиболее вероятные уровни добычи нефти по Восточной Сибири и Дальнему Востоку до 2030 г., млн.т.*

	Факт. добыча в 2004г.	Прогноз						Отбор в 2030г.,%	Запасы в разработке на 01.01.31г.
		2005	2010	2015	2020	2025	2030		
<i>Эвенкийский АО</i> (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское и др.)	0.06	0.054** (0.06)	0-0.5 (1)	8-9 (25)	8-9 (70)	8-9 (115)	7-8 (158)	3.1	258
<i>Иркутская обл.</i> (Верхнечонское, Дулиньминское, Ярактинское и др.)	0.15	0.17 (0.2)	2-3 (6)	6-7 (31)	6-7 (66)	5-6 (99)	3-4 (125)	3.0	133
<i>Республика Саха</i> (Талаканское, Чаяндинское, Среднеботуобинское, Иреляхское и др.)	0.27	0.34 (0.34)	2-4 (8)	6-7 (41)	6-7 (86)	6-7 (126)	5-6 (156)	3.0	200
<i>Красноярский край и Таймырский АО</i> (Ванкорское, Тагульское, Сузунское, Лодочное и др.)	-	-	4-6.5 (12)	16-18 (78)	16-18 (162)	11-13 (240)	9-11 (300)	3.5	314
Всего из открытых м-ний Восточной Сибири (вкл. Респ. Саха)	0.48	0.56 (0.6)	8-14 (27)	36-41 (154)	36-41 (359)	30-35 (550)	24-29 (713)	3.2	905
Из новых месторождений	-	-	-	-	-	5 (12)	11 (60)	3.1	355
Восточная Сибирь (включая Республику Саха), всего	0.48	0.6 (0.6)	8-14 (27)	36-41 (154)	36-41 (359)	35-40 (562)	35-40 (773)	3.17	1260

* - с выходом новых центров газодобычи на годовую добычу в 80-100 млрд.куб.м. суммарная добыча жидких УВ будут выше на 2-3 млн.т. за счет конденсата; **0.054 - годовая добыча, млн.т. ; (0.1) - накопленная добыча, млн.т.

Сроки начала масштабной добыча газа по новым проектам (текущие запасы в открытых месторождениях для этого уже имеются) сдерживаются рядом причин и отодвинуты за пределы 2010 г.

При подготовке к освоению газовых месторождений Восточной Сибири следует иметь в виду, что основные запасы природного газа представлены здесь жирными газами, в качестве примеси в них содержатся все высококачественные запасы гелия России. В связи с этим, до начала масштабной газодобычи следует построить мощные ГПЗ, на основных гелиеносных месторождениях Восточной Сибири (среди них Ковыктинское, Средне-Ботуобинское, Собинское и др.) наладить промышленное извлечение гелия. Необходимо также обеспечить консервацию отдельных высокогелиевых газовых месторождений для сохранения запасов гелия в их естественном залегании в качестве федерального резерва на перспективу.

Моря России. В последнее время на моря возлагают большие надежды по наращиванию добычи УВ.

Пока в качестве реальных морских центров нефтедобычи можно рассматривать месторождения, открытые Лукойлом в российском секторе Каспия (месторождения им. В.Филановского, Ю.Корчагина и Лаганское (последнее требует доразведки) с максимальной добычей в 15-17 млн. т), шельф северо-восточного Сахалина (проекты «Сахалин 1 и 2» с добычей до 20 млн.т/год), месторождения Печорского моря, где разработка Приразломного месторождения с максимальной проектной добычей 6,5 млн.т/год все время откладывается, а остальные (Долгинское, Медын-море и Варандей-море) требуют доразведки. Наконец, Кравцовское месторождение на Балтике с максимальной добычей в 0.85 млн. т разрабатывается с 2004 г.

Для наращивания добычи и ее поддержания после 2020 г. на морях нужны новые открытия.

Наибольшие перспективы по приросту новых запасов УВ сохраняет шельф российского Каспия. И это несмотря на то, что в последние годы получен отрицательных результат бурения в азербайджанском секторе на структуре Яламо-Самур, на структуре Диагональной, Курмангазы и Тюб-Караган (две последние на шельфе Казахстана).

