

УДК 553.98.042(470+571)

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

НЕФТЯНОЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ. ПРОБЛЕМЫ ЕГО ОЦЕНКИ И ОСВОЕНИЯ

Начальные ресурсы нефти по многим регионам и акваториям России завышены и требуют переоценки. Промышленные запасы по основным нефтедобывающим регионам сокращаются, истощены и не способны поддержать высокие уровни добычи нефти на ближайшие 5 лет. Нарращивание добычи требует ввода в разработку месторождений Восточной Сибири, Ненецкого автономного округа и шельфов России. Для удержания добычи нефти к 2030 г. выше 420 млн. т в год потребуются прирастить не менее 12.5 млрд. т новых запасов, из них 4,0 млрд. т на открытых месторождениях за счет повышения коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: нефтяной потенциал, экономическая оценка, начальные суммарные ресурсы нефти, прирост промышленных запасов, уровни добычи.

Нефтегазоносные бассейны России и их акваториальные обрамления отличаются размерами, богатством недр, природно-климатическими условиями, инфраструктурой, степенью разведанности ресурсов и освоенности запасов УВ и, как следствие, разной достоверностью количественных оценок УВ.

В результате последней переоценки (на 1.01.2002 г.) начальные суммарные ресурсы нефти по сравнению с аналогичной их оценкой на 1.01.1993 г. возросли практически по всем нефтегазоносным регионам и акваториям России более чем на 6.4 млрд. т. В частности, в Западной Сибири – основном регионе нефтедобычи – начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти увеличились почти на 2.1 млрд. т с серьёзным перераспределением прогнозных ресурсов в пользу Ямало-Ненецкого автономного округа ЯНАО (возросли на 6.4 млрд. т), в основном, за счет Ханты-Мансийского автономного округа ХМАО, где сокращены 4.65 млрд. т. Сегодня НСР нефти в ЯНАО стали сопоставимы с оценками начальных ресурсов нефти Приволжского и Сибирского федеральных округов!

В целом по России разведанность НСР нефти на 1.01.2007 г. составляла 33,5%. В связи с этим логичен вопрос: почему средние нефтяные открытия по стране опустились ниже 1,5 млн. т? Ответ очевиден: начальные ресурсы нефти завышены.

Неуклонный рост добычи нефти в течение последних 8 лет позволял говорить о высокой обеспеченности нефтяной промышленности России промышленными запасами. Однако, в 2005 г. темп роста добычи нефти, несмотря на стремительный взлет цен на углеводороды (УВ), упал до 2.2%, пока наметившаяся тенденция лишь нарастает.

Годовая добыча нефти в России в 2007 г. достигла 473,65 млн. т, накопленная почти 18,8 млрд. т. Начальные запасы открытых месторождений выработаны более чем на 50%. Степень выработанности запасов активно осваиваемых месторождений (150) приближается к 60%.

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.

Наиболее вероятные уровни добычи нефти по регионам России до 2030 г. приведены в табл. 1 [Подольский, Прищепа, 2007]. Очевидно, до 2030 г. для простого восполнения добычи необходимо подготовить не менее 12,5 млрд. т новых промышленных запасов нефти. Отсюда, требуется 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 развитие нефтегазового комплекса России (без учета расходов на скупку активов действующих предприятий и 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 связи с отмеченным можно утверждать, что «Энергетическая стратегия России до 2020 г.» по объемам инвестиций в НГК, в т.ч. на геологоразведочные работы (ГРР), не выполняется. Мы просто «проедаем» запасы и эксплуатируем промышленный комплекс, созданный в СССР.

С 1992 г. на нефтяной баланс поставлено 816 новых месторождений. Однако текущие промышленные запасы нефти в стране сократились за это время примерно на 2.62 млрд. т. Если учесть, что за 1992-2006 гг. было добыто 5,3 млрд. т нефти, то прирост запасов нефти по России в целом (с учетом списаний и пересчетов запасов около 2,7 млрд. т) компенсировал лишь 50,5% накопленной добычи. Самое низкое восполнение добычи запасами было в Западной Сибири – всего 1,5 %, где за 1993-2006 гг. добыто 3,4 млрд. т нефти, а запасы сократились на 3,35 млрд. т. Последнее означает, что весь прирост запасов нефти в Западной Сибири, несмотря на постановку на учет 306 новых месторождений, смог компенсировать лишь списания запасов.

