

УДК 519.2:553.98.042(470.111+470.13)

Подольский Ю.В., Авсиевич А.И., Лебедева Л.В.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ОЦЕНКА НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ МЕТОДОМ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

За последние 30 лет официальные оценки извлекаемых начальных суммарных ресурсов нефти Тимано-Печорской провинции выросли почти в два раза. В силу этого, несмотря на серьезные объемы геологоразведочных работ и приросты промышленных запасов, коэффициент разведанности нефтяных ресурсов в регионе остается практически постоянным. Резкое сокращение размеров новых открытий на этом фоне можно объяснить завышенными оценками начальных суммарных ресурсов, что подтверждается результатами имитационного моделирования.

Ключевые слова: углеводороды, начальные суммарные ресурсы, количественная оценка углеводородов, геологоразведочные работы, имитационное моделирование, Тимано-Печорская провинция.

История вопроса

Достоинство любой методики определяется результатами ее применения на практике. В нашем случае - это сходимости прогнозов, полученных методами имитационного моделирования, с фактическими результатами геологоразведочных работ (ГРР).

Впервые количественная оценка углеводородных (УВ) ресурсов Тимано-Печорской провинции (ТПП) методами имитационного моделирования была выполнена в конце 1985 г. с целью обоснования показателей ГРР в провинции на XII пятилетку. Были оценены УВ ресурсы всех нефтегазоносных областей (НГО), выполнен прогноз динамики открытий по НГО, выбраны оптимальные направления ГРР, и на основании «спущенных сверху» объемов ГРР (2300 тыс. м) дан прогноз основных показателей Комплексной программы ГРР на XII пятилетку. Одновременно было рекомендовано сохранить существовавшие на 01.01.1984 г. (Макаревич В.Н. и др., 1984) оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти и сократить НСР природного газа (табл. 1).

В оценках НСР УВ на 1988 г. ресурсы газа были сокращены, однако успешные работы на нефть в XII пятилетке (1986-1990 гг.) привели к резкому увеличению НСР нефти. Эта тенденция сохранилась до 1993 г. (Клещев К.А., ВНИГРИ, 1993).

В табл. 2 приведены основные плановые показатели ГРР в ТПП на XII пятилетку, оцененные методами имитационного моделирования (Подольский Ю.В. и др., ВНИГРИ,

1986), утвержденные в Комплексном проекте геологоразведочных работ (Каретников Л.Г., ВНИГРИ, 1986), и фактические результаты работ в регионе за 1986-1990 гг. (Решение совместного заседания секции «Геология нефти и газа», НТС Мингео СССР, апрель, 1991 г.). Легко заметить, данные имитационного моделирования достаточно хорошо подтверждены практикой и заслуживают доверия (табл. 2).

Таблица 1

Динамика официальных оценок начальных суммарных ресурсов нефти и газа в Тимано-Печорской провинции с 1984 по 2009 гг.

Вид ресурса	1984	1988	1993	2002	2009
Нефть, млн. т	10274,8/3032,3	13225,9/4149,6	13744,0/4349,2	16242,1/4907,6	17758,4/5598,4
Свободный газ, газ, млрд. м ³	3613	2500	2396	2821,7	3165,1

Таблица 2

Плановые показатели геологоразведочных работ в Тимано-Печорской провинции на XII пятилетку (1986-1990 гг.), полученные методами имитационного моделирования, заложенные в Комплексном проекте геологоразведочных работ, и их фактическое выполнение

Показатели	Данные имитационного моделирования	Показатели комплексного проекта ГРП	Фактические результаты ГРП
Объем глубокого бурения, тыс. м	2300	2307,5	2213,4
Прирост запасов, млн. т у. т., в том числе газа, млрд. м ³	422 45	355 75	431,4* 12,8
Эффективность ГРП, т у. т./м	183,5	145,2	194,9
Число новых открытий, в т. ч.	65 40 (>1,0 млн. т у. т.)	-	76 40 (>1,8 млн. т)
Коэффициент удачи	0,5 (в целом по ТПП)	0,3-0,4	0,55** 0,47***

*Кроме того, получен прирост промышленных запасов нефти в объеме 50 млн. т за счет увеличения КИН на Ярегском месторождении.