По Дальневосточным шельфам результаты ГРП настораживают еще более: коэффициент успешности новых открытий опустился здесь ниже 0.2. В последние годы на шельфе СВ Сахалина были открыты лишь два мелких по запасам нефти месторождения (Пела-Лейч и Удачное). Попытка прирастить запасы вблизи данных месторождений успехом

не увенчались: структуры Васюканская и Савицкого оказались практически бесперспективными. В результате объединения этих открытий на баланс запасов поставлено одно Кайганско-Васюканское месторождение с запасами нефти по C_1 – 15,5 млн. т, C_2 – 24,7 млн. т и запасами растворенного и свободного газа около 44 млрд. м³ (по C_1 и C_2).

«Пустыми» оказались Астрахановская и Восточно-Окружная структуры, ряд структур Аяшского блока. Не дали положительного результата работы на Западно- и Восточно-Шмидтовских ЛУ, три скважины на Магаданском шельфе. Отрицательный результат получен на Центральной структуре Анадырского шельфа, на Сухановской площади Западно-Камчатского шельфа.

Нельзя рассчитывать на серьезный прирост рентабельных запасов нефти и в Печорском море. Во-первых, следует сказать, что половина НСР нефти Печорского моря приходится на замерзающие шельфы с глубинами моря свыше 50 м. Если здесь и возможно открытие крупных месторождения нефти, то апробированных подледно-подводных технологий для их разработки пока нет. Ресурсы же мелководного шельфа Печорского моря (транзитная зона) разведаны по кат. C_1 и C_2 примерно на 40%. А это означает, что открытие новых крупных нефтяных месторождений на мелководном шельфе Печорского моря под вопросом.

Говорить о возможностях Карского моря, а тем более Восточно-Арктических морей, достаточно сложно и преждевременно.

Остальные акватории (Балтийское, Азовское, Черное моря) имеют незначительные ресурсы нефти и газа.

Газовый потенциал морей гораздо выше. По 34 месторождениям запасы природного газа оцениваются в 6314 млрд. м³ по кат. C_1 и почти в 3900 млрд. м³ – по C_2 .

Первоочередные центры морской газодобычи: проекты «Сахалин-1, 2» с максимальной добычей в 30 млрд.м³/год, заливы и губы Карского моря с возможной добычей до 30 млрд.м³/год, Штокмановское месторождение с максимальной добычей до 90 млрд.м³ и месторождения Каспия (к сожалению треть запасов этих месторождений с H₂S).

Весь вопрос в инвестициях, объем которых для широкомащтабного развития ГРП пока явно недостаточен. Следует также отметить, что геологоразведочные работы на морях России ограничены производственной базой (нет буровых платформ, ледокольного флота, судов сопровождения и др.), нет необходимых технологий и квалифицированных кадров. Кроме того, выполнение работ осложнено проблемой делимитации морей, короткими сроками лицензий (не учитывается сезонность работ на море), большим количеством экспертиз и согласований, на проведение которых и получение разрешительной

документации в инстанциях разного уровня уходит много времени. Последнее является общим недостатком недропользования в России.

Выводы:

1. Возможности поступательного развития нефтяного комплекса в России близки к исчерпанию:

- минерально-сырьевая база УВ истощается: годовая добыча с 1994 г. по *нефтедобывающим* регионам не компенсируется приростами запасов, приближаются сроки исчерпания активных эксплуатируемых запасов, в структуре запасов быстро нарастает доля трудноизвлекаемых запасов;

- произошла убыль активных прогнозных ресурсов, практически отсутствует резерв объектов, на которых возможно получение существенных приростов запасов. Как следствие, в последние 15 лет резко ухудшилась структура новых открытий: практически все они относятся к разряду мелких и мельчайших УВ скоплений, снижается эффективность ГРП;

- основой прирост запасов идет за счет доразведки «старых» месторождений путем перевода запасов категории C_2 в C_1 и пересчетов запасов (с увеличением КИН при условии внедрения новых технологий разработки). В то же время КИН на месторождениях в целом по стране падает! Виной тому - выборочная отработка месторождений и сверхнормативные отборы, новые открытия с трудноизвлекаемой нефтью!

2. Фонд недропользования, в подавляющей части унаследованный от СССР, практически полностью передан добывающим компаниям. Добыча в значительной степени монополизирована. Ведущие ВИНК воздерживаются от масштабного финансирования дорогостоящей геологоразведки (прогноз, поиск) из-за высоких геологических и экономических рисков. Большая доля инвестиций ВИНК уходит на приобретение активов добывающих, транспортных, перерабатывающих и сбытовых предприятий, в т.ч. и активов за рубежом, непрофильных активов.

3. Нефтяная промышленность России находится в неустойчивом состоянии (в связи с сильной зависимостью от уровня мировых цен на нефть), что угрожает уже не только энергетической, но и экономической безопасности страны.