Таблица 1

Возможные уровни добычи жидких УВ в России до 2030 г., млн. т¹

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	320* (323)	305 (310)	280 (295)	270 (280)	250 (260)	7650 (7835)
Волго-Урал	136.7	112.2	80.5	78.4	96.5	98.0 (101.0)	90.0 (95.0)	70.0 (75.0)	55,0 (65,0)	45,0 (50,0)	2020 (2150)
ТПП	19.4	16.4	9.3	12.2	23.0	28 (30.0)	34 (36.0)	33 (35.0)	32 (34)	32 (34)	800 (845)
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	8.0 (14)	36.0 (41.0)	36.0 (41.0)	35.0 (40.0)	35.0 (40.0)	655 (765)
Шельф	-	-	-	1.8	3.1	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	475.2 (494.4)	503,8 (523.0)	457.5 (486.5)	429,9 (458,9)	399,4 (423,4)	11940 (12476)
Конденсат (всего Россия)					14.6	18.0	20.0	25.0	30.0	30.0	592
Всего жидких УВ в России					466.3	493.2 (512.4)	523.8 (543.0)	482.5 (511.5)	459,9 (488,9)	429,4 (453,4)	12300 (12864)

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

¹ [Подольский, Прищепа, 2007]

В целом по России основной прирост запасов нефти достигался на уже открытых месторождениях за счет «переоценки» запасов (в т.ч. с повышением *коэффициента извлечения нефти* КИН) и их доразведки путем перевода запасов C_2 в категорию C_1 .

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, в т.ч. по Ханты-Мансийскому АО – основному региону нефтедобычи – 0,351 /из них для запасов категории АВ (23% от запасов ABC_1C_2) - 0,425, для запасов C_1 (47,7%) - 0,269 и C_2 (29,3%) - 0,209/.

Если принять, что подвижная нефть в коллекторах составляет не менее 50%, то 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.

В нефтяном балансе страны на 1.01.2007 г. промышленные запасы нефти учтены по 2627 месторождениям. На 109 крупнейших месторождений России приходится 2/3 текущих промышленных запасов нефти.

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 месторождения) 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.

В нераспределенном фонде недр (НФН) – 573 месторождения, в т.ч. 10 – ранее разрабатываемых (25,2% запасов НФН), 43 - подготовлены к разработке (19,2%), 300 – в разведке (48,65%), 220 – в консервации.

Отсюда - вывод: в настоящее время уровни добычи, объемы инвестиций в разработку и геологоразведку практически целиком определяются вертикально интегрированными компаниями.

Анализ состояния МСБ нефти в России показывает, что большинство нефтедобывающих регионов не имеют промышленных запасов нефти, достаточных для поддержания высоких уровней добычи даже на ближайшие 5 лет.

В качестве примера рассмотрим обеспеченность добычи нефти промышленными запасами по 13 компаниям Западной Сибири – табл. 2. Как следует из таблицы, годовые

отборы из текущих запасов превышают 6%. Отсюда, к 2020г. текущая добыча нефти 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.

Таблица 2

Обеспеченность добычи нефти промышленными запасами по 13 компаниям Западной Сибири

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

Для удержания добычи нефти на уровне 2005г. 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 запасов подобного качества, ожидающих своей разработки, в Западной Сибири просто нет. Предположим, что компенсация добычи будет проводиться запасами, из которых возможные годовые отборы оцениваются в 3%. Запасов такого качества потребуется ввести в разработку до 2020 г. уже 5.5 млрд. т.

А есть ли они в регионе?

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, 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.

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 540 месторождений распределенного фонда и около 570 месторождений нераспределенного фонда (из которых 220 в консервации), ожидающих своего освоения.