**По Архангельскгеологии.

***По Ухтанефтегазгеологии.

Очередная официальная переоценка ресурсов на 01.01.2002 г. (Лоджевская М.И. и др., ВНИГРИ, 2005), несмотря на более скромные результаты ГРП в регионе в первые годы перестройки, привела к дальнейшему увеличению НСР УВ в целом до 20469,9/8144,9 млн. т, в т.ч. ресурсов нефти на 2498,1/558,4 млн. т, природного газа – на 425,7 млрд. м³.

Практически одновременно с этой оценкой была выполнена количественная переоценка НСР УВ методом имитационного моделирования (Подольский Ю.В. и др., ВНИГРИ, 2003). Сопоставление оценок приведено в табл. 3.

Методами имитационного моделирования был выполнен прогноз приростов запасов за

счет новых открытий: при производстве 400 тыс. м глубокого бурения и 16,4 тыс. пог. км сейсморазведки в ТПП прогнозировалось открытие 33-34 новых месторождения с запасами нефти в 101 млн. т, газа – порядка 40 млрд. м³. Фактические результаты работ в 2002-2008 гг. по числу открытий и сумме приращенных запасов УВ оказались близки к прогнозам: в ТПП было открыто 29 месторождений с извлекаемыми запасами нефти 129 млн. т (из них 108,6 млн. т по кат. С2) и три газовых скопления с менее чем 1,5 млрд. м³ природного газа (по С1+С2).

Таблица 3

Распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов на 01.01.2002 г. по элементам нефтегеологического районирования Тимано-Печорской провинции, млн. т у. т. (данные имитационного моделирования и официальной оценки)

Элементы нефтегеологического районирования	Данные имитационного моделирования	Официально утвержденные НСР на 01.01.2002 г.
Тиманская НГО	557,5	625,7
Ижма-Печорская НГО	650,0	2252,9
Печоро-Колвинская НГО	5716,3	6756,7
Хорейверская НГО	3113,3	3428,4
Варандей-Адзъвинская НГО	2000,0	3203,5
Северо-Предуральская НГО	2006,2	3551,6
Малоземельско-Колгуевский НГР*	557,5	650,4
Суша ТПП, всего	14559,7	20469,9

*НГР – нефтегазоносный район.

Сказанное выше позволяет рассматривать оценки НСР УВ (отдельно нефти, газа и конденсата), полученные методом имитационного моделирования, как возможную альтернативу количественным оценкам НСР УВ, полученным традиционным методом сравнительных геологических аналогий; тем более что имитационные технологии позволяют прогнозировать эффективность будущих ГРП.

За период 2002-2008 гг. в структуре запасов нефти в ТПП произошли достаточно серьезные изменения:

1. Общий прирост запасов нефти в регионе составил +152,0/+230,0 млн. т по кат. С1 и порядка -12,6/+32,7 млн. т по кат. С2. Это значит, что был достигнут серьезный прирост запасов на старых месторождениях, прежде всего за счет пересчетов с увеличением КИН (около 180 млн. т по категории С1, в основном на месторождениях с тяжелыми и вязкими нефтями).

2. Произошла общая переоценка запасов «старых» месторождений, часть

месторождений была объединена (достаточно рассмотреть историю Тобойско-Мядсейского месторождения), открыто и поставлено на учет 29 новых месторождений. В результате произошли изменения в структуре открытых месторождений - «разведочных выборках», используемых при моделировании.

В связи с выше сказанным представляется целесообразным произвести переоценку НСР УВ на новой информационной базе.

Методика имитационного моделирования

При имитационном моделировании подходы к построению распределений ресурсов по крупности УВ скоплений для регионов с разной степенью изученности отличаются. Можно выделить две информационные ситуации [Белонин, Подольский, 2006]:

1. Перспективно нефтегазоносные либо слабо разведанные регионы с доказанной нефтегазоносностью (и единичными открытиями).

2. Частично разведанные регионы, где число открытых месторождений позволяет настраивать распределение НСР УВ по динамике фактических открытий (число последних более 10).

