

УДК 553.98.042(470.111)

**Отмас А.А.(старший), Подольский Ю.В.**Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

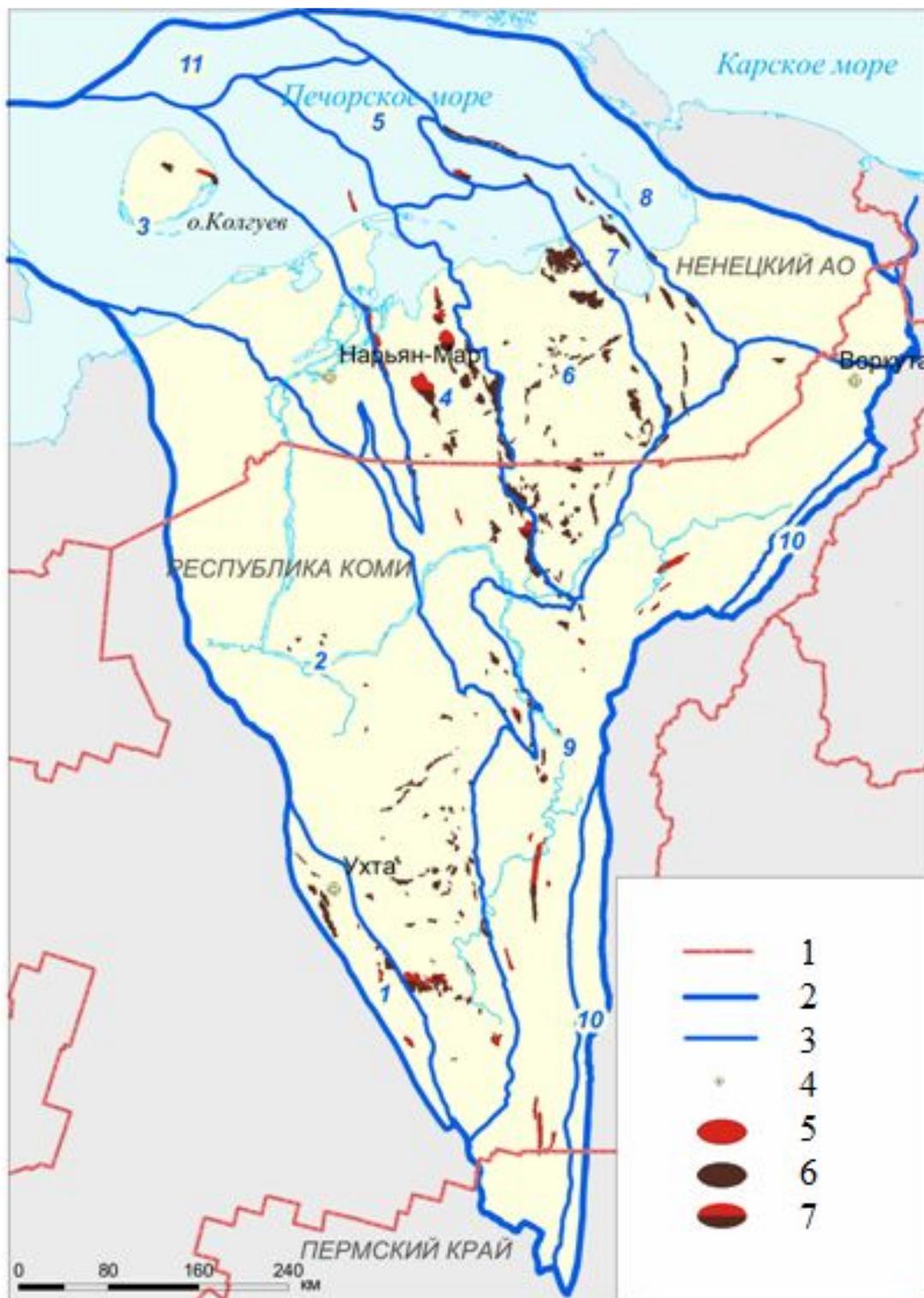
*Проанализирована динамика изменения официальных количественных оценок ресурсной базы углеводородного сырья в Ненецком автономном округе. Отмечено неуклонное нарастание начальных суммарных ресурсов углеводородов на фоне резкого сокращения размеров новых открытий и подготавливаемых площадей. Причина, скорее всего, в завышенных оценках начальных суммарных ресурсов углеводородов, что и подтверждается результатами имитационного моделирования. Несмотря на заметное сокращение текущих промышленных запасов, ближайшие перспективы развития нефтегазового комплекса в регионе следует связывать, в первую очередь, с текущими запасами.*

