

УДК 553.98.042(470+571)

Подольский Ю.В., Прищепа О.М.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

В статье обсуждаются перспективы реализации основных показателей развития нефтегазового комплекса (НГК), заданных «Энергетической стратегией России до 2020 года» и «Долгосрочной государственной программой изучения недр и воспроизводства МСБ УВ...до 2020 года», с позиций оценки нефтегазового потенциала основных территорий и акваторий России и объемов геологоразведочных работ в натуральном и стоимостном выражении, необходимых для простого воспроизводства МСБ нефти и газа и достижения заданных уровней добычи УВ при современных условиях недропользования и налогообложения.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, нефтегазовый потенциал, воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов, геологоразведочные работы, прогноз.

Россия, обладающая огромным нефтегазовым потенциалом, входит в число ведущих нефтегазодобывающих стран мира (рис. 1, 2).

ТЭК России (включая уголь) обеспечивают 31% ВВП, 31,5% промышленного производства, 63,8% валютной выручки, 57,9% поступлений в налоговую систему.

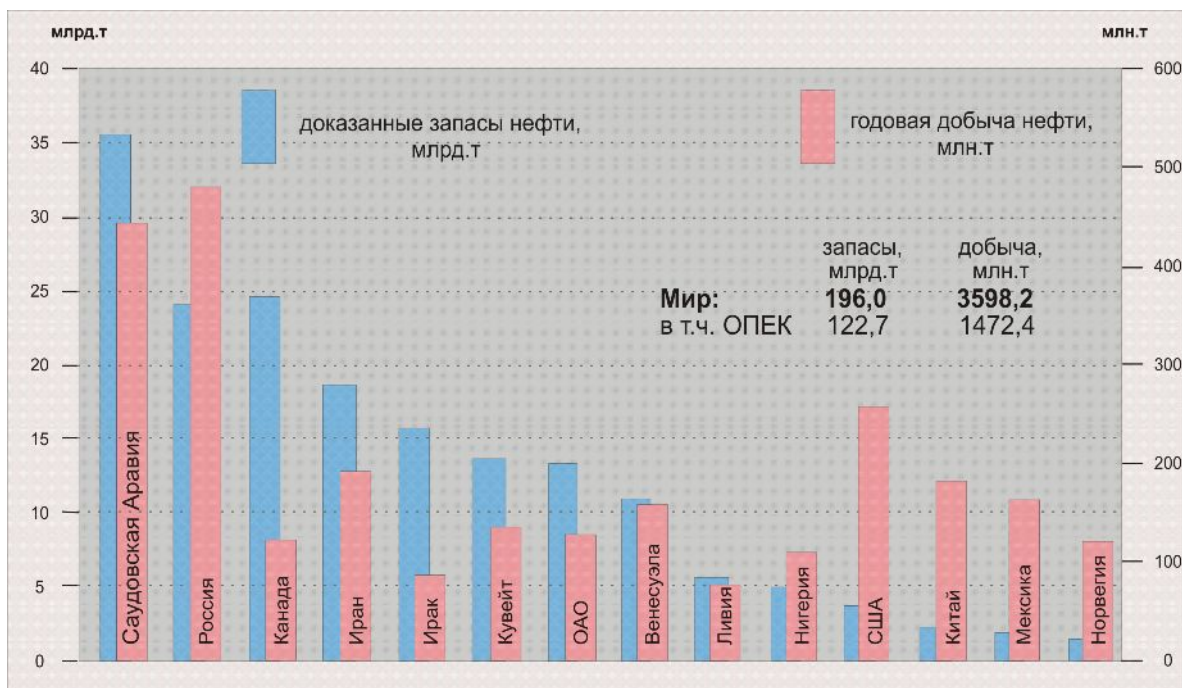


Рис. 1. Потенциал ведущих нефтедобывающих стран мира на 01.01.2007 г.

Примечание:

1) для Саудовской Аравии приведена добыча нефти (без конденсата и добычи нефти в Нейтральной зоне); 2) Запасы нефти в России (24 млрд. т) приведены по сообщению замминистра промышленности и энергетики России А. Реуса на 137-й сессии Конференции ОПЕК 19.09.05; 3) Запасы нефти Канады даны с учетом 174 млрд.барр. нефти битуминозных песчаников, включенных в официальную статистику с 2002 г.

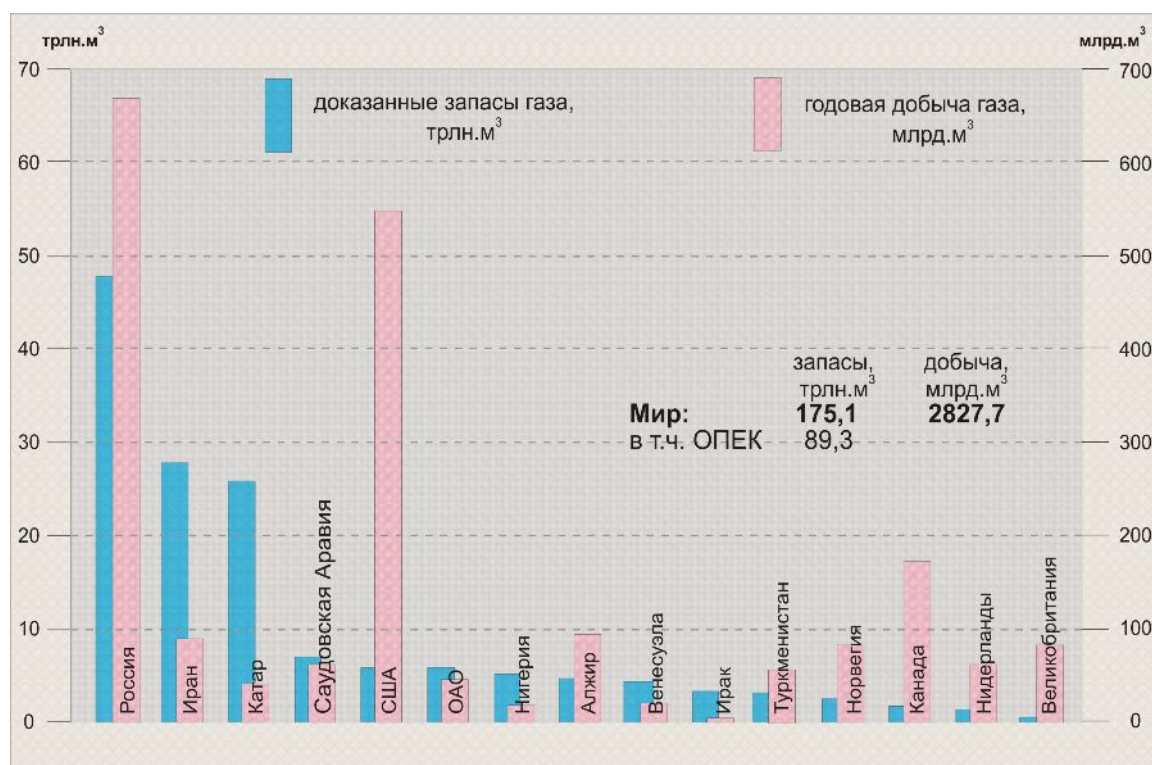


Рис. 2. Потенциал ведущих газодобывающих стран мира на 01.01.2007 г.

В 2006 г. добыча жидких УВ России (включая добычу компаний в странах СНГ – примерно 5 млн. т) составила 480.5 млн. т, природного газа (вместе с растворенным) – 656.2 млрд. м³. Эти показатели превышают объемы добычи УВ, предусмотренные «Энергетической стратегией России до 2020 года». Следует отметить так же, что в российской добыче нефти на долю иностранного капитала (BP, ConocoPhillips, Salym Petrol, Sakhalin Energy и др.) в настоящее время приходится свыше 60 млн. т.

В последний год возрос объем и глубина переработки нефти на российских НПЗ. В результате сократился экспорт сырой нефти и увеличился экспорт нефтепродуктов. Несколько упал, за счет стран ближнего зарубежья, экспорт газа (табл. 1).