Очевидно, что неопределенность оценки НСР УВ и их распределения по месторождениям разной крупности уменьшается по мере освоения региона. Сами же методы прогнозирования должны в каждом конкретном случае соотноситься с точностью исходных данных и той практической потребностью, для которой прогнозы используются.

Перспективно нефтегазоносные и слабо освоенные регионы

Методика моделирования распадается на три последовательные операции:

- оценка величины и возможного числа крупнейших месторождений,
- многовариантное моделирование структуры НСР УВ, количественная оценка которых получена другими методами (например, методом геологических аналогий);
- анализ полученных результатов, выбор оптимального.

Очевидно, прогноз крупнейших УВ скоплений для слабо разведанных территорий (т.е. при минимуме геологической информации) приобретает первостепенное значение как для оценки НСР УВ в целом, так и для построения их распределений по УВ скоплениям разной крупности.

В настоящей работе для количественной оценки запасов и числа крупнейших месторождений в слабо изученных регионах использованы регрессионные модели, учитывающие величину НСР и их плотность [Белонин, Подольский, 2006].

Построение распределения НСР по крупности УВ скоплений описывается усеченным

распределением Парето со стандартными классами месторождений по величине запасов (3-10-30-100 – и т.д., в млн. т у. т.) в предположении, что хотя бы одно крупнейшее месторождение в регионе есть [Прогноз месторождений..., 1981].

Полученное таким образом распределение не претендует на большую достоверность и может быть перестроено с учетом оценок перспективных объектов в фонде выявленных и подготовленных площадей в пределах оцениваемой территории (если таковые объекты имеются), либо по аналогии с другими регионами.

Критерием правдоподобия построенного распределения может служить прогнозируемое число месторождений и их удельная плотность в оцениваемом регионе. Если удельная плотность месторождений оказывается слишком высокой, число месторождений в крупнейшем классе увеличивается, либо понижается оценка НСР, и строится новое распределение. Окончательный вариант искомого распределения НСР УВ по месторождениям разной крупности в слабо изученном регионе выбирается экспертным путем с учетом имеющегося фонда перспективных объектов и оценки их ресурсов. Интерпретация таких распределений возможна лишь на качественном уровне.

Рассмотренный подход использован при оценке НСР Малоземельско-Колгуевского НГР (без о. Колгуев, который был отнесен к акватории Печорского моря), северных территорий Ижма-Печорской и Северо-Предуральской НГО.

Частично разведанные территории

Под частично разведанными территориями понимаются целостные геологические объекты, в которых число реальных открытий превышает 10-15, среди них есть крупнейшее.

В этом случае распределения НСР по месторождениям разной крупности настраиваются по разведочной выборке с учетом динамики открытий по этапам ГРР в прошлом [Белонин, Подольский, 2006].

Моделирование распадается на ряд последовательных операций:

1. Разведочная выборка ранжируется по величине запасов открытых месторождений. Близкие по запасам месторождения объединяются в классы крупности, т.е. число и средние размеры классов в моделях распределений задаются природными классами месторождений.

Процедура имеет решающее значение при моделировании распределений месторождений, адекватных существующим в природе, и определяет корректность всех дальнейших расчетов на их основе. Дело в том, что в каждом регионе месторождения группируются в «свои» классы крупности, размеры и соотношения которых предопределяются дискретным распределением локальных структур и ловушек по размерам.

Использование в этих условиях стандартных классов приводит к искажению структуры ресурсов и их геолого-экономической оценки, так как последняя зависит от размеров месторождений.

2. Строится распределение НСР по месторождениям разной крупности на основе усеченного распределения Парето [Прогноз месторождений..., 1981]. Область задания функции и границы классов внутри этой области подбираются таким образом, чтобы число классов и средние размеры месторождений в них соответствовали естественному разбиению на классы фактически открытых месторождений.

3. Распределение НСР, полученное в п.2, используется для моделирования разведочной выборки в целом. При этом имитация очередного открытия рассматривается как процедура выбора месторождений из генеральной совокупности (без возвратов) и осуществляется методом Монте-Карло с вероятностью открытия месторождения определенного размера, равной доле ресурсов в выделенных классах крупности. В процессе моделирования запасы «открытого месторождения» вычитаются из структуры ресурсов, и вероятности очередного открытия по размеру пересчитываются.