Все текущие запасы открытых месторождений требуют корректной переоценки. К сожалению, новая методика классификации запасов и ресурсов [Классификация запасов..., 2005; Методические рекомендации..., 2005], утвержденная МПР РФ, имеет очевидные недостатки, особенно в экономической своей части [Подольский, 2003]. Так, в качестве стоимостной оценки запасов в методике предлагается использовать NPV – приведенную оценку сверхприбыли, получаемой в случае реализации конкретного (какого -?) проекта разработки. Но согласно рис. 1 – данный показатель лишь малая часть стоимостной оценки извлекаемых запасов месторождения. Согласно [Newendorp, 1975; Megil, 1988] для стоимостной оценки запасов гораздо лучше подходит значение NPV, рассчитанное до налогообложения (before taxes).

Достаточно призрачны перспективы прироста промышленных запасов за счет новых открытий (во времена перестройки в целом по России он не превышал 50 млн. т в год), хотя текущие ресурсы нефти категории C_3 в России и оцениваются сегодня по 3468 объектам почти в 13,4 млрд. т (извлек.). Дело в том, что в последние годы, несмотря на увеличение числа перспективных объектов в фонде подготовленных, значительно уменьшились средние запасы на перспективную площадь, 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.

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

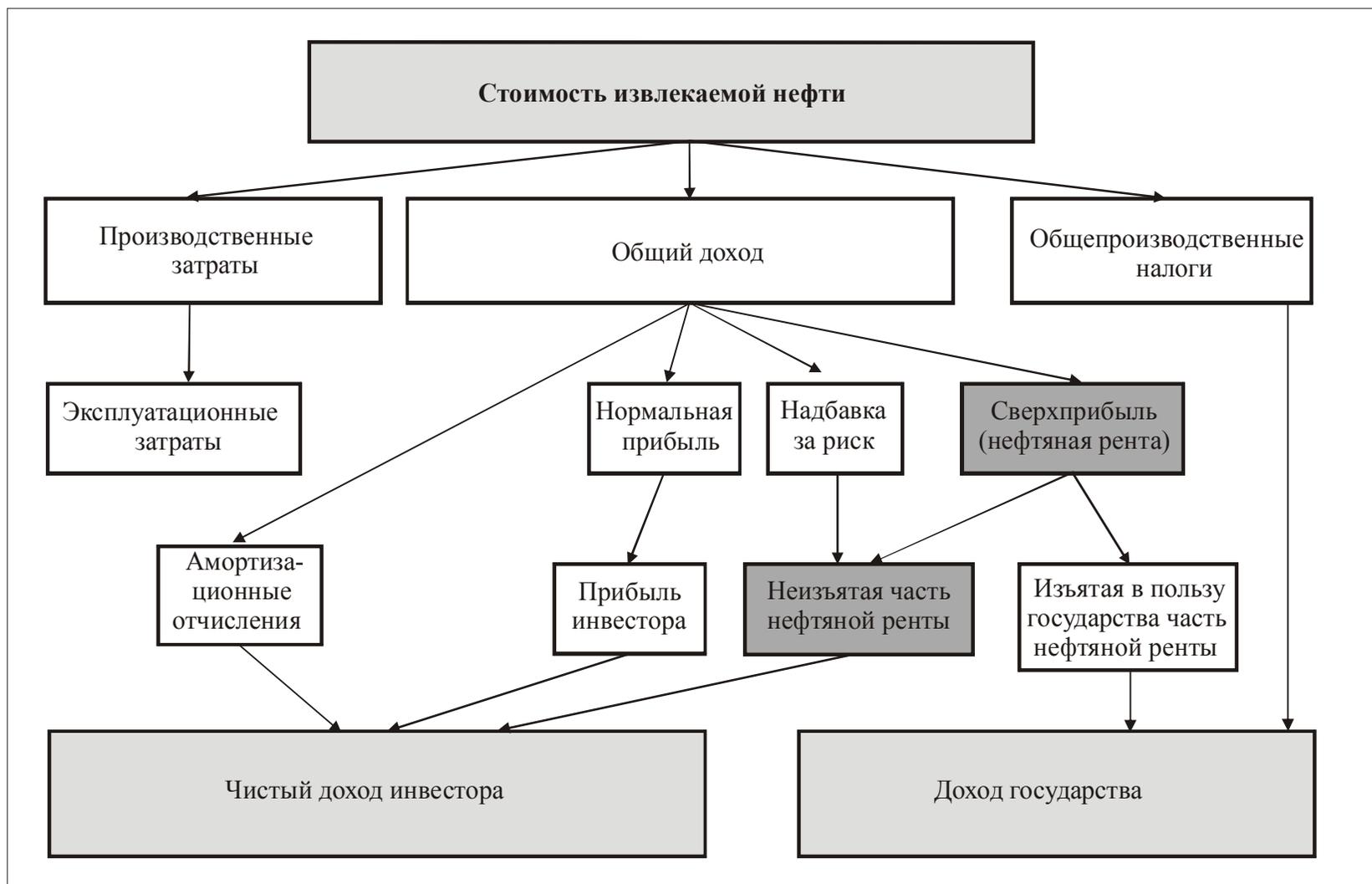


Рис. 1. Распределение дохода от освоения ресурсов нефти и газа между пользователями и собственниками недр

В этом случае он оценивает возможный выигрыш от поисковых работ в целом, а не на отдельных структурах, введенных в совместное опоскование, т.к. на каждой из них результаты ГРП в соответствии с принятым $K_{удачи}$ (оценка его величины – задача самостоятельная) могут оказаться как позитивными, так и отрицательными – рис. 2. Наконец, при обосновании возможной динамики приростов запасов за счет новых открытий серьезного рассмотрения требует точность оценок НСР конкретных территорий. По данным имитационного моделирования [Белонин, Подольский, 2006] эти оценки во многих регионах завышены.