***Ключевые слова:** углеводороды, начальные суммарные ресурсы, количественная оценка углеводородов, геологоразведочные работы, имитационное моделирование, Ненецкий автономный округ.*

Территория Ненецкого автономного округа (НАО) в нефтегазогеологическом отношении является частью Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и приурочена к Малоземельско-Колгуевской, Ижма-Печорской, Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзьвинской, Северо-Предуральской и Припайхойско-Приюжноновоземельской нефтегазоносным областям (НГО) (рис. 1). При этом значительные по площади периферийные территории НАО относятся к слабо разведанным районам с единичными открытиями. Это - Малоземельско-Колгуевская НГО (исключая о. Колгуев), северные части Ижма-Печорской НГО (Тобышко-Нерицкий и Седухинско-Кипиевский НГР) и значительная часть Припайхойско-Приюжноновоземельской НГО (Коротаихинский НГР).

### **Динамика изменения запасов и ресурсов**

Первое нефтяное месторождение (оно оказалось и самым крупным - 148,3 млн. т по категориям  $ABC_1C_2$ ) – Харьягинское - открыто в НАО в 1970 г. Через 15 лет (к началу XII пятилетки) в регионе насчитывалось уже 26 месторождений с учтенными запасами нефти (по  $ABC_1C_2$ ) в количестве 651,8 млн. т (среднее открытие свыше 25,0 млн. т). Следует заметить, что за 1966-1985 гг. в НАО были разведаны практически все запасы газа (на Баланс поставлено 11 месторождений природного газа в объеме 528,5 млрд. м<sup>3</sup>).



**Рис. 1. Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: схема нефтегазогеологического районирования** [Прищепа и др., 2011]

1 - границы субъектов РФ; 2 - граница ТПП; 3 - границы НГО; 4 - населенные пункты; 5-7 – месторождения: 5 – газовые; 6 – нефтяные; 7 - смешанного состава. Цифры на карте - нефтегазоносные области: 1 - Тиманская, 2 - Ижма-Печорская, 3 - Малоземельско-Колгуевская, 4 - Печоро-Колвинская, 5 - Восточно-Поморская, 6 - Хорейверская, 7 - Варандей-Адзвинская, 8 - Припайхойско-Приюжноновоземельская, 9 - Северо-Предуральская, 10 - Западно-Предуральская, 11 - Северо-Печороморская.

Затем наступила «застойная» XII пятилетка. За 1986-1990 гг. было открыто 35 новых месторождений с запасами нефти 477,0 млн. т (среднее открытие 13,6 млн. т). Новых газовых месторождений открыто не было. В этот период годовые объемы поисково-разведочного бурения находились на уровне 230 тыс. м/год. Вскоре наступил период «перестройки». Достаточно сказать, что за 1991-2011 гг. (20 лет!) в НАО было открыто 23 нефтяных месторождения с суммарными запасами 154,2 млн. т (среднее – 6,7 млн. т) и одно газовое – Западно-Командиршорское-II с запасами менее 0,5 млрд. м<sup>3</sup>. В эти годы объемы геологоразведочных работ (ГРР) упали практически до нуля. Лишь в последние годы заметен некоторый рост глубокого бурения (в 2011 г. – 45,7 тыс. м, в 2012 г. – 55,5 тыс. м). Объемы профильной сейсморазведки по-прежнему чрезвычайно низкие: 2011 г. – 470 пог. км, 2012 г. – 242 пог. км. При таких объемах рассчитывать на выявление и качественную подготовку новых перспективных объектов в НАО не приходится.