Результатом моделирования является величина и структура выявленных запасов, в т.ч. общее количество «открытых» месторождений, их запасы, распределение месторождений и запасов по классам крупности.

Сравнение полученных результатов с фактическими открытиями позволяет оценить адекватность имитационной модели результатам реального геологоразведочного процесса. Если структура моделируемых и фактических открытий оказывается достаточно близкой (экспертная оценка), оценка НСР УВ принимается за основу, и их распределение по месторождениям разной крупности считается «настроенным» по разведочной выборке в целом.

На начальных стадиях моделирования имитируемые и фактические открытия совпадают редко (даже если число классов и средние размеры месторождений в модели и по факту одни и те же): либо фактически выявленные запасы «открываются» меньшим числом более крупных (чем по факту) месторождений, либо в процессе моделирования дополнительно «открывается» большое количество мелких месторождений. В первом случае это объясняется тем, что в моделируемой структуре крупных месторождений больше, чем реально существует в природе; во втором - завышением в структуре ресурсов числа мелких месторождений.

Дальнейшая «настройка» распределения по разведочной выборке в целом

осуществляется методом проб и ошибок путем «переливания» ресурсов из класса в класс до тех пор, пока результаты имитации не совпадут с фактом. Таким образом, в процессе «настройки» приходится отказаться от распределения Парето и структуру НСР УВ описывать гистограммой [Белонин, Подольский, 2006].

4. Полученное распределение начальных геологических ресурсов «настраивается» на динамику фактических открытий в регионе. Для этого все открытые месторождения в регионе ранжируются по времени открытия. Полученный временной ряд реальных открытий разделяется на 2-3 группы, характеризующие временные этапы ГРР в регионе.

Проводится моделирование реальных открытий по выделенным этапам ГРР, для каждого из которых известно число и распределение по запасам реально открытых месторождений.

Моделирование открытий по выделенным этапам позволяет оценить адекватность имитационной модели динамике ГРР в прошлом. Хорошее совпадение результатов моделирования с фактом позволяет утверждать, что построенное распределение и модель открытий хорошо настроены на динамику геологоразведочного процесса.

Практика показывает, что очень часто динамика открытий по модели и по факту не совпадает. И если принять, что стратегия поисков в регионе отвечает принятой в модели вероятности открытий, то наиболее правдоподобная причина расхождения результатов моделирования с фактом - неверные (часто завышенные) оценки величины НСР, принятые для расчетов.

В последнем случае весь цикл моделирования повторяется при различных значениях НСР (направленный перебор) до совпадения результатов имитации с фактом. Полученное при этом распределение НСР по месторождениям разной крупности, как и сама оценка величины ресурсов, считаются верными.

Таким образом, предлагаемая методика позволяет не только строить распределение НСР по месторождениям разной крупности, но и корректировать сами оценки начальных ресурсов нефти и газа.

5. Распределение прогнозных ресурсов получается вычитанием из структуры НСР фактически открытых месторождений и служит базой для их геолого-экономической оценки и моделирования ожидаемых открытий и перспективного планирования ГРР.

Пример оценки НСР УВ Ижма-Печорской НГО

В Ижма-Печорской НГО, в которой южная часть достаточно хорошо разведана (выявлено 61 месторождение), а северная (большая часть территории Тобышско-Нерицкого

и Седюяхинско-Кипиевского НГР площадью свыше 50 тыс. км²) находится на ранней стадии геологического изучения, начальные ресурсы на 01.01.2002 г. были утверждены в объеме 2252,9 млн. т у. т., в т.ч. нефти – 2050,7/649,8 млн. т (КИН=0,317), растворенного газа – 91,8/36,4 млрд. м³, природного газа – 108,2 млрд. м³, конденсата – 2,2/1,5 млн. т.

На 01.01.2009 г. в НГО открыто 61 месторождение с геологическими запасами категории ABC1C2 - 607,2 млн. т у. т. (разведанность НСР УВ – 25,3%), в т.ч. нефти 560/214,7 млн. т (КИН=0,383) - 92,3% всех подготовленных запасов, около 31 млрд. т у. т. (5%) - природного газа и конденсата (в 5 месторождениях), немногим более 16,0 млрд. м³ (2,7%) - извлекаемые запасы растворенного газа. Распределение открытых месторождений по величине геологических запасов УВ приведено в табл. 4.