4. Мировой финансовый кризис (по мнению экспертов он продлится 2-3 года), резкое падение мировых цен на УВ (а более 70% добытой в России нефти уходит на экспорт) ставит российские добывающие компании в сложные кредитно-финансовые условия.

В связи с этим в ближайшие годы следует ожидать падения добычи УВ в целом по России с темпом не ниже 3% в год. По некоторым компаниям, в основном в Западной

Сибири, падение добычи может достигнуть 5% в год. Серьезную озабоченность вызывают сроки и объемы реализации высокочатратных проектов, для реализации которых необходимо привлечение заемных средств: строительство ВСТО, ввод в эксплуатацию новых нефтяных месторождений в Восточной Сибири, Бованенковского, Штокмановского месторождений, месторождений на шельфе Печорского и Каспийского морей.

5. В то же время потенциал нефтедобывающих регионов остается достаточно высоким и позволяет (при мировых ценах на нефть выше 70 долл. США/барр.) удержать достигнутые уровни добычи нефти по крайней до 2020 г.

Литература

Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Нефтегазовый потенциал России и возможности его реализации – СПб: Недра, 2006. - 376 с.

Долгосрочная государственная программа изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья (с изменениями и дополнениями в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 28 сентября 2007 года № В3-119-4722). – М.: МПР РФ, 2008.

Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена приказом МПР РФ от 01.11.2005 г. № 298.

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом МПР РФ от 1 ноября 2005 г. №298. Приказ МПР РФ от 05.04.2007. и Роснедра от 09.04.2007 г. №23.

Недропользование в Ханты-Мансийском АО в 2006 г. - Тюмень-Ханты-Мансийск: НАЦ им. В.И.Шпильмана, 2007. - 117 с.

Подольский Ю.В., Прищепина О.М. Нефтегазовый потенциал России. Современное состояние, перспективы развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электр. науч. журн. – СПб.: ВНИГРИ, 2007. - <http://www.ngtp.ru/rub/6/011.pdf>

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (проект) – М., 2008.

Podolsky Yu.V.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIIGRI), St.-Petersburg, Russia
ins@vniigri.spb.su

POSSIBLE DEVELOPMENT OF THE OIL-GAS COMPLEX, RUSSIA, TO 2030.

The hydrocarbon resource base of Russia is depleted: yearly production isn't compensated by reserves growth, a share of difficult-to-recovery reserves in the structure of current reserves grows. Practically all the new discoveries are assigned to the small and smallest hydrocarbon accumulations. Exploration efficiency decreases, the volume of exploration declines. Petroleum industry is in considerable dependence on world oil prices. The world financial crisis puts the Russian producing companies in difficult credit-financial conditions. Therefore it is expected that in the nearest years, in Russia, the rate of oil production decrease will not be less than 3% an year (in some companies in Western Siberia – to 5 % an year).

At the same time the potential of oil-producing regions is yet sufficiently high and allows maintaining the current levels of oil production at least to 2020, growing gas production to 800 billion m³/year to 2020. (in world oil prices of more than 70 doll./barrel).

Key words: resources and reserves of oil and gas, reserves growth, hydrocarbon production, forecast.

References

Belonin M.D., Podolsky Yu.V. Petroleum potential of Russia and the possibilities of its realization – SPb: Nedra, 2006. - 376 p.

Long-term state program of studying and renewing the mineral base of Russia on the basis of balance, consumption and renewal of mineral raw materials (with changes and additions in accordance with the RF Government assignment of 28 September, 2007 №B3 – 119-4722). – M.:

Classification of reserves and forecast resources of oil and combustible gases confirmed by the RF Ministry of Natural Resources Order of 01.11.2005, №298.

Methodical recommendations on applying the Classification of reserves and forecast resources of oil and combustible gases confirmed by the RF Ministry of Natural Resources order of 01.11.2005 №298. Order of the RF Ministry of Natural Resources of 05.04.2007 and Rosnedra of 09.04.2007 №23.

Subsurface use in the Khanty-Mansiysky AO in 2006. – Tyumen-Khanty-Mansiysk: Shpilman's NAC, 2007. – 117 p.

Podolsky Yu.V., Prischepa O.M. Oil-gas potential of Russia. Present state, prospects of development // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i practika: electronic scientific journal. VNIGRI. – SPb.: VNIGRI, 2007 <http://www.ngtp.ru/rub/6/011.pdf>