Динамика изменения размеров средних нефтяных открытий в НАО приведена на рис. 2. Легко заметить, что за 40-летнюю историю ГРР средние размеры нефтяных открытий в НАО сократились в 5,6 раза. Такое возможно лишь при серьезном истощении начальных ресурсов нефти и газа. Не исключено, что открытия последних лет окажутся еще скромнее, т.к. оцененные в них запасы примерно на 75% представлены запасами категории С<sub>2</sub>, подтверждаемость которых около 50%.



Рис. 2. Динамика нефтяных открытий в НАО с 1970 по 2011 гг.

Обратимся к табл. 1, где приведена динамика официальных количественных оценок начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти в НАО с 1983 по 2009 гг. Как следует из табл. 1, оценки НСР нефти за рассматриваемый период выросли в 2,16 раза, т.е. на

1587,4 млн. т. По мере освоения региона коэффициент разведанности к 1993 г. вырос до 35,2%, однако к настоящему времени, по мере наращивания НСР, он опустился до 30%. И сегодня объем перспективных (572,1 млн. т - 87 объектов) и прогнозных (1102 млн. т, из них большая часть оценивается по категории D<sub>1</sub>) ресурсов в сумме превышают НСР нефти по состоянию на 01.01.1983 г.

Возникает вопрос: почему размеры последних нефтяных открытий упали в регионе до 4,8 млн. т?

Не лучше выглядят и все другие показатели ГРП. Посмотрим на табл. 2, где приведена структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти в НАО за период 2002-2011 гг. Обратим внимание сначала на 1-ый столбец таблицы, где представлена динамика прироста запасов за счет ГРП (данные ЦКР). Одновременно вспомним, что на 01.01.2003 г. на Балансе запасов по НАО стояло 4 самостоятельных месторождения: Тобойское, Мядсейское, Медынское и Перевозное с суммарными запасами нефти по категориям С<sub>1</sub> – 24,1 млн. т, С<sub>2</sub> – 60,5 млн. т. Но в 2003 г. геологи ООО «Нарьянмарнефтегаза» сочли возможным объединить эти месторождения по основной нижнедевонской карбонатной залежи в единое месторождение – Тобойско-Мядсейское. И сразу же «по пересчету» запасы нового месторождения выросли до 59,2 млн. т по С<sub>1</sub> и до 137,0 млн. т – по С<sub>2</sub>. Не удивительно, что в 2003 г. прирост запасов нефти в НАО «за счет ГРП» оказался самым высоким за 10 последних лет (см. табл. 2). На 01.01.2008 г. запасы месторождения уже оценивались в 84,0 млн. т по С<sub>1</sub> и 170,3 млн. т – по С<sub>2</sub>.

В 2008 г. 39 млн. т запасов С<sub>1</sub> и почти 140 млн. т по С<sub>2</sub> на месторождении были списаны. Вот вам и отрицательный прирост запасов в НАО «по переоценке» за 2008 г.!

Анализируя табл. 2 в целом, можно утверждать, что в последние 10 лет декларируемый прирост запасов за счет ГРП – 149,0 млн. т (из их 19,5 млн. т за счет роста КИН – см. табл. 3) компенсировал списания запасов (113 млн. т) в регионе за тот же период и обеспечил реальный прирост промышленных запасов нефти в 16,5 млн. т. Вызывают сомнения высокие коэффициенты извлечения нефти по новым открытиям 2002-2011 гг. - см. табл. 3.

В целом, иначе чем «имитацией деятельности» геологоразведочные работы по приросту промышленных запасов в НАО в 2002-2011 гг. назвать нельзя. Если учесть накопленную добычу, то реальные промышленные запасы в регионе за рассматриваемый период сократились на 92,5 млн. т. Более подробно динамика изменения запасов и перспективных ресурсов нефти по НАО за 2002-2011 гг. рассмотрена в табл. 3.