Открытия до 1990 г. (31 месторождение) обеспечили прирост 498,7 млн. т у. т. (16,09 млн. т у. т. геологических запасов на месторождение), последующие 30 месторождений – всего 108,5 млн. т у. т. (среднее месторождение - 3,62 млн. т у. т.). Легко видеть, что средние размеры открытых месторождений после 1990 г. оказались почти в 4,5 раза меньше средних открытий первого этапа ГРП.

Таблица 4

**Фактическая структура открытых месторождений
(по величине запасов углеводородов: геологических нефти, природного газа, конденсата;
извлекаемых – растворенного газа*)**

Классы крупности от - до	Геологические ресурсы, млн. т у. т.	Число месторождений	Средний размер месторождений, млн. т у. т.
0,06-0,92	7,27	11	0,66
1,0-2,98	27,49	15	1,83
3,11-7,68	117,05	22	5,32
9,95-19,72	109,0	8	13,63
23,9-44,97	93,92	3	31,31
122,35-...	252,49	2	126,25
В целом	607,22	61	9,95

*В Балансах запасов приводятся только извлекаемые запасы попутного газа.

Прирост запасов за счет последних 9 открытий (после 2001 г.) составил по категориям C1C2 лишь 28,05/4,87 млн. т нефти, т.е. в среднем на одно месторождение -3,12/0,54 млн. т, что по извлекаемым запасам в 3 раза ниже средней оценки перспективных нефтяных объектов (средние ресурсы на объект – 5,8/1,82 млн. т, всего 59 площадей). Последнее дает основание усомниться в корректности оценок перспективных ресурсов, включенных в баланс на 01.01.2009 г.

В табл. 5 приведено распределение НСР УВ (утверждены на 01.01.2002) по

месторождениям разной крупности, настроенное по структуре реальных открытий в НГО. Построенное распределение может быть забраковано по трем причинам:

1. Прогнозируется слишком большое количество месторождений для перспективной площади НГО в 105,8 тыс. км².

2. Динамика открытий не совпадает с реальными открытиями по этапам ГРП (см. рис. 1). Моделирование будущих открытий в регионе позволяет рассчитывать на достаточно серьезные открытия в НГО, средние размеры которых значительно превышают фактические открытия последних лет и оценки перспективных структур.

3. Разведочная выборка открытых месторождений характеризует южную часть Ижма-Печорской НГО, следовательно, построенное распределение может характеризовать лишь эту часть территории.

Таблица 5

**Модель структуры начальных суммарных ресурсов углеводородов
Ижма-Печорской нефтегазосной области, настроенная по фактическим открытиям в целом***

Классы крупности от - до	Геологические ресурсы, млн. т у. т.	Число месторождений	Средний размер месторождений, млн. т у. т.
0,06-1,0	341,9	518,03	0,66
1,0-3,0	473,0	258,47	1,83
3,0-9,0	731,0	137,41	5,32
9,0-20,0	301,0	22,08	13,63
20,0-70,0	142,0	4,53	31,32
70,0-...	264,0	2,09	126,24
В целом	2252,9	942,62	2,39

*НСП=2252,9 млн. т у. т.