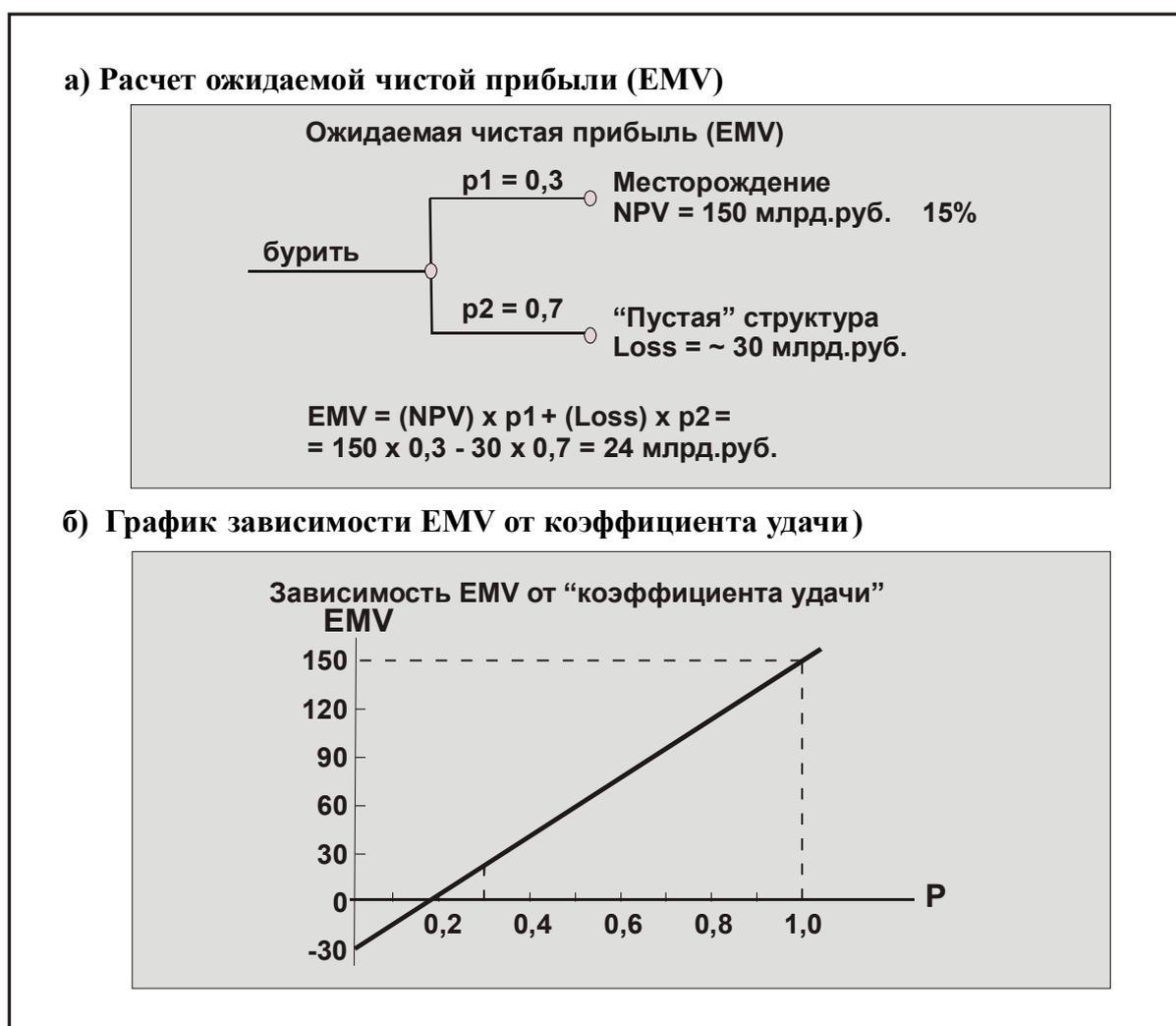


Рис. 2. Использование концепции ожидаемой прибыли при оценке инвестиционных проектов

В качестве примера рассмотрим Непско-Ботуобинскую НГО Восточной Сибири, где по состоянию на 1993 г. НСР УВ оценивались в 14960 млн. т у. т. (геологич.). С 1961 г. по 2005 г. в регионе было открыто 26 месторождений с суммарными геологическими запасами по кат. C_1 и C_2 (нефть, растворенный и свободный газ, конденсат) - 4398.1 млн. т у. т. Первые 13 открытий (1961-1983 гг.) обеспечили прирост 3535.7 млн. т у. т. (среднее открытие - 272 млн.

т), последующие 13 открытий – лишь 862.4 млн. т у. т. (среднее открытие 66 млн. т). Отсюда следует, что средние открытия во второй период уменьшились по сравнению с первым более чем в 4 раза. При этом три месторождения (Среднеботуобинское, Верхнечонское и Чаяндинское) из четырех крупнейших были открыты на первом этапе ГРП в регионе. Мало того, последние 10 открытий (с 1985 г.) имеют суммарные запасы 307.7 млн. т у. т, то есть размер средних открытий опустился до 30.7 млн. т у. т (в пересчете на извлекаемую нефть при $K_{извл.} = 0.27$ средний размер нефтяного открытия менее 8.3 млн. т. И это по кат. C_1 и C_2 !).

Модели распределения УВ ресурсов по месторождениям разной крупности, динамики ожидаемых открытий в регионе (при НСР= 14960 и 7000 млн. т у. т.) приведены на рис. 3.