Таблица 1

Динамика начальных суммарных ресурсов нефти и ее структуры по Ненецкому автономному округу с 1983 по 2012 гг., млн. т

| НСП нефти                         | Число м-ний | Запасы               |                | Ресурсы                                    |                  | Добыча  |         | Развед., % | Выработ., % |
|-----------------------------------|-------------|----------------------|----------------|--|------------------|---------|---------|------------|-------------|
|                                   |             | ABC <sub>1</sub>     | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> , извл. /<br>число объектов | D <sub>1+2</sub> | годовая | накопл. |            |             |
| <i>Состояние на 01.01.1983 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 4837,9/1369,6                     | 18          | 322,6<br>(КИН=0,294) | 175,0          | 287,7/33                                   | 584,3            | 0,07    | 0,022   | 23,6       | -           |
| <i>Состояние на 01.01.1988 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 7326,9/2404,3                     | 39          | 587,0<br>(КИН=0,334) | 409,7          | 620,5/67                                   | 786,8            | 0,09    | 0,27    | 24,4       | -           |
| <i>Состояние на 01.01.1993 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 7349,0/2402,0                     | 69          | 840,4<br>(КИН=0,345) | 384,0          | 302,0/79                                   | 870,0            | 1,85    | 5,57    | 35,2       | 0,66        |
| <i>Состояние на 01.01.2002 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 8811,2/2724,2                     | 72          | 819,4<br>(КИН=0,332) | 435,3          | 612,9/90                                   | 822,1            | 4,61    | 34,5    | 31,3       | 4,0         |
| <i>Состояние на 01.01.2009 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 9454,5/2957,0                     | 78          | 766,4<br>(КИН=0,339) | 387,7          | 569,0/81                                   | 1123,0           | 14,61   | 110,9   | 29,7       | 12,6        |
| <i>Состояние на 01.01.2012 г.</i> |             |                      |                |  |                  |         |         |            |             |
| 9454,5/2957,0                     | 84          | 726,8<br>(КИН=0,34)  | 393,1          | 572,1/87                                   | 1102,0           | 15,18   | 163,0   | 30,1       | 18,3        |

Таблица 2

**Структура прироста извлекаемых промышленных запасов нефти  
в Ненецком автономном округе за период 2002-2011 гг., млн. т**

| Годы             | Прирост           |                     | Годовая добыча | Изменение запасов за год |
|------------------|-------------------|---------------------|----------------|--------------------------|
|                  | по ст. «разведка» | по ст. «переоценка» |                |                          |
| 2012             |                   |                     | -13,475        |                          |
| 2011             | 9,35              | -16,5               | -15,18         | -22,3                    |
| 2010             | 11,65             | -0,9                | -18,13         | -7,37                    |
| 2009             | 10,45             | -1,61               | -18,8          | -9,95                    |
| 2008             | 19,62             | -62,85              | -14,64         | -57,9                    |
| 2007             | 1,54              | +1,45               | -13,63         | -10,64                   |
| 2006             | 8,0               | -2,9                | -13,0          | -7,9*                    |
| 2005             | 20,9              | -4,8                | -12,08         | +4,02                    |
| 2004             | 10,24             | -4,1                | -10,48         | -4,34                    |
| 2003             | 41,5              | -12,85              | -7,43          | +21,2                    |
| 2002             | 15,8              | -7,9                | -5,1           | +2,8                     |
| За 2002-2011 гг. | 149,0*            | -113,0              | -128,5         | -92,5                    |

\* в т.ч. за счет повышения КИН :+ 19,5 млн. т (см. табл. 3).

Таблица 3

**Динамика изменения запасов и перспективных ресурсов нефти  
по Ненецкому автономному округу и Печорскому морю за 2002-2011 гг.**