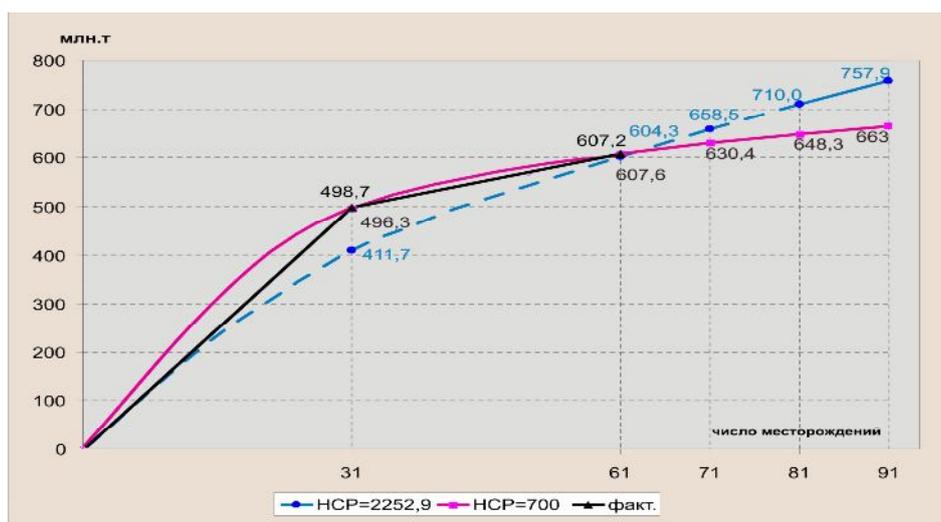


Рис. 1. Динамика фактических открытий в Ижма-Печорской нефтегазосной области, моделируемых открытий на основе структуры НСП=2252,9 млн. т у. т. и НСП=700 млн. т у. т.

В связи с этим, методом проб и ошибок получена оценка НСР УВ=700 млн. т у. т., распределение которых по крупности УВ скоплений (табл. 6) хорошо описывает структуру реальных открытий в регионе и их динамику по этапам ГРП (см. рис. 1). Именно эта оценка НСР УВ и была принята за оценку НСР УВ южной части Ижма-Печорской НГО.

Вычитая из табл. 6 данные имитации фактических открытий, получаем структуру прогнозных и перспективных ресурсов, представленную в табл. 7. Моделирование новых открытий на ее основе дало следующие результаты: первые 10 открытий – 22,9 млн. т у. т. (средний размер 2,3 млн. т у. т.), следующие 10 открытий – 18,5 млн. т (1,85 млн. т) – см. рис. 1, что хорошо согласуется с ресурсам перспективных площадей НГО.

Таблица 6

Оценка и модель структуры начальных суммарных ресурсов углеводородов в южной половине Ижма-Печорской нефтегазоносной области, настроенные по динамике реальных фактических открытий*

Классы крупности от - до	Геологические ресурсы, млн. т у. т.	Число месторождений	Средний размер месторождений, млн. т у. т.
0,06-1,0	38,0	57,58	0,66
1,0-3,0	62,0	33,88	1,83
3,0-9,0	140,0	26,32	5,32
9,0-20,0	112,0	8,22	13,63
20,0-70,0	95,0	3,03	31,32
70,0-...	253,0	2,0	126,24
В целом	700,0	131,03	5,34

*См. рис. 1.

Таблица 7

Модель структуры прогнозных ресурсов южной части Ижма-Печорской НГО*

Классы крупности от - до	Геологические ресурсы, млн. т у. т.	Число месторождений	Средний размер месторождений, млн. т у. т.
0,06-1,0	30,7	46,52	0,66
1,0-3,0	34,13	18,65	1,83
3,0-9,0	27,6	5,19	5,32
9,0-20,0	-	-	13,63
20,0-70,0	-	-	31,32
70,0-...	-	-	126,24
В целом	92,43	70,35	1,31

*При НСР=700 млн. т у. т.

Оценку НСР северной части Ижма-Печорской НГО проведем по методике, предназначенной для оценки слабоизученных территорий.

На 01.01.2002 г. плотность начальных УВ ресурсов в пределах оцениваемой территории не превышает 5 тыс. т/км² (оценка заимствована из прогноза методом сравнительных геологических аналогий). В пределах Ижемской ступени открыто мелкое нефтяное

месторождение (Макарельское), выявлен и подготовлен к бурению ряд структур, среди которых Кемьельская с нефтяными ресурсами 33,6/10,1 млн. т, Седьвожская –22,7/6,8 млн. т, Восточно-Кодачская –19,4/7,8 млн. т и др. Объективности ради следует отметить, что ряд структур этого региона разбурен, результат – отрицательный.

С учетом перспективной площади и существующей оценки удельной плотности ресурсов оценим НСР УВ на севере НГО в 200 млн. т у. т. Тогда, на основе регрессионной модели, предложенной М.Д. Белониным [Белонин, Подольский, 2006], размер ожидаемого крупнейшего открытия – 34 млн. т у. т., при пересчете на извлекаемую нефть – 10 млн. т (при КИН=0,3).