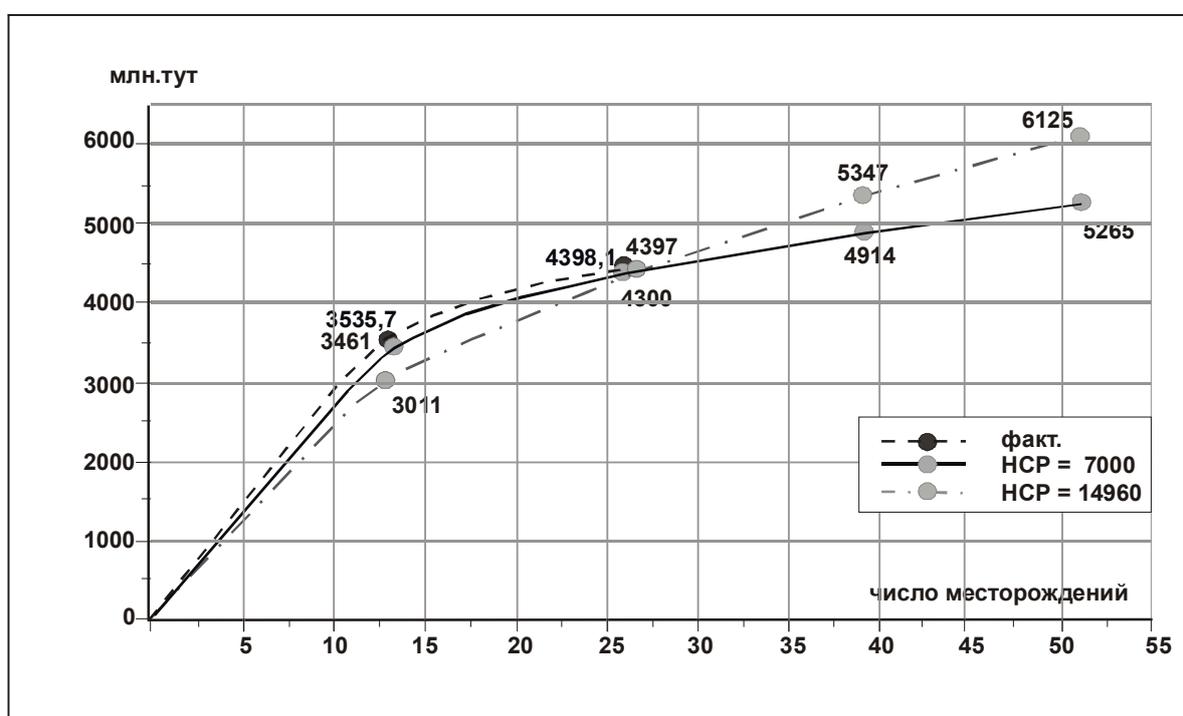


Рис. 3. Имитационные модели открытий в Непско-Ботуобинской НГО при разных оценках НСР УВ

Первая модель распределения с НСР = 14960 млн. т у. т. настроена по разведочной выборке месторождений в целом, вторая (табл. 3) – на приросты запасов по этапам ГРП.

Прогноз открытий для моделей с НСР:

	14963 млн. т	7000 млн. т	Факт
I этап(13 открытий)	3011	3461	3535.7
II этап(13 открытий)	1386.8	839	862.4
Итого 26 открытий	4397.5	4300	4398.1

Таблица 3

**Модель распределения геологических ресурсов УВ в Непско-Ботубинской НГО
(НСР = 7000 млн. т у. т.)**

Параметры	Всего	в т.ч. по классам крупности				
		1-11	11-90	90-250	250-1300	1300
Средний размер месторождений, млн.т.у.т.	31.2	6.45	37.8	144.4	607.7	1461.2
Распределение начальных ресурсов						
Число месторождений.	224.6	175.2	37.8	7.5	3.1	1.0
Ресурсы, млн.т.у.т.	7000	1130	1430	1078	1870	1492
Фактические открытия:						
I этап (13 месторождений)*	13/3535.7	2/20.85	4/117.6	4/613.4	2/1322.6	1/1461.2
II этап (13 месторождений)	13/862.4	6/30.8	5/222.6	1/108.5	1/500.5	-
Всего – 26 месторождений	26/4398.1	8/51.7	9/340.2	5/721.9	3/1823.1	1/1461.2
Распределение прогнозных ресурсов						
Число месторождений.	198.6	167.2	28.8	2.5	0.1	0.2
Ресурсы, млн.т.у.т.	2601.9	1078.3	1089.8	356.1	46.9	30.8
Ожидаемые открытия:						
I этап (13 месторождений)	13/516.3	5.7/36.7	5.6/213.0	1.6/236.7	0.03/25.3	-/4.6
II этап (13 месторождений)	13/350.9	6.9/44.5	55/208.0	0.6/83.6	0.01/9.1	-/5.8

* числитель- число месторождений, знаменатель – запасы, млн. т у. т.

Модель с НСР = 7000 млн. т у. т. описывает геологоразведочный процесс в Непско-Ботубинской НГО лучше. В силу этого следует признать, что начальные ресурсы в Непско-Ботубинской НГО завышены почти в 2 раза.

Согласно модели с НСР = 7000 млн. т у. т. ближайшие 26 открытий могут обеспечить прирост геологических запасов в объеме 867.2 млн. т у. т. Примерно половина открытых месторождений будет иметь средние геологические запасы свыше 35 млн. т у. т., в т.ч. 2-3 месторождения могут оказаться крупнее 90 млн. т у. т. Приняв долю нефти в прогнозных ресурсах как 0.52 и $K_{извл.} = 0.27$, легко рассчитать, что ближайшие 26 открытий способны обеспечить прирост нефти в объеме 122 млн. т, свободного газа – свыше 400 млрд. м³, конденсата – порядка 10 млн. т.

Легко видеть, что выполненный прогноз не обещает больших приростов запасов нефти и газа в Непско-Ботубинской НГО – одном из крупнейших регионов Восточной Сибири, с которыми связывается наполнение нефтью ВСТО.

Выводы:

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 уже составляет 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;

- 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, обладающие пока достаточной обеспеченностью текущей добычи имеющимися у них запасами, воздерживаются от масштабного финансирования ГРП (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. за рубежом.

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. В то же время потенциал нефтедобывающих регионов остаётся достаточно высоким и позволяет удержать достигнутые уровни добычи нефти по крайней мере на ближайшие 5-10 лет. Для этого необходимо увеличить объемы эксплуатационного бурения на уже действующих месторождениях, доведя тем самым плотность сетки скважин до предусмотренной проектами разработки на весь период «жизни» месторождений, перейти к системному применению методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи, добиваться сбалансированных отборов жидкости с закачкой воды в пласт, проводить на промыслах полноценные исследования с целью надежного информационного обеспечения технологического проектирования процессов разработки. Все это требует колоссальных затрат, особенно при разработке трудноизвлекаемых запасов. Необходима серьезная корректировка законодательной базы недропользования и системы налогообложения ГРП и разработки.

Литература

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

Подольский Ю.В. Первоочередные задачи геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов // Сб. докладов Международной конференции «Теория и практика геолого-экономической оценки нефтегазовых объектов. Оценка инвестиционной привлекательности объектов лицензирования» - СПб.: ВНИГРИ, 2003. - С. 46-58.

Подольский Ю.В., Прищепина О.М. Нефтегазовый потенциал России. Современное состояние, перспективы развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электр. науч. журн. ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2007 (2) <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>.

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

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

Megil R.E. An Introduction to Exploration Economics // PennWellBooks. - Tulsa, 1988. -238 p.

Newendorp P.D. Decision Analysis for Petroleum Exploration. - Tulsa, 1975. – 667 p.

Рецензент: Прищепина Олег Михайлович, доктор геолого-минералогических наук.

Podolsky Yu.V.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia

OIL POTENTIAL OF RUSSIA. PROBLEMS OF ITS ESTIMATION AND DEVELOPMENT

Ultimate potential oil resources in many Russia onshore and offshore regions have been overestimated and their revision is required. The commercial oil reserves in the major oil-producing regions decline, deplete; they are not capable to maintain the high levels of oil production within the next five years. For oil production grow it is necessary to put the fields of Eastern Siberia, the Nenets Autonomous Okrug and the Russia shelves into production. For maintaining an oil production at a level of more than 420 million t/year by 2030, it is necessary to grow no less than 12.5 billion t of new reserves including 4.0 billion t in already discovered fields as a result of increasing an oil recovery factor.

Key words: oil potential, economic estimation of exploration, ultimate potential oil resources, additions to commercial reserves, production rates.

References

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

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.

Megil R.E. An Introduction to Exploration Economics, PennWellBooks, Tulsa. - 1988, 238 p.

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 №23 and Rosnedra of 09.04.2007.

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

Podolsky Yu.V. Immediate tasks of geological-economic estimation of oil-gas objects // Collection of papers of International Conference “Theory and practice of geological-economic estimation of oil-gas objects. Estimation of investment attractiveness of licensing objects” - SPb: VNIGRI, 2003. - P. 46-58.

Podolsky Yu.V., Prischepa O.M. Oil-gas potential of Russia. Present state, prospects of development // Oil-gas geology. Theory and practice: electronic scientific journal. VNIGRI. – SPb.: VNIGRI, 2007 (2) <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>.