| Регионы                           | Добыча, млн. т |         | ABC <sub>1</sub> ,<br>геол./извл., млн. т  | C <sub>2</sub> ,<br>геол./извл., млн. т   | C <sub>3</sub> ,<br>извл./число |
|-----------------------------------|----------------|---------|--|---|---------------------------------|
|                                   | годовая        | накопл. |  |   |                                 |
| НАО                               |                |         |  |   |                                 |
| На<br>01.01.2002 г.               | 4,61           | 34,5    | 2547,0/819,4<br>(КИН=0,332)  | 1546,7/435,8(КИН=0,284)   | 612,9/90                        |
| На<br>01.01.2012 г.               | 15,18          | 163,0   | 2456,2/726,8<br>(КИН=0,34)   | 1312,8/393,1(КИН=0,3)   | 572,1/87                        |
| Изменения<br>за 2002-<br>2011 гг. |                | +128,5  | Изменения:<br>-90,8/ -92,5<br>Прирост: +37,7/+36,0,<br>в т.ч.:<br>на новых (15):<br>67,5 / 26,4<br>(КИН= 0,391);<br>на старых: -29,8/+9,6 =<br>= -29,8/-9,9 + 0/+19,5<br>(за счет КИН) | Прирост: -233,9/-42,7,<br>в т.ч.<br>на новых (15):<br>194,8/ +69,3<br>(КИН=0,356)<br>на старых:<br>-428,7/- 112,0=<br>= -428,7 /-120,9+ 0/+8,9<br>(за счет КИН) | -40,8/-3                        |

К сожалению, сократились не только промышленные запасы, но и запасы категории  $C_2$ , ресурсы категории  $C_3$ . Следует отметить, что в постсоветский период оценки ресурсов категории  $C_3$  высокой надежностью не отличаются: в начале «перестройки» из конъюнктурных соображений была нарушена сложившаяся годами практика оценки и учета перспективных ресурсов. Иначе невозможно объяснить резкое сокращение ресурсов  $C_3$  на 01.01.1993 г. (год начала приватизации природных ресурсов в НАО) и последовавшее к 1997 г. восстановление оценок ресурсов  $C_3$  в прежних объемах и на тех же структурах (см. табл. 1). Заметим, что все это происходило при практически остановленных ГРП.

Чтобы ответить на возникающие вопросы, методом имитационного моделирования [Белонин, Подольский, 2006] во ВНИГРИ была проведена количественная оценка геологических НСР нефти по Ненецкому АО, построена модель распределения ресурсов по месторождениям разной крупности по состоянию на 01.01.2012г., дан прогноз структуры ожидаемых открытий. Результаты моделирования приведены в табл. 4.

Комментарии к табл. 4:

1. Построенная модель распределения НСР нефти хорошо описывает динамику нефтяных открытий по этапам ГРП до 2011 гг. (рис. 3). Отсюда, прогноз ближайших 20 открытий в НАО заслуживает доверия (среднее открытие 11,3/3,9 млн. т) и достаточно хорошо согласуется с фондом перспективных площадей в регионе (с учетом подтверждаемости ресурсов);