Модель распределения НСР УВ северной части Ижма-Печорской НГО (границы классов приняты по аналогии с южной частью НГО) с предположением, что на данной территории будет найдено по крайней мере одно месторождение с геологическими запасами 34 млн. т у. т., приведена в табл. 8.

Таблица 8

**Структура начальных геологических ресурсов углеводородов
в северной части Ижма-Печорской нефтегазоносной области**

Классы крупности от - до	Геологические ресурсы, млн. т у. т.	Число месторождений	Средний размер месторождений, млн. т у. т.
0,06-1,0	66,7	101,06	0,66
1,0-3,0	34,9	19,07	1,83
3,0-9,0	36,6	6,88	5,32
9,0-20,0	27,8	2,04	13,63
20,0-70,0	34,0	1,00	34,00
В целом	200,0	130,05	1,54

Анализ табл. 8 показывает, что на севере Ижма-Печорской НГО может быть открыто порядка 130 месторождений, но большинство из них в силу низкой плотности УВ ресурсов будет относиться к разряду мельчайших УВ скоплений. В то же время ближайшие 10 открытий, если нефтегазовый потенциал и его структура подтвердятся, ожидаются достаточно крупными – среднее открытие 6,3/2,0 млн. т (в пересчете на нефть), что не противоречит оценкам структур в фонде подготовленных. К сожалению, дальше эффективность ГРП будет быстро падать: уже следующие 10 открытий обеспечат прирост лишь 27,5 млн. т у. т.

Таким образом, проведенное моделирование позволяет сделать некоторые выводы:

1. В целом НСР УВ Ижма-Печорской НГО можно оценить в 930 млн. т у. т. (30 млн. т. у. т. добавлены путем пересчета извлекаемых ресурсов попутного газа в геологические). Оценка ресурсов по фазовому составу приведена в табл. 9.

2. На южную, наиболее разведанную часть области приходится порядка 730 млн. т у. т., которые разведаны по кат. АВС1С2 почти на 83,2%. В связи с этим ожидаемая эффективность дальнейших ГРП невысокая – средние размеры новых нефтяных месторождений в ближайшие 5-10 лет (зависит от объемов ГРП) – 2,00/0,75 млн. т.

3. Для северной, практически неосвоенной части Ижма-Печорской НГО, НСР УВ приняты в объеме 200 млн. т у. т. (на основе оценок нефтегазового потенциала территорий на 01.01.2002 г. методом сравнительных геологических аналогий). Смоделированное распределение ресурсов по крупности УВ скоплений позволяет надеяться на открытие достаточно крупных для региона месторождений. Однако, геологические риски здесь достаточно высоки, в связи с чем выполненные для этой части НГО прогнозы следует интерпретировать на качественном уровне.

Таблица 9

**Распределение начальных геологических ресурсов углеводородов
Ижма-Печорской нефтегазоносной области по фазовому составу
(согласно данным имитационного моделирования)**

	Нефть, млн. т	Растворенный газ, млрд. м ³	Свободный газ, млрд. м ³	Конденсат, млн. т	Сумма УВ, млн. т у. т.
Южная часть Ижма-Печорской НГО	645,9*/247,4	49,4/19,6	33,5	1,2/0,5	730,0/301,0
Северная часть Ижма-Печорской НГО	177,0/67,8	13,5/5,0	9,2	0,3/0,1	200,0/82,1
Ижма-Печорской НГО, всего	822,9/315,2	62,9/23,4	42,7	1,5/0,6	930,0/381,9

*Числитель – геологические, знаменатель – извлекаемые, млн. т у. т.

**Результаты количественной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов
Тимано-Печорской провинции методом имитационного моделирования**

Количественная оценка НСР УВ ТПП, выполненная методом имитационного моделирования по НГО провинции, приведена в табл.10.

Для оценки фазового состава НСР УВ по НГО использованы соотношения запасов нефти, газа и конденсата в реальных открытиях. Следует отметить, что высокие перспективы природного газа в Северо-Предуральской НГО в последние годы плохо согласуются с реальными открытиями. Если высокая газовая продуктивность Предуральского прогиба не подтвердится, фазовый состав УВ в Северо-Предуральской НГО может быть пересмотрен в сторону увеличения доли нефтяных ресурсов.