Достигнутые уровни добычи УВ пока превышают контрольные цифры, определенные «Энергетической стратегией России до 2020 года». Но способна ли наша нефтегазовая отрасль к 2020 г. достигнуть уровней оптимистических прогнозов добычи жидких УВ в объеме 520 млн. т и газа - 730 млрд. м³, что позволило бы загрузить мощности наших перерабатывающих заводов и обеспечить экспорт УВ и продуктов их переработки в Европу и страны АТР? Сможем ли мы сохранить столь высокие уровни добычи УВ в дальнейшем?

Экспорт нефти и газа, переработка нефти в России*

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 (прогноз)
Нефть сырая, млн. т	114	118	116	145	167.6	191.428.	227.8	257.4	254.4	247.4	263
\$ млрд	13.4	8.77	12.9	25.3	24.6	95	38.82	87.8	н.д.**	97.4	
Нефтепродукты, млн.т	60.2	57.5	53.9	62.7	64.1	76.4	81.5	84.4	95.7	102.4	103
\$ млрд	7.0	3.9	5.1	10.9	9.4	11.3	14.1	н.д.	н.д.	44.2	
Газ природный, млрд.м ³	121	125	131	194	181	186	189	200.3	207.3	201.1	205
\$ млрд	10.7	н.д.	н.д.	16.6	18.3	15.9	20.0	н.д.	н.д.	47.0	
Переработка нефти, млн. т	177.6	163.7	168.6	173.0	178.4	184.4	190.0	195.0	206.6	218.9	220
Глубина переработки, %	63.8	64.5	67.4	70.8	70.5	70.0	70.3	н.д.	70.4	71.7	

* - Е. Ясин. Вопросы экономики. М., 2005, № 9; Нефтегазовая вертикаль, 3'07; Мостепанов А.М., М., 2001

** - в 2005 г. общая выручка от экспорта нефти, нефтепродуктов и газа составили 172.2 млрд. долл. США

Ниже приведен анализ оценки начальных суммарных ресурсов (НСР), текущего состояния запасов нефти и газа и возможной динамики развития МСБ УВ во времени, позволяющий получить ответы на эти вопросы.

Состояние НСР УВ в России

Распределение ресурсов и запасов нефти и газа по территориям и акваториям России приведено в табл. 2 и на рис.3 - 5.

Таблица 2

Распределение начальных суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата на территории России по состоянию на 01.01.2002 г., %

Регион	Нефть	Газ		Конденсат
		свободный	растворенный	
Суша	87,0	70.3	84,0	78.7
Северо-Западный ФО	4,8	1.1	3,6	1,4
Приволжский ФО	13.4	2.0	9.2	4.7
Уральский ФО	50.5	41.4	51.5	42.0
Южный ФО	2.8	4.7	6.1	10.6
Сибирский ФО	12.4	15.2	10.4	16.4
Дальневосточный ФО	3.0	5.9	3.2	3,6
Центральный ФО	0,1	0	0	0
Шельфы России	13.0	29.7	16.0	21.3
Россия, всего	100	100	100	100

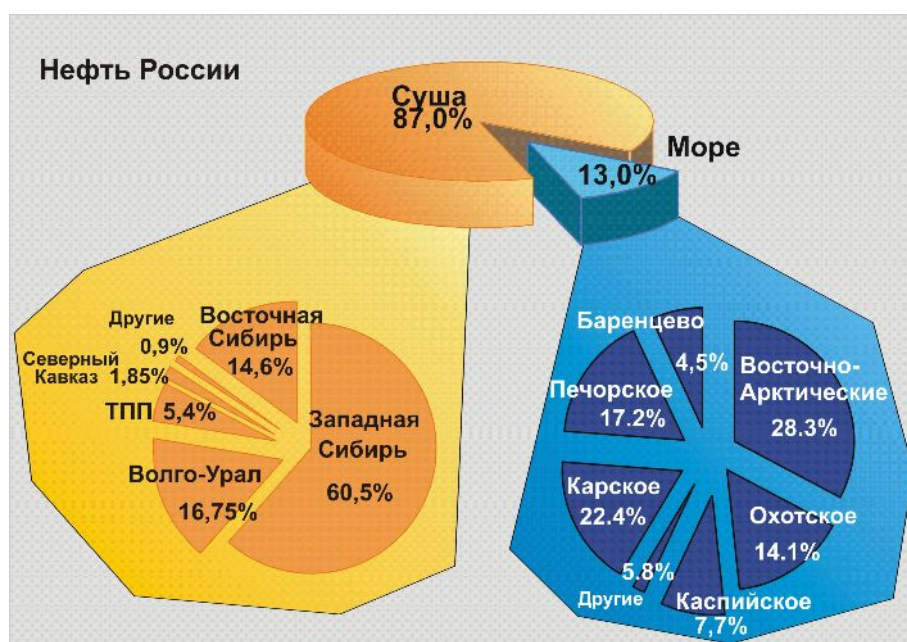


Рис. 3. Распределение НСР нефти по территориям и акваториям России

В результате переоценки на 01.01.2002 г. начальные суммарные ресурсы нефти по сравнению с аналогичной оценкой на 01.01.1993 г. возросли практически по всем нефтегазоносным регионам и акваториям России в целом более чем на 6.4 млрд. т, по

природному газу составили 248,6 трлн. м³ (без учета ресурсов зоны спорной юрисдикции), увеличившись на 13 трлн. м³.

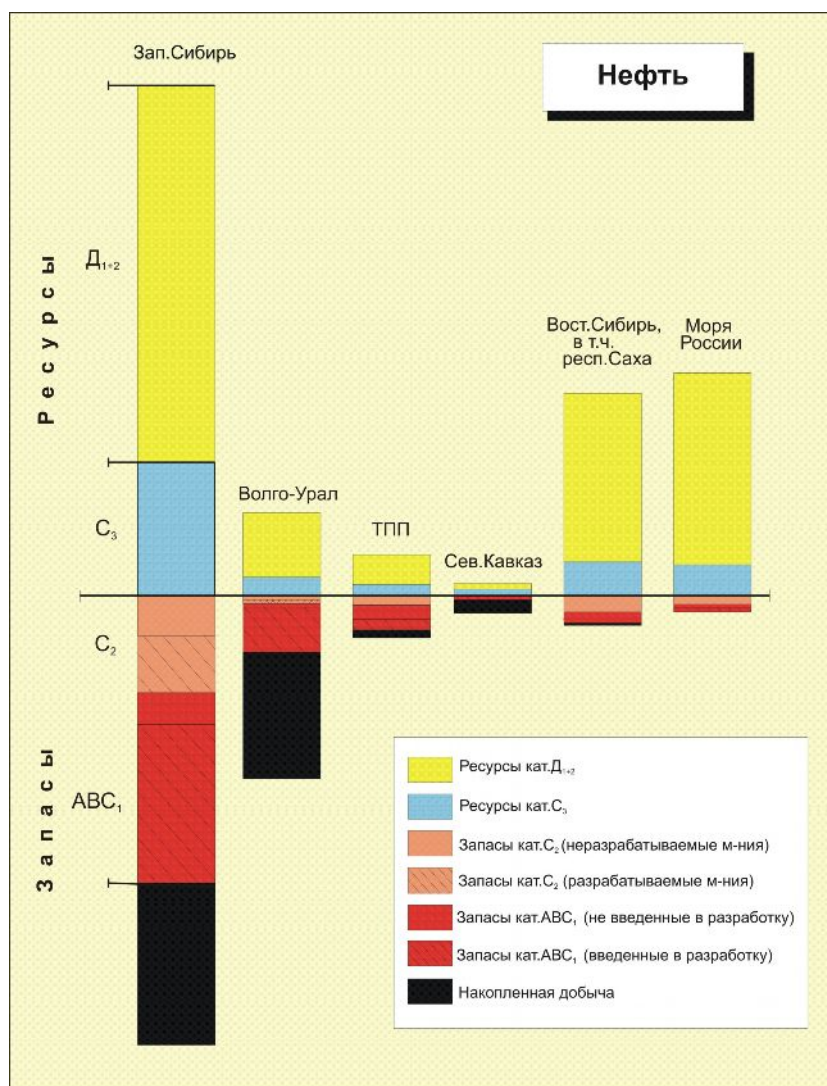


Рис. 4. Структура и освоенность НСР нефти в России на 01.01.2006 г.

В частности в Западной Сибири НСР нефти возросли почти на 2.1 млрд. т, свободного газа на 5.9 трлн. м³ с серьезным перераспределением прогнозных ресурсов в пользу ЯНАО, в частности, ресурсы нефти в ХМАО сокращены на 4.65 млрд. т, по ЯНАО увеличены почти на 6.4 млрд. т (последняя цифра превышает НСР нефти в Тимано-Печорской провинции). Сегодня НСР нефти в ЯНАО стали сопоставимыми с оценками начальных ресурсов нефти в Приволжском и Сибирском ФО.

На 01.01.2006 г. НСР нефти России разведаны на 35% (по морям – менее 3%), по газу – на 25.4% (на морях – 8%).

Насколько верна оценка НСР УВ в целом? Почему НСР нефти на шельфе СВ Сахалина много ниже запасов уже открытых месторождений («Сахалин 1 - 2») и оцененных ресурсов

на структурах в блоках «Сахалин 3 - 6»? Почему промышленные запасы газа в заливах и губах Карского моря выше принятой для них оценки НСР газа?

Наконец, почему средние нефтяные открытия по России опустились до 1.0 млн. т, а в Западной Сибири до 2 млн. т?

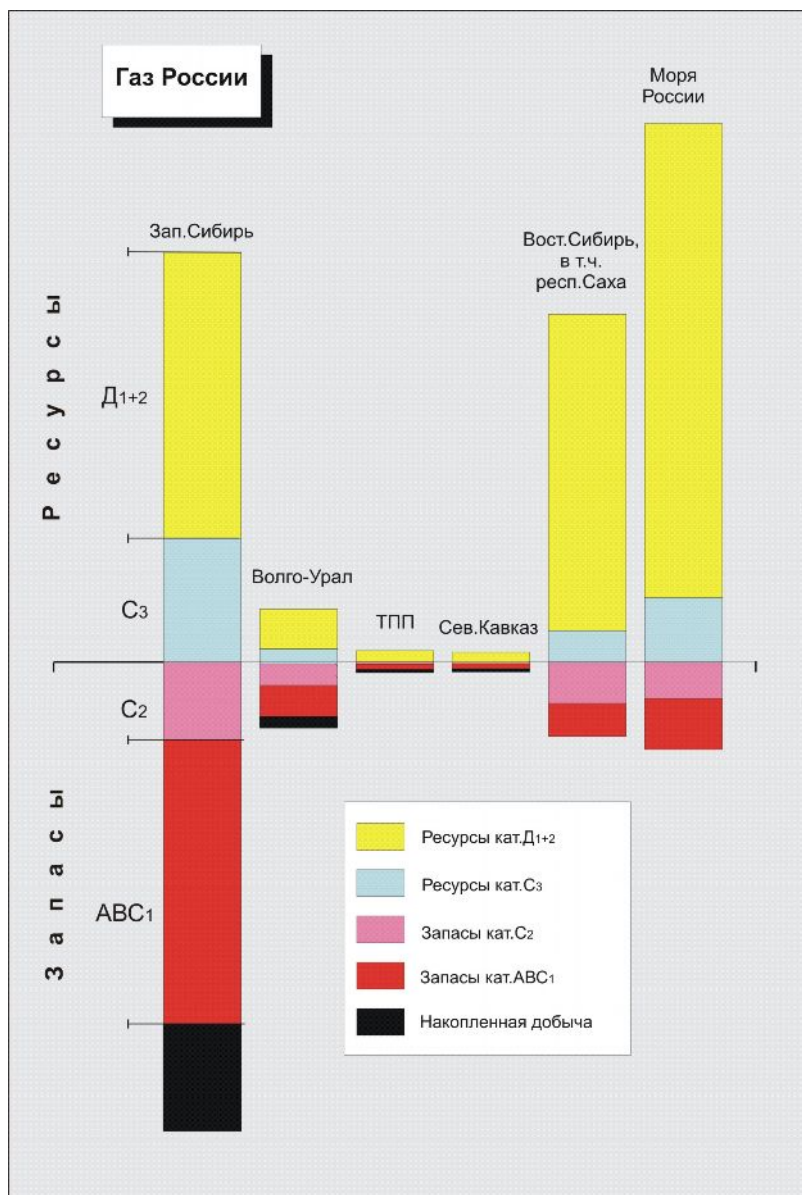


Рис. .5. Структура и освоенность НСР газа в России на 01.01.2006 г.

Минерально - сырьевая база нефти России

Неуклонный рост добычи нефти в течение семи последних лет позволяет говорить о высокой обеспеченности нефтяной промышленности России промышленными запасами. Однако, в 2005 г. темп роста добычи нефти, несмотря на стремительный взлет цен на УВ (рис. 6), упал до 2.2%, в 2006 г – до 2.16% (в Уральском ФО до 1.7%).

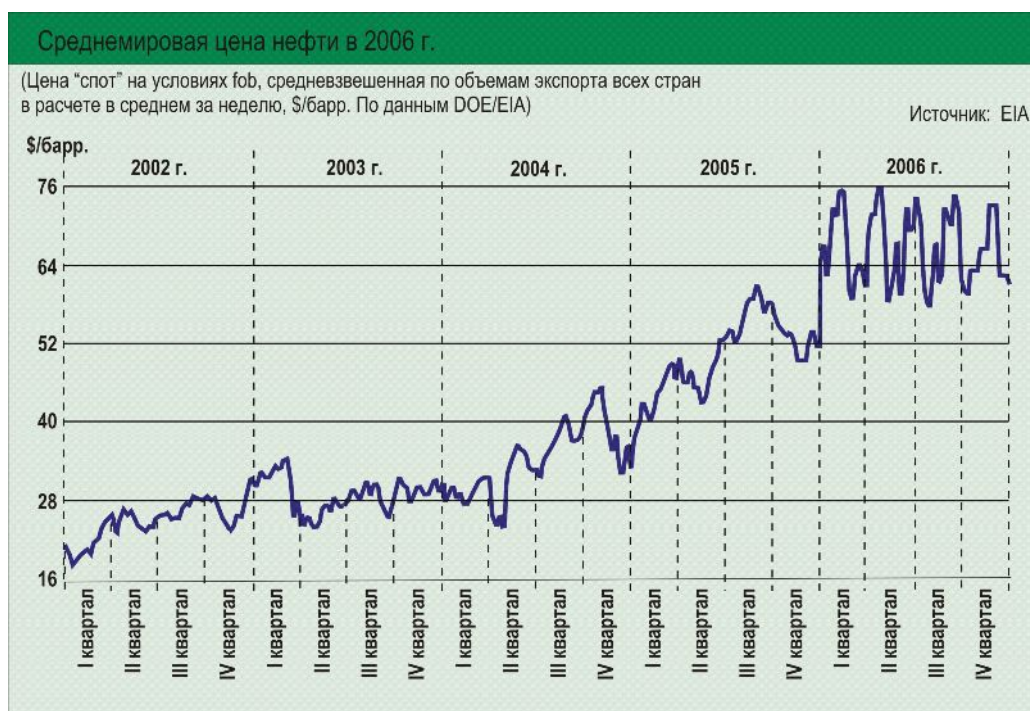


Рис. 6. Динамика мировых цен на нефть за 2002 - 2006 гг.

Анализ ситуации, складывающейся в нефтяной промышленности, показывает:

1. Возможности поступательного развития нефтяного комплекса близки к исчерпанию:

- минерально-сырьевая база 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 (в ХМАО их доля – 67%);

- произошла убыль активных прогнозных ресурсов, практически отсутствует резерв объектов, на которых возможно получение существенных приростов запасов. Как следствие, в последние 10 лет резко ухудшилась структура новых открытий: практически все они относятся к разряду мелких и мельчайших УВ скоплений, снижается эффективность ГРП. Крупнейшее открытие за последние 20 лет в России – месторождение им. В.Филановского на Каспии с извлекаемыми запасами ABC_1C_2 - 250 млн. т у.т., в т.ч. 200 млн. т нефти.

- 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! И виной тому - выборочная отработка месторождений и сверхнормативные отборы!

2. Фонд недропользования, в подавляющей части унаследованный от СССР, практически полностью передан добывающим компаниям. Добыча в значительной степени

монополизирована. Ведущие ВИНК, обладающие пока достаточной обеспеченностью текущей добычи имеющимися у них запасами, практически воздерживаются от финансирования ГРП (прогноз, поиск) из-за высоких геологических и экономических рисков.

Большая доля инвестиций ВИНК уходит за рубеж на приобретение активов добывающих, транспортных, перерабатывающих и сбытовых предприятий. Так, согласно планам НК «Лукойл» за 2007 - 2016 гг. в иностранные проекты предполагается инвестировать 27 млрд.долл. США и довести добычу компании за пределами России до 40 млн.т у.т.

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.

Нужно срочно решить задачу перевода огромного нефтегазового потенциала страны в активные запасы нефти и газа и последовательно вводить их в разработку.

Для этого, согласно «Энергетической стратегии России до 2020 г.», в нефтегазовый комплекс России (без учета инвестиций в зарубежные проекты!) требуется вложить 400 - 440 млрд. долл. США, то есть годовые инвестиции с 2003 г. должны были быть порядка 23 - 25 млрд. долл. США. К сожалению, инвестиции компаний в НГК России (в т.ч. в разведку) до 2006 г. были в 3 - 4 раза ниже требуемых. Лишь в 2006 г. они возросли до 310 млрд. руб. В этом же году инвестиции МПР РФ в ГРП достигли 6.74 млрд. руб.

В связи с отмеченным, можно утверждать, что пока «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.

Как результат - падение среднеотраслевых дебитов скважин (в 2006 г.в среднем по России - 10.5 т/сут.), их обводнение и остановка, рост аварийности на технологических объектах, низкий выход и плохое качество продуктов переработки. Отсюда: высокие энергозатраты и издержки в добычу и переработку, высокая себестоимость продукции, ориентация на экспорт сырья.

В настоящее время на нефтяном балансе России промышленные запасы нефти учтены по 2600 месторождениям. Их распределение по основным нефтегазоносным районам и акваториям России приведено на рис. 7.

Свыше 92% текущих запасов нефти (почти 2000 месторождений) находится в распределенном фонде. Отсюда следует важный вывод: Правительство РФ может управлять негосударственными нефтяными компаниями лишь через законодательную базу (в т.ч. лицензирование), налоги, путем создания технических, технологических регламентов и

нормативов. Пока же уровни добычи, объемы инвестиций в разработку и геологоразведку практически целиком определяются вертикально интегрированными компаниями.

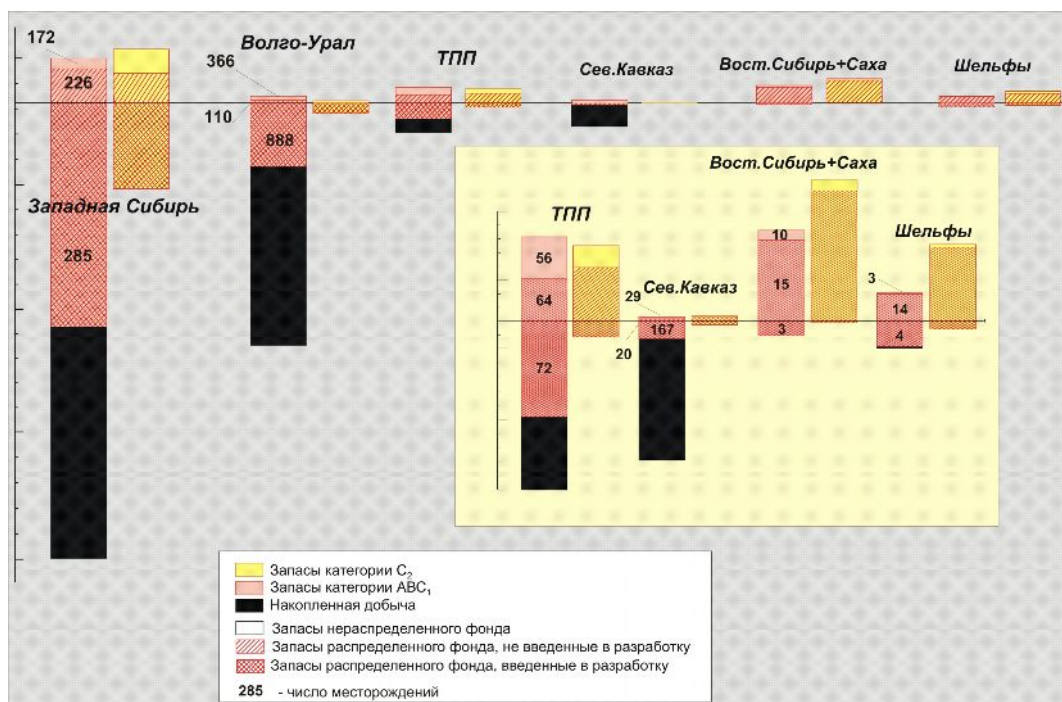


Рис. 7. Освоенность запасов нефти по регионам России на 01.01.2006 г.

Более 78.8% текущих запасов нефти (1500 месторождений) уже введены в разработку, лишь 7.1% запасов (177 месторождений) подготовлено к разработке и 13.5% числится в разведке, 265 нефтяных месторождений законсервировано.

Накопленная добыча нефти в 2006 г. превысила 18.0 млрд. т. Последнее означает, что начальные запасы нефти выработаны более чем на 50% , в т.ч. по Европейской части – на 65% (в Урало-Поволжье - более чем на 70%). Степень выработанности запасов активно осваиваемых месторождений (150) приближается к 60%.

В 2005г на месторождениях со сроком ввода в разработку менее 5 лет добывалось лишь 35 млн.т (из 451.7 млн. т в целом по России).

Основную добычи нефти в стране обеспечивает Западная Сибирь (свыше 71%), Волго-Урал (21.4%). Тимано-Печорская провинции (5.1%). Последняя имеет хорошие перспективы нарастить добычу нефти уже в ближайшие годы до 35-40 млн. т/г.

Пока почти не затронуты разработкой месторождения Архангельской области, Восточной Сибири, шельфов.

За последние 13 лет (начиная с 1993 г.) на баланс поставлено около 730 новых месторождений. Однако текущие промышленные запасы нефти в стране сократились на за это время на 2.9 млрд. т. Если учесть, что за 1993 – 2005 гг. было добыто 4.44 млрд. т нефти,

то компенсация объемов добытой нефти за счет ГРП в целом по России – 34.4%, по нефтедобывающим регионам ниже – примерно 25%.

Самое критическое положение с приростом запасов складывается в Западной Сибири, где за рассматриваемый период времени (1993 – 2005 гг.) накопленная добыча нефти - 3.07 млрд. т, а запасы сократились более чем на 3.1 млрд. т. Последнее означает, что прирост запасов в Западной Сибири, несмотря на открытие 200 новых месторождений, не смог покрыть даже объемы списанных запасов.

Наилучший результат по восполнению текущих запасов нефти достигнут в Урало-Поволжье, где за 1993 – 2005 гг. добыто 1.09 млрд. т нефти, а текущие запасы уменьшились лишь на 80 млн. т.

Анализ состояния МСБ нефти показывает, что большинство нефтедобывающих регионов России на сегодняшний день не имеют промышленных запасов нефти, достаточных для поддержания высоких уровней добычи даже на ближайшие 5 лет (см. рис. 7).

В качестве примера рассмотрим обеспеченность добычи нефти промышленными запасами по 13 компаниям Западной Сибири (рис. 8).

	Добыча 2005, млн.т	Запасы АВС, (по компаниям), млн.т	Обеспеченность, лет
Ямало-Ненецкий АО,	38,92		
в т.ч. 3 компании	24,9	333,1	13,0
Ханты-Мансийский АО,	267,3		
в т.ч. 5 компаний	145,35	2434,3	< 17
Томская, Омская, Новосибирская обл.	13,55		
в т.ч. 5 компаний	12,74	233,9	18,0
Западная Сибирь, всего	321,2		
в т.ч. 13 компаний	183,0	3001,3	16,4

Рис. 8. Обеспеченность добычи нефти промышленными запасами по 13 компаниям Западной Сибири

Из рисунка следует, что годовые отборы из текущих запасов нефти этих компаний в 2005 г. превышали 6%. Отсюда, к 2020 г. текущая добыча по рассматриваемым компаниям (при существующих промышленных запасах и сохранении 6%-ных темпов отбора) должна опуститься до 75 млн. т/г., то есть сократиться на 108 млн. т.

Для удержания добычи нефти на уровне 2005 г. компании должны ежегодно восполнять текущие запасы новыми, то есть за 15 лет в разработку следует дополнительно ввести 2.75 млрд. т запасов такого же качества. Но таких запасов, ожидающих своей разработки, в Западной Сибири просто нет. Предположим, что компенсация добычи будет проводиться запасами, из которых возможные годовые отборы оцениваются в 3%. Но тогда таких запасов потребуется ввести в разработку до 2020 г. уже 5.5 млрд. т. А есть ли такие запасы в регионе?

И пока мы говорим лишь о возможности поддержания добычи на современном уровне лишь по 13 нефтедобывающим компаниям Западной Сибири. А за счет каких запасов будет компенсировано падение добычи в других компаниях?

Приведенный пример показывает, что без интенсивной подготовки новых запасов, без широкого внедрения инновационных технологий в разработку месторождений высокие уровни добычи нефти в Западной Сибири удержать невозможно, падение добычи в регионе может начаться уже после 2010 г.

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 и транспортной инфраструктурой. Эффективная разработка таких месторождений требует новых технологий и серьезных инвестиций. Нужна и гибкая система налогообложения.

В целом резерв для поддержания добычи нефти в стране (наряду с приростом запасов на разрабатываемых месторождениях из C_2 и за счет увеличения КИН), который может быть реализован до 2020 г. - примерно 510 месторождений распределенного фонда и 620 месторождений нераспределенного фонда (из которых более 250 в консервации).

Не вселяет большого оптимизма и возможная эффективность будущих ГРП, структура новых открытий и качество связанных с ними запасов. В первую очередь серьезного обоснования требуют высокие приросты запасов (в крупных месторождениях!) в Восточной Сибири и морях России.

В табл. 3 и на рис.9 приводится оптимистический прогноз добычи жидких УВ в России до 2030 г. Для его реализации в табл. 4 даются необходимые приросты запасов нефти за счет ГРП по регионам (помимо прироста порядка 3.0 млрд. т запасов за счет увеличения КИН).

Таблица 3

Оптимистический вариант прогноза добычи жидких УВ в России до 2030 г., млн. т.

Регионы	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2005 – 2030 гг.
Нефть, млн.т											
Западная Сибирь	371.0	374.2	202.3	214.1	321.2	321 (334.5)	308 (322)	297 (311)	286 (300)	272 (287)	7863 (8216)
Волго-Урал	136.7	112.2	80,5	78.4	96.5	85 (90)	76 (84)	65 (70)	54.3 (57.2)	48.8 (51.4)	1811 (1896)
ТПП	19.4	16.4	9.3	12.2	23.0	28 (30.0)	34 (36.0)	33 (35.0)	32 (34)	32 (34)	804 (848)
Северный Кавказ	10.5	8.5	3.3	3.1	5.2	4.5 (5.0)	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	1.1	1.05	1.0	0.9	29
Калининградская обл.	1.5	1.2	0.8	0.75	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	9
Восточная Сибирь	-	-	-	0.5	0.6	10 (17)	33 (41)	64.0 (70.0)	74.0 (80.0)	74.0 (80.0)	1080 (1225)
Шельф	-	-	-	1.8	3.1	25.0 (26.5)	46.1 (51.3)	54.3 (60.3)	60.4 (67.1)	62.7 (69.8)	1102 (1254)
Всего Россия	541.7	514.3	297.9	312.3	451.7	475.2 (504.7)	502.9 (540.3)	518.5 (551.7)	511.4 (543.2)	491.7 (526.6)	12805 (13590)
Конденсат, млн.т											
Всего по России			.		14.6	17.0	20.0	25.0	30.0	30.0	580
Всего жидких УВ в России					466.3	492.2 (521.7)	522.9 (560.3)	543.5 (576.7)	541.4 (573.2)	523.7 (556.6)	13385 (14170)

* - благоприятный прогноз добычи нефти, в скобках - оптимистический

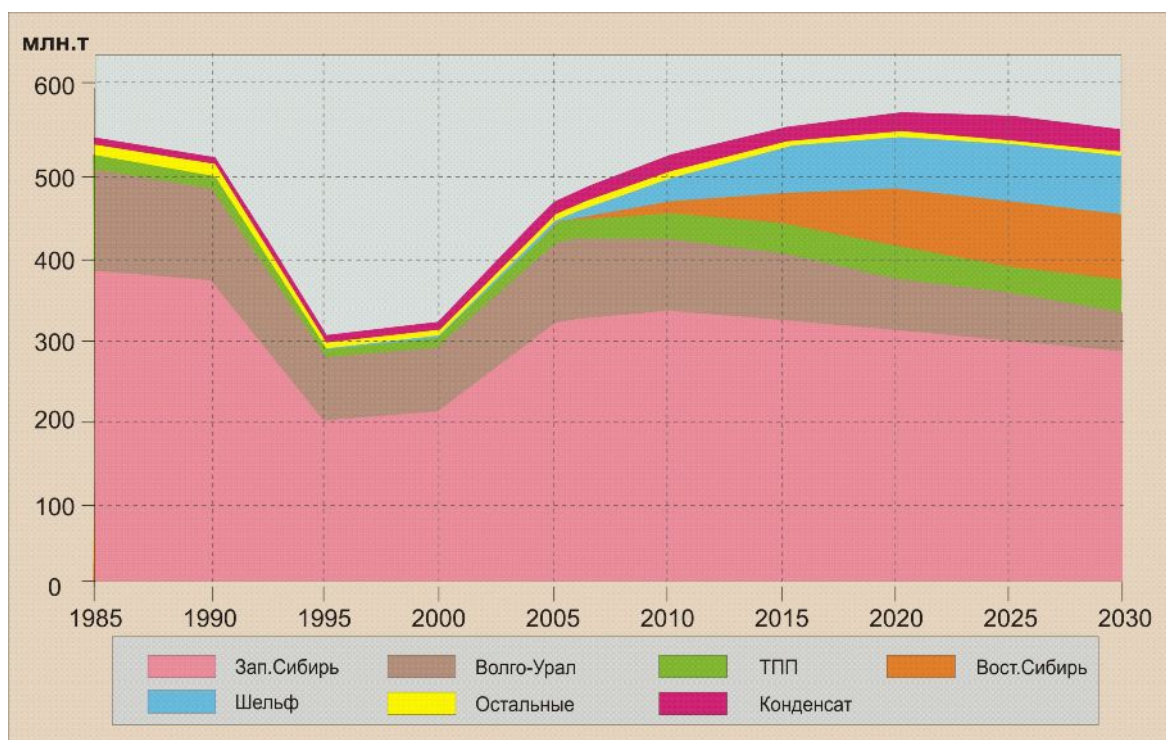


Рис. 9. Оптимистический вариант прогноза добычи нефти в России до 2030 г.

Легко видеть, что для реализации оптимистических прогнозов добычи нефти требуется:

- ежегодный прирост промышленных запасов в объемах не ниже годовой добычи. Для этого годовые объемы ГРП и ассигнования на их проведение должны быть увеличены не менее чем в 3 раза по сравнению с достигнутым уровнем 2006 г. Пока таких объемов и ассигнований в ГРП нет!

- на осваиваемых месторождениях требуется довести объемы бурения до объемов, предусмотренных проектами разработки, срочно вводить передовые технологии разработки, которые должны охватывать месторождение в целом для повышения КИН, а не наиболее привлекательные их части и отдельные скважины с целью повышения годовых отборов (в т.ч. сверхнормативных), что пока приводит лишь к уменьшению КИН в целом на месторождениях России.

- без формирования новых центров нефтедобычи в Восточной Сибири и на шельфах достигнутые уровни добычи нефти после 2010 г. не удержать.

- оптимистические прогнозы добычи в новых центрах нефтедобычи представляются маловероятными, т.к. для их реализации в ближайшие годы требуется подготовить и ввести в разработку огромные запасы. Текущих запасов явно недостаточно, годовые приросты низки.

Наиболее вероятный прогноз добычи нефти в России до 2030г. приведен в табл. 5 и на рис. 10.

Таблица 4

**Приросты запасов нефти по территориям и акваториям за счет геологоразведочных работ,
необходимые для реализации программ добычи нефти в России**

Регионы и акватории	Прирост запасов				
	2006 – 2010 гг.	2011 – 2020 гг.	2021 – 2030 гг.	Всего за 2006 – 2030 гг.	Годовые приросты, млн. т/г.
Западная Сибирь	800(1000)	2100(2500)	2100(2500)	5000(6000)	200.0(240.0)
Волго-Урал (с российским Прикаспием)	100	250	150	500	20.0
Тимано-Печорская провинция	170	330	210	710	28.4
Восточная Сибирь (в т.ч. Республика Саха)	300(600)	500(1200)	400(1200)	1200(3000)	48.0(120.0)
Предкавказье	15	25	17	57	2.3
Калининградская обл.	2	1.0	1.0	4	0.16
Сахалинская обл.	4	7	5	16	0.64
Моря России	250(400)	500(900)	350(800)	1100(2100)	44.0(84.0)
Всего по России	1641(2291)	3713(5213)	3233(4883)	8587(12387)	343.5(495.5)

* -прирост запасов для реализации наиболее вероятной добычи нефти до 2030,
в скобках – приросты запасов, необходимые для реализации оптимистических прогнозов добычи

Таблица 5

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

Регионы	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2003-2030 гг.
Нефть, млн. т											
Западная Сибирь	371.0	374.2	202.3	214.1	321.2	315* (325)	305 (315)	285 (300)	270 (285)	255 (270)	7640 (7930)
Волго-Урал	136.7	112.2	80.5	78.4	96.5	85.0 (90.0)	76.0 (84.0)	65.0 (70.0)	54.3 (57.2)	48.8 (51.4)	1811 (1896)
ТПП	19.4	16.4	9.3	12.2	23.0	29 (30.0)	34 (36.0)	33 (35.0)	32 (34)	32 (34)	804 (848)
Северный Кавказ	10.5	8.5	3.3	3.1	5.2	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	1.1	1.05	1.0	0.9	29
Калининградская обл.	1.5	1.2	0.8	0.75	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	9
Восточная Сибирь	-	-	-	0.5	0.6	7.5 (17)	34.0 (38.0)	34.0 (38.0)	34.0 (38.0)	34.0 (38.0)	650 (770)
Шельф	-	-	-	1.8	3.1	10.0 (20.0)	33.0 (35.3)	33.2 (35.0)	33.2 (35.0)	33.2 (35.0)	650 (735)
(Всего Россия)	541.7	514.3	297.9	312.3	451.7	452.7 (488.4)	487.8 (514.3)	455.4 (483.5)	428.2 (454.1)	407.2 (432.8)	11700 (12330)
Конденсат (всего Россия)					14.6	17.0	20.0	25.0	30.0	30.0	580
Всего жидких УВ в России					466.3	469.7 (505.4)	507.8 (534.3)	480.4 (508.5)	458.2 (484.1)	437.2 (462.8)	12280 (12910)

* минимально и максимально (в скобках) возможные уровни добычи

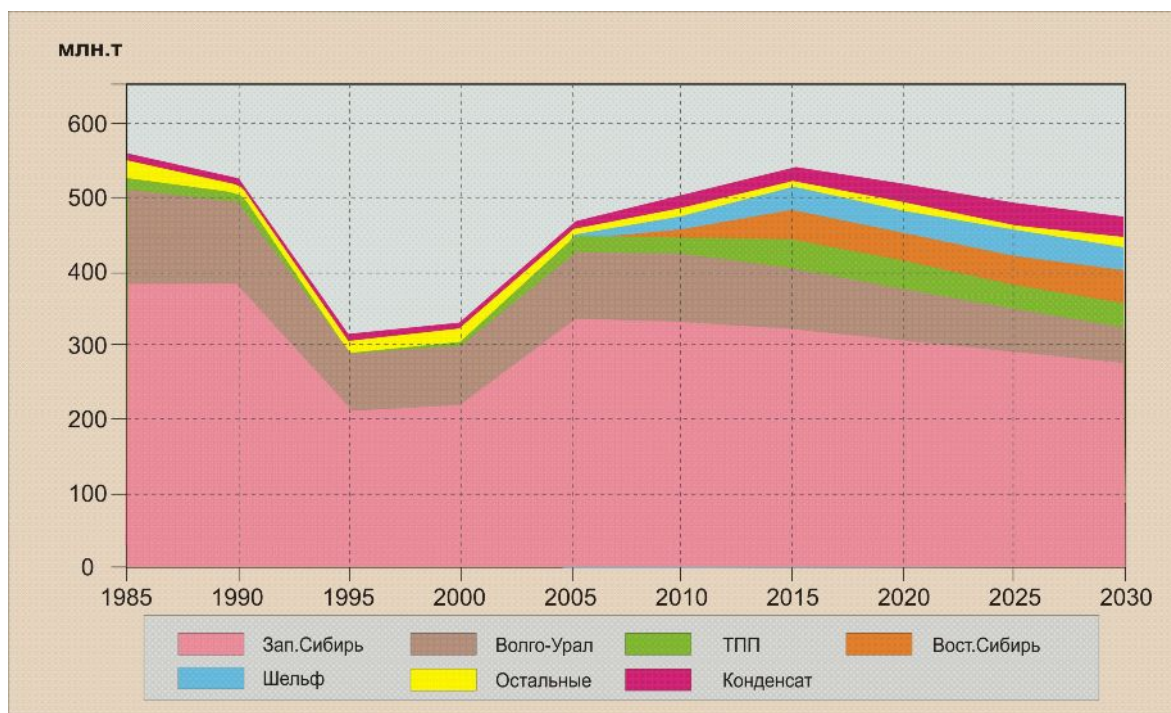


Рис. 10. Возможные уровни добычи нефти в России до 2030 г.

Минерально-сырьевая база природного газа России

Структура промышленных запасов природного газа России, величина которых на начало 2006 г. достигает 49.1 трлн. м³ (в т.ч. 1.28 трлн. м³ растворенного) по сравнению со структурой нефтяных ресурсов выглядит предпочтительнее (см. рис.5).

В настоящее время в запасы природного газа учтены по 837 месторождениям (на 01.01.93 г. их было 716). Большая часть запасов (96.4%) сосредоточена в 134 месторождениях крупнее 30 млрд. м³ (в т.ч. 28 месторождений с запасами более 500 млрд. м³). Именно эти запасы и обеспечивают пока 98.6% российской добычи газа.

Западная Сибирь составляет главную сырьевую базу газовой промышленности страны, обеспечивая 91.8% текущей добычи газа. И это несмотря на то, что по Западной Сибири запасы свободного газа с 1993 г. сократились на 4.9 трлн. м³ при накопленной добыче за это время более 7.0 трлн. м³, то есть добыча газа была компенсирована приростом запасов лишь на 30%.

В распределенном фонде 529 месторождений с запасами около 40.0 трлн. м³ по кат. АВС₁ и почти 12.0 трлн. м³ – по кат. С₂. ОАО «Газпром» контролирует примерно 56% общих разведанных запасов природного газа, обеспечивая свыше 83.9% (в 2006 г.-550.5 млрд. м³) годовой добычи газа России (656.2 млрд. м³, включая попутный).

Основные запасы нераспределенного фонда (308 месторождение с ABC_1 – 7.84 трлн. m^3 и C_2 – 9.0 трлн. m^3) сосредоточены в отдаленных и слабо изученных районах Ямала и Гыдана на севере Западной Сибири (76%), в пределах слабо изученных территорий в Восточной Сибири и ДВ, в Тимано-Печорской провинции, на акваториях Карского и Баренцева морей.

В разрабатываемых месторождениях (379 месторождений) почти 50% текущих промышленных запасов газа России (23.9 трлн. m^3 по категории ABC_1 и 4.3 трлн. m^3 – по категории C_2), в т.ч. в непосредственно разрабатываемых горизонтах – 38% (17.5 трлн. m^3 по категории ABC_1).

В 2005 г. при разработке нефтяных месторождений добыто 36.7 млрд. m^3 растворенного газа (из них потери – 13.4 млрд. m^3).

Накопленная добыча свободного газа на 01.01.06г. достигла 15.4 трлн. m^3 (освоенность начальных промышленных запасов 24.3%). В некоторых «старых» регионах (Ставропольский и Краснодарский края, Нижнее Поволжье, республика Коми) выработанность месторождений достигает 80 - 90%. Годовые темпы отбора от текущих запасов в целом по стране – 1.2%. Однако, следует отметить, что основная добыча свободного газа в стране приходится на 10 месторождений Западной Сибири (Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье, Комсомольское, Ямсовейское, Юбилейное и др.) и Оренбургское месторождение Волго-Урала. Освоенность начальных запасов этих месторождений превышает 40%, годовой отбор из текущих запасов – около 3.7%. Многие из этих месторождений (Оренбургское, Уренгойское, Ямбургское, Медвежье) вступили в падающую стадию добычи.

Вследствие выработанности базовых месторождений недостаточно обеспечены разведанными запасами действующие газоперерабатывающие предприятия Оренбургской области, республики Коми, Северного Кавказа.

При оценке обеспеченности газовой промышленности разведанными запасами необходимо учитывать качественный состав природного газа и распределение его запасов по регионам.

Из общей величины промышленных запасов свободного газа (47.8 трлн. m^3) на долю чисто энергетических (метановых бессернистых) приходится примерно 25 трлн. m^3 .

Эти запасы связаны в основном с сеноманским комплексом Западной Сибири и Штокмановским месторождением. Остальные разведанные запасы свободного газа России нужно рассматривать как технологические, поскольку в его составе содержатся тяжелые

гомологи метана и (или) сероводород, что требует специальных технологий разработки и переработки.

Из 22.0 трлн.м³ технологических газов 4.1 трлн. м³ составляют запасы сероводородсодержащих газов, темпы разработки которых лимитируются экологией, мощностями газоперерабатывающих комплексов (ГПК): Астраханского (12 млрд. м³ в год) и Оренбургского (45 млрд. м³). Мощности последнего не обеспечены полностью ресурсной базой: Оренбургское месторождение выработано более чем на 50%, годовая добыча в 2005 г. – 18.3 млрд. м³ и будет падать.

Из 19.7 трлн. м³ промышленных запасов этансодержащих бессернистых газов более 10 трлн.м³ сосредоточено в Западной Сибири (в т.ч. на Уренгойском, Ямбургском, Бованенковском и др. месторождениях).

Следует заметить, что более 5.0 трлн. м³ разведанных запасов газа (из них 3.7 трлн. м³ в Западной Сибири) приходится на газовые шапки, разработка которых возможна только после завершения разработки нефтяных частей залежей. Пока из газовых шапок извлечено около 0.9 трлн. м³ газа (т.е. освоенность этих запасов 13.0%, годовая добыча порядка 40 млрд. м³).

Примерно 26.0 трлн. м³ промышленных запасов газа (около 350 месторождений) содержит конденсат. Его извлекаемые запасы оцениваются по категории ABC₁ почти в 2.0 млрд.т, по C₂ – 1.44 млрд. т. Годовая добыча конденсата в 2005 г. была 15.14 (в т.ч. потери – 0.57 млн. т). Сегодня в крупнейших разрабатываемых месторождениях только Западной Сибири (на Уренгое, Ямбурге и др.) запасы конденсата оцениваются в 750 млн. т по категории C₁. В ведущих добывающих странах мира отбор конденсата от текущих запасов достигает 6 - 8%. А это значит, что крупнейшие месторождения Западной Сибири, уже находящиеся в разработке, могли бы обеспечить годовую добычу жидких УВ высокого качества до 30 млн. т в год.

В 102 газовых месторождениях с запасами газа 6.2 трлн. м³ по категории ABC₁ и 3.07 трлн. м³ – по C₂ подсчитаны запасы гелия в объеме 9.8 млрд. м³ по категории C₁ и 8.0 млрд. м³ – по C₂. Из них 7.76 млрд. м³ гелия, разведанных по кат. ABC₁, сосредоточены в газонефтяных и газовых месторождениях Восточной Сибири со средневзвешенной по запасам газа концентрацией гелия выше 0.3%. Остальные 1.23 млрд. м³ приходятся на месторождения с низкокондиционными гелиесодержаниями – 0.05% (Оренбургское месторождение, где он извлекается и утилизируется) и некондиционными – 0.025% (Астраханское).

В настоящее время к промышленному освоению подготовлено 62 газовых месторождений с запасами газа по категории C₁ – 15.4 трлн. м³ и C₂ – 5.4 трлн. м³. Однако

преобладающая часть этих запасов приурочена к труднодоступным районам (в т.ч. акваториям), где отсутствует необходимая инфраструктура (Ямал, Гыдан, Восточная Сибирь, шельфы Баренцева и Карского морей). Это отодвигает сроки начала их разработки после 2010 г. Сроки начала освоения морских месторождений (всего 33 месторождение с запасами по кат. АВС₁ – 5.9 трлн. м³ и С₂ – 4.2 трлн. м³) вообще не имеют четких временных рамок. Ближайшая перспектива – разработка месторождений на шельфе Сахалина, месторождений в пределах заливов и губ Карского моря (добыча на Юрхаровском месторождении в 2005 г. превысила 6.25 млрд. м³).

В этих условиях основная нагрузка по обеспечению внутренних и внешних поставок газа в ближайшие годы ложится на Надым-Пур-Тазовский район Западной Сибири, где возможности ввода новых крупных месторождений (после ввода в разработку Заполярного) для поддержания существующих уровней добычи газа в регионе ограничены.

Срок ввода в разработку месторождений Ямала (с начальными запасами промышленных категорий более 10.0 трлн. м³) по планам Газпрома – после 2010 г.

Возможные уровни добычи газа в России приведены на рис. 11 и в табл. 6.

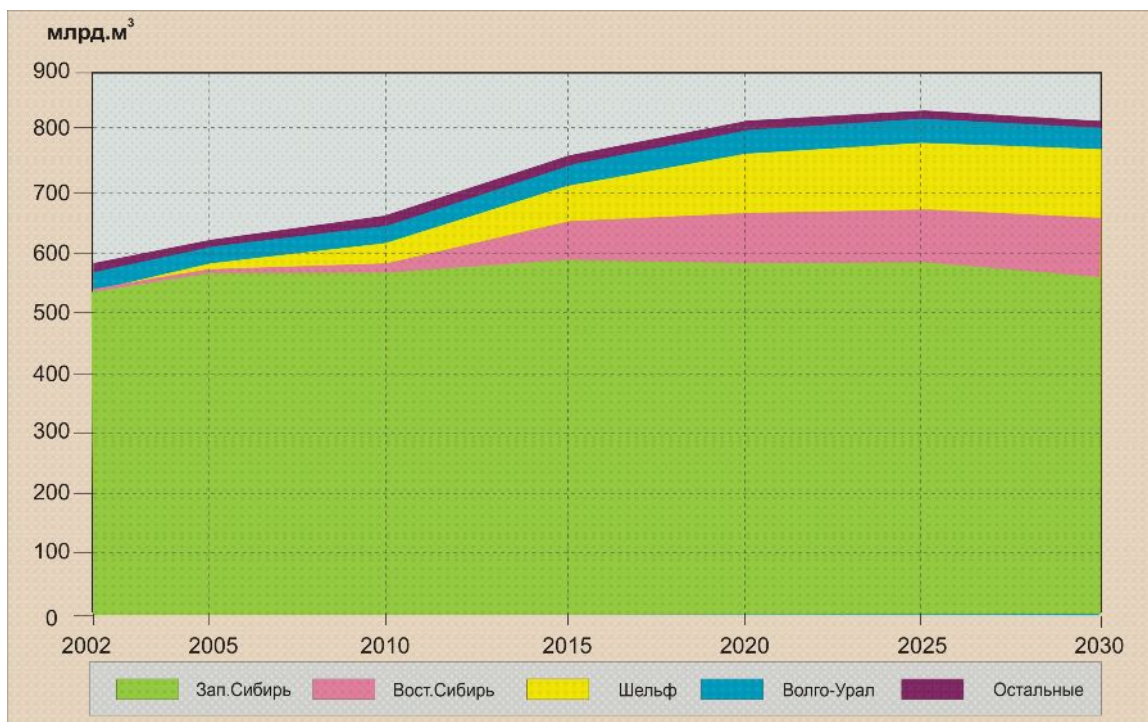


Рис. 11. Возможная добыча газа (без попутного) в России до 2030 г.

МСБ газа для реализации данных прогнозов до 2020 г. в России практически существует.

Таблица 6

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

Регионы	Текущие запасы АВС ₁ на 01.01.06, трлн. м ³	2002 (факт)	2005 (факт)	2010	2015	2020	2025	2030	Накопленная добыча за 2003 - 2030 гг.
Западная Сибирь	33.6	535.8	569.4	570** (580)	580 (590)	575 (585)	570 (584)	550 (563)	14817 (15037)
Волго-Урал	3,7	35.3	33.5	30	35	40	40	40	1118
ТПП	0.64	3.1	3.04	3.5 (10)	4.0 (10)	5.0 (10)	8.0 (10)	10 (10)	145 (235)
Северный Кавказ	0.27	3.8	4.2	4.0	3.7	3.5	3.2	3.0	100
Сахалин (суша)	0.044	1.35	1.02	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	20
Восточная Сибирь	3,65	2.0	2.5	5 (9)	46 (60)	61 (80)	71 (90)	76 (95)	1116 (1437)
Шельф	5.89	0.1	6.54	30 (35)	55 (60)	90 (100)	100 (110)	100 (110)	1650 (1812)
Всего Россия	47.83	581.4	620.2	643.4 (668.9)	724.5 (759.5)	775.2 (819.2)	792.8 (837.8)	779.5 (821.5)	19056 (19759)

* годовая добыча природного газа в России будет выше на 25-30 млрд.м³ за счет добычи попутного (растворенного) газа.

**консервативный прогноз, в скобках – оптимистический прогноз

Однако остро встает вопрос инвестиций:

- Ямальская программа	70.0 млрд. долл. США
- Северо-Европейский газопровод	10.0 млрд. долл. США
- Восточная Сибирь и ДВ	30.0 млрд. долл. США
- Штокмановское месторождение	30.0 млрд. долл. США
- Надым-Пур-Тазовский регион	15.0 млрд. долл. США
- реконструкция магистральных газопроводов Средняя Азия - центр	
<u>(без этого возникнут проблемы реэкспорта газа из Ср.Азии)</u>	<u>2.0 млрд. долл. США</u>

Итого: 157.0 млрд. долл. США

К перечисленным выше инвестициям следует добавить затраты на капитальный ремонт существующих газотранспортных мощностей (компрессорного оборудования и магистральных газопроводов, отводов и продуктопроводов в 162.1 тыс. км) и строительство новых в связи с планами газификации России, в реконструкцию и создание новых ГПЗ, заводов СПГ и газовых хранилищ.

Без реализации перечисленных выше проектов годовая добыча газа не может быть доведена к 2020 г. до 730 млрд. м³, как это предусматривается «Энергетической стратегией России до 2020 г.», не будет и запланированных экспертных поставок газа в Европу, страны АТР и США.

Одному Газпрому собственными силами стоящие перед газовой отраслью проблемы не решить. Необходимо привлечение независимых производителей газа (НОВАТЕК и др.) и ВИНК (Лукойл, Сургутнефтегаз, Роснефть, ТНК-ВР и др.), которые готовы уже сегодня наращивать добычу газа. Но для этого Газпром должен предоставить компаниям доступ к ЕСГ. По-видимому, нужна и либерализация цен на газ.

Выводы

1. Минерально-сырьевая база УВ в России объективно истощается, в структуре запасов быстро нарастает доля трудноизвлекаемых запасов. В ближайшие 2 - 3 десятилетия нефтяная промышленность России будет работать с трудноизвлекаемыми запасами и малодебитными месторождениями. Рентабельность разработки таких месторождений подвержена сильному влиянию мировых цен на нефть.

2. Дефицит инвестиций в нефтегазовый комплекс (НГК) ведет к сокращению объемов эксплуатационного и поисково-разведочного бурения. Как следствие, стареют и морально изнашиваются основные фонды НГК, на разрабатываемых месторождениях падает КИН, ГРП с 1994 г. в нефтегазодобывающих регионах не обеспечивают приросты запасов нефти и газа, необходимые для простого восполнения запасов. Основой прирост запасов идет за счет

доразведки «старых» месторождений путем перевода запасов категории C_2 в C_1 . Резко ухудшилась и структура новых открытий, падает эффективность ГРП.

3. Анализ состояния МСБ нефти показывает, что большинство нефтедобывающих регионов России на сегодняшний день не имеют промышленных запасов нефти, достаточных для поддержания высоких уровней добычи до 2010 г. Большая часть запасов, ожидающих своего освоения, в т.ч. и газовых, является низкорентабельной для освоения, подготовлена в труднодоступных районах со слабой инфраструктурой.

4. Расчеты показывают, что оптимистический прогноз добычи нефти, приведенный в «Энергетической стратегии России до 2030 г.» вряд ли сбудется, поскольку даже реализация умеренного варианта добычи (см. табл. 5) требует до 2030 г. прирастить только за счет ГРП 8.6 млрд. т новых промышленных запасов нефти.

Для получения таких приростов запасов нефти годовые объемы глубокого бурения следует довести до 2.5 млн. м/год, объем сейсморазведки 2D – до 130 - 140 тыс. пог. км, 3D – не ниже 10 - 15 тыс. км². Для реализации таких объемов работ ежегодные ассигнования в ГРП должны составлять порядка 3.7 млрд. долл. США/год.

Невыполнение программы приведет к падению добычи нефти в Западной Сибири, Волго-Урале уже с 2010 г., а нефтедобыча в Восточной Сибири и на морях не оправдает связанных с ними надежд.

5. Анализ существующего законодательства по природопользованию требует серьезных корректировок. Необходимо в законодательном порядке вернуть отчисления на восполнение МСБ или найти ему полноценную замену (специальный фонд), отменить плоскую шкалу налога на добычу, ввести тариф экспортной пошлины за баррель, а не тонну нефти, обязать компании компенсировать добычу воспроизводством запасов (за счет собственных ГРП или их финансирования).

Чтобы не усугублять положение в нефтегазовой отрасли, необходимо:

1. Минпромэнерго и МПР РФ выполнить переоценку (уточнение) остаточных активных запасов на разрабатываемых и законсервированных объектах. На открытых месторождениях выделить активную (рентабельную) часть запасов. В связи с этим провести экономическую оценку проектов разработки месторождений и перспективных объектов по единой методике и нормативам, для разного уровня цен на УВ сырье.

До проведения геолого-экономической оценки запасов доработать созданную недавно «Классификацию запасов» и создать методическое руководство по ее применению, в частности по интервально-вероятностной количественной и стоимостной оценке запасов и ресурсов. В созданной методике интервально-вероятностная оценка пока не упоминается, а

для стоимостной оценки запасов и ресурсов предложены NPV, EMV - показатели, используемые в зарубежной практике более 50 лет в качестве критериев принятия плановых решений, но не для стоимостной оценки запасов и ресурсов [Newendorf, 1975; Megil, 1985].

2. Для каждого месторождения определить щадящие режимы разработки (доработки) и методы возможно-допустимой интенсификации. Предусмотреть реабилитационные циклы для месторождений и залежей с выработанными активными запасами. Создать технические, технологические и затратные нормативы на разработку/доработку месторождений с разными горно-геологическими условиями и качеством запасов.

3. Проводить ГРП за счет средств Федерального бюджета, средств субъектов РФ и недропользователей по единой программе ВМСБ, которую ежегодно утверждать в МПР РФ.

Требуется новая Энергетическая стратегия России до 2030 г., которая на основе макроэкономического анализа должна определить: Сколько нужно добывать УВ в России? Какой должна быть оптимальная структура добычи, переработки и экспорта УВ?

Только после этого можно планировать оптимальные объемы приростов запасов УВ в России, их распределение по регионам и во времени, оценить требуемые для этого инвестиции и возможные источники их поступления.

Литература

Megil R.E. Long-Range Exploration Planning, Tulsa, 1985, 90 p.

Newendorf P.D. Decision Analysis for Petroleum Exploration, Tulsa, 1975, 667 p