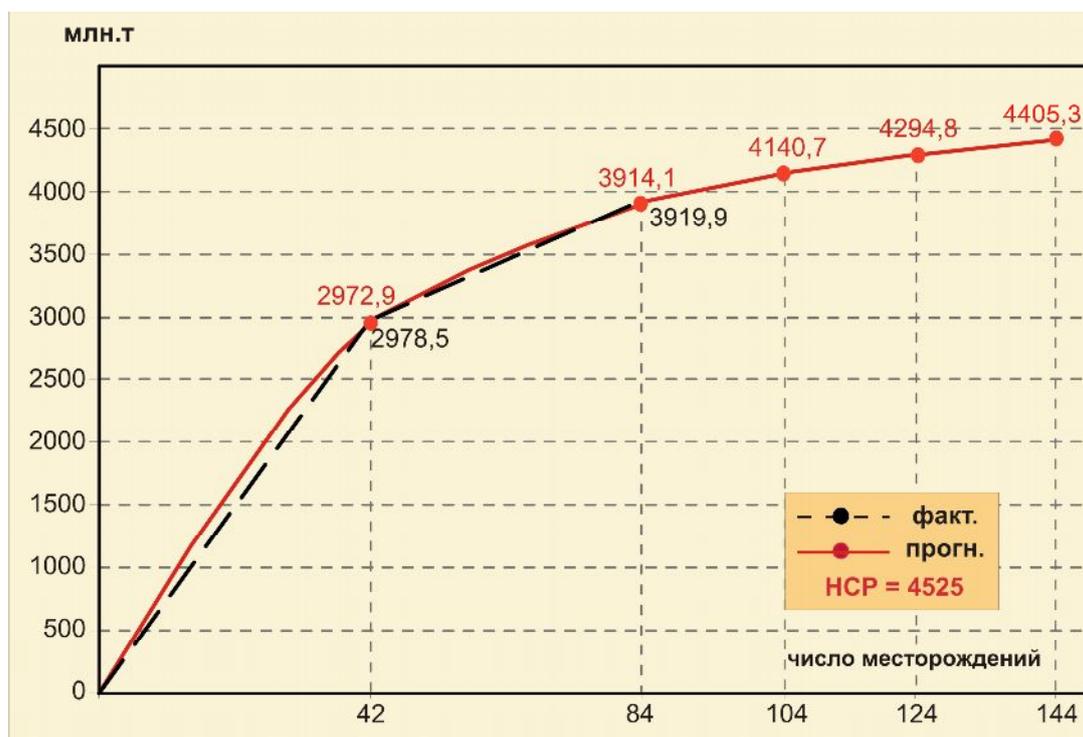


Рис. 3. Моделирование нефтяных открытий в Ненецком автономном округе при начальных суммарных ресурсах 4525 млн. т

Таблица 4

**Оценка геологических начальных суммарных ресурсов нефти и модель их распределения по месторождениям разной крупности в Ненецком автономном округе на 01.01.2012 г. методом имитационного моделирования (настройка по динамике фактических открытий\*)**

| Параметры   | Всего  | в т. ч. по классам крупности |          |          |          |        |       |
|---|--------|------------------------------|----------|----------|----------|--------|-------|
|   |        | 0,3-12                       | 12-23    | 23-40    | 40-90    | 90-210 | >210  |
| Средний размер месторождений, млн. т                              | 26,9   | 4,7                          | 18,0     | 31,4     | 61,7     | 145,5  | 255,1 |
| Распределение начальных ресурсов                                  |        |                              |          |          |          |        |       |
| Число месторождений   | 168,4  | 97,3                         | 28,6     | 16,2     | 13,3     | 10,0   | 3,0   |
| Ресурсы, млн. т   | 4525,0 | 460,0                        | 515,0    | 510,0    | 820,0    | 1455,0 | 765,4 |
| <i>Фактические открытия на 1.01.2012 г.</i>                       |        |                              |          |          |          |        |       |
| Число месторождений   | 84     | 25                           | 19       | 14       | 13       | 10     | 3     |
| Запасы ABC <sub>1</sub> C <sub>2</sub>                            | 3919,9 | 118,2                        | 341,5    | 440,0    | 801,9    | 1452,9 | 765,4 |
| Распределение прогнозных и перспективных ресурсов на 1.01.2012 г. |        |                              |          |          |          |        |       |
| Число месторождений   | 84,4   | 72,1                         | 9,7      | 2,2      | 0,3      | -      | -     |
| Ресурсы, млн. т   | 605,1  | 341,8                        | 173,5    | 70,0     | 18,1     | 2,1    | -     |
| <i>Ожидаемые открытия:</i>  |        |                              |          |          |          |        |       |
| I этап<br>(20 месторождений)                                      | 226,7  | 60,0/12,7                    | 95,7/5,3 | 58,3/1,8 | 11,7/0,2 | 1,0/-  | -     |
| II этап<br>(20 месторождений)                                     | 154,1  | 76,5/16,2                    | 62,2/3,4 | 9,7/0,3  | 4,6/0,1  | 1,1/-  | -     |
| III этап<br>(20 месторождений)                                    | 110,4  | 90,5/19,0                    | 16,2/0,9 | 1,9/0,06 | 1,8/0,03 | -      | -     |

\* I этап (до 1988 г.): 42 месторождения с запасами 2978,5 млн. т (по модели - 2973,0 млн. т); II этап (1988-2012 гг.): 42 месторождения с запасами 941,4 млн. т (по модели - 941,2 млн. т).

2. Разведочная выборка (84 открытых нефтяных месторождений) не имеет отношения к перспективно нефтегазоносным территориям. Отсюда, НСР нефти по Ненецкому АО могут оказаться несколько выше смоделированной оценки за счет слабо разведанных территорий примерно на 750/250 млн. т. В этом случае НСР нефти по состоянию на 01.01.12 г. превысят их оценку 1983 г. почти на 450 млн. т (геологич.).

3. Выполненное моделирование для плохо разведанных бассейнов позволяет рассчитывать в основном на мелкие открытия. Об этом говорят и низкие плотности ресурсов в северной части Ижма-Печорской, Северо-Предуральской НГО, на территории Малозмельско-Колгуевского НГР. Однако, геологические риски ГРП в этих районах чрезвычайно велики (опыт отрицательных результатов уже есть, по крайней мере в Ижма-Печорской НГО). С учетом слабой инфраструктуры, открытия даже в 10 млн. т (такая возможность не исключается) не гарантируют здесь высокой рентабельности их освоения.

Об оценке НСР газа в НАО говорить сложно, особенно с позиций имитационного моделирования. Практически все газовые открытия (11 месторождений) и весь прирост запасов по НАО относится к периоду 1966-1982 гг. В дальнейшем (в 1993 г.) было открыто лишь мелкое Западно-Командиршорское-II месторождение с запасами ниже 0,5 млрд. м<sup>3</sup>. В фонде перспективных структур давно числятся 2 объекта с ресурсами 1,5 млрд. м<sup>3</sup>. Перспективы слабо разведанных регионов неясны. Если высокая газовая продуктивность поднадвиговой части Урала не подтвердится, НСР газа в НАО будут резко сокращены.

### **Перспективы развития ТЭК**

Как показывают результаты ГРП, ближайшие надежды по развитию НГК в регионе следует связывать с текущими запасами – табл. 5.

Но, как было отмечено выше, с 1993 г. промышленные запасы нефти сократились с 840 млн. т до 726,8 млн. т, т.е. на 113,6 млн. т (накопленная добыча за это время 157,4 млн. т).

Сегодня в структуре разведанных запасов на тяжелые нефти (>0,9 г/см<sup>3</sup>) приходится 209,1 млн. т (из них добыча в 2011 г. - 1,15 млн. т), на высоковязкие (>30 мПа·с) – 85,1 млн. т (с годовым отбором 0,31 млн. т), на нефти в низкопроницаемых коллекторах (<0,05 мкм<sup>2</sup>) - 129,7 млн. т (годовая - 1,04 млн. т).

В распределенном фонде 68 месторождений и 94% текущих промышленных запасов.

В разработке числится 28 месторождений (все в РФН) с запасами АВС<sub>1</sub> – 395,1 млн. т (в т.ч. по неразрабатываемым горизонтам 95,6 млн. т), из них по категории АВ – 42,7 млн. т. И вот здесь возникает вопрос к недропользователям. Из существующей классификации

запасов следует, что основная добыча (кроме той, что получается за счет пробной эксплуатации месторождений) может быть только из запасов категории АВ (разбуренных по технологическим схемам/проектам разработки). В связи с этим, насколько правильно оцениваются запасы категории АВ в регионе? Запасы АВ, приводимые в Балансах запасов, не могут обеспечить текущую добычу в НАО (см. табл. 6)!

Таблица 5

**Освоенность запасов нефти и свободного газа в Ненецком автономном округе на 01.01.2012 г.**

|                                     | Число м-ний | АВС <sub>1</sub> | С <sub>2</sub>   | Добыча, млн. т |             |
|-------------------------------------|-------------|------------------|------------------|----------------|-------------|
|                                     |             |                  |                  | годовая        | накопленная |
| Нефть, млн. т                       |             |                  |                  |                |             |
| Всего, в т.ч.                       | 84          | 2456,2/<br>726,8 | 1312,8/<br>393,2 | 15,18          | 163,0       |
| В разработке                        | 28          | 395,1*           | 156,0            | 14,63          | 161,9       |
| Подготовлено                        | 17          | 163,4            | 97,4             | 0,075          | 0,18        |
| Разведывается                       | 38          | 167,3            | 138,2            | 0,474          | 0,875       |
| Законсервировано                    | 1           | 1,0              | 1,5              | -              | 0,01        |
| Свободный газ, млрд. м <sup>3</sup> |             |                  |                  |                |             |
| Всего                               | 12          | 482,4            | 42,1             | 0,15           | 4,6         |
| В разработке                        | 5           | 113,1            | 28,6             | 0,15           | 3,4         |
| Подготовлено                        | 6           | 366,0            | 13,5             | -              | 1,1         |
| Разведывается                       | -           | -                | -                | -              | -           |
| Законсервировано                    | 1           | 3,3              | -                | -              | -           |

\*в т.ч. по категориям АВ - 42,7 млн. т и 95,6 млн. т – по неразрабатываемым горизонтам.

Таблица 6

**Динамика добычи и текущих запасов нефти в Ненецком автономном округе с 01.01.2010 по 01.01.2012, млн. т**

|                       | Добыча      |                  | Запасы |                  |
|-----------------------|-------------|------------------|--------|------------------|
|                       | накопленная | предыдущего года | АВ     | АВС <sub>1</sub> |
| На 01.01 2010 г.      |             |                  |        |                  |
| Всего, в т.ч.         | 129,7       | 18,8             | 14,1   | 756,4            |
| в разработке          | 129,3       | 18,68            | 14,1   | 379,8            |
| На 01.01 2011 г.      |             |                  |        |                  |
| Всего, в т.ч.         | 147,8       | 18,13            | 18,93  | 749,1            |
| в разработке          | 147,3       | 17,92            | 18,93  | 386,3            |
| На 01.01 2012 г.      |             |                  |        |                  |
| Всего, в т.ч.         | 163,0       | 15,18            | 42,68  | 726,8            |
| в разработке          | 161,9       | 14,63            | 42,68  | 395,1            |
| Добыча 2012 г. 13,475 |             |                  |        |                  |

С 2010 г. текущая добыча нефти в НАО сократилась более чем на 5,3 млн. т. В 2012 г. она опустилась до 13,47 млн. т/год. Основная причина – неоправдавшиеся надежды Лукойла

на Южно-Хыльчюусское месторождение, где добыча с 7,0 млн. т (в 2009 г.) упала за два года до 3,3 млн. т.

Текущие запасы нефти, из которых в активной разработке лишь 41%, позволяют нарастить годовую добычу нефти в НАО до 20-22 млн. т/год. Для этого нужен планомерный ввод в разработку новых месторождений, прежде всего крупнейших в регионе: им. Р. Требса, А. Титова, Наульского. Налоговые льготы на разработку трудноизвлекаемых запасов способны поддержать достигнутые уровни добычи нефти, по крайней мере, до 2025 г.

Если говорить о перспективах газовой отрасли, то они достаточно призрачны. Пока в разработке лишь Василковское месторождение ( $ABC_1C_2$  – 86,5 млрд. м<sup>3</sup>) с годовой добычей 0,15 млрд. м<sup>3</sup>, что обеспечивает потребности Нарьян-Мара.

Проект разработки Коровинского, Кумжинского, Ванейвисского и Василковского месторождений с транспортировкой добытого газа к берегу Печорского моря на газоперерабатывающий завод (с проектной мощностью производства сжиженного природного газа в 5,0 млн. т/год) может остаться нереализованным в силу падения мировых цен на газ и спроса на российских газ в странах ЕС. Перспективы новых крупных газовых открытий не просматриваются.

### Литература

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

*Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М.* Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)

**Otmas A.A. (Senior), Podol'skiy Yu.V.**

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

## **CURRENT AND FUTURE DEVELOPMENT OF THE HYDROCARBONS RESOURCES PROSPECTS IN THE NENETS AUTONOMOUS OKRUG**

*The dynamics of official hydrocarbon resources in the Nenets Autonomous Okrug shows on