Ближайшие средние открытия в провинции оцениваются в 3,6 млн. т (извлекаемые запасы в нефтяном эквиваленте), что несколько скромнее открытий 2002-2009 гг. – 4,4 млн. т, но хорошо согласуются со средними запасами структур из фонда подготовленных

– 3,9 млн. т (среднее по 235 объектам).

Таблица 10

**Количественная оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов
Тимано-Печорской провинции методом имитационного моделирования**

	Нефть, млн. т	Растворенный газ, млрд. м ³	Свободный газ, млрд. м ³	Конденсат, млн. т	Сумма УВ, млн. т у. т.
Ижма-Печорская НГО	822,9/315,2*	62,9/23,4	42,7	1,5/0,6	930,0/381,9
Печоро-Колвинская НГО	3980,0/1417,0	375,2/126,0	574,0	45,3/28,9	4974,5/2145,9
Хорейверская НГО	2176,3/816,1	205,7/73,7	-	-	2382,0/889,8
Варандей-Адзвинская НГО	1970,0/524,0	108,2/30,3	-	-	2078,2/554,0
Северо-Предуральская НГО	673,5/203,4	28,2/7,7	1468,0	427,5/191,8	2597,2/1870,9
Тиманская НГО	600,8/182,7	2,1/0,4	22,8	-	625,7/205,9
Малоземельско-Колгуевский НГР**	277,4/87,3	28,1/8,6	19,1	0,7/0,6	325,3/115,6
Тимано-Печорская провинция, всего	10500,9/3545,7	810,4/270,1	2126,6	475,0/221,9	13912,9/6164,3

*Числитель – геологические, знаменатель – извлекаемые, млн. т у. т.

**Без ресурсов о. Колгуев, которые отнесены к акватории Печорского моря.

В целом оценки НСР УВ Тимано-Печорской провинции, полученные методом имитационного моделирования, оказались ниже утвержденных на 01.01.2002 г. на 6557,0/1980,6 млн. т или на 24,3% (по извлекаемым запасам). В частности, ресурсы нефти сокращены на 5774,4/1363,3 млн. т (на 27,8%), свободного газа – на 529,4 млрд. м³ (на 19,9%), конденсата – возросли на 72,4/22,4 млн. т (на 12,3%).

Заключение

Официальные количественные оценки НСР УВ в ТПП нарастают (см. табл. 1). В силу этого, несмотря на серьезные объемы ГРП и приросты промышленных запасов, коэффициент разведанности ресурсов в регионе остаётся практически постоянным. На этом фоне наблюдается резкое сокращение размеров новых открытий и подготавливаемых площадей. Последнее можно объяснить лишь завышенными оценками НСР в регионе, что и подтверждается результатами имитационного моделирования.

Литература

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

Прогноз месторождений нефти и газа. – М.: Наука. - 1981. – 350 с.

Podol'skiy Yu.V., Avsievich A.I., Lebedeva L.V.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia,
ins@vnigri.ru

EVALUATION OF TOTAL INITIAL HYDROCARBON RESOURCES OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE USING SIMULATION MODELING METHOD

Over the past 30 years, official estimates of recoverable total initial oil resources of the Timan-Pechora province have increased by almost two-fold. Because of this and despite the huge amount of exploration and growth of commercial reserves, the coefficient of oil resources exploration in the region remains constant. The sharp reduction in the size of new discovered fields can be associated with overvaluation of the total initial resources; and this fact is confirmed by simulation modeling.

Key words: hydrocarbons, total initial resources, quantitative evaluation of hydrocarbon, exploration, simulation modeling, Timan-Pechora province.

References

Belonin M.D., Podol'skiy Yu.V. *Neftegazovyy potentsial Rossii i vozmozhnosti ego realizatsii* [Oil and gas potential of Russia and the possibility of its development]. Saint Petersburg: Nedra, 2006, 376 p.

Prognoz mestorozhdeniy nefiti i gaza [Forecast of oil and gas fields]. Moscow: Nauka, 1981, 350 p.

© Подольский Ю.В., Авсиевич А.И., Лебедева Л.В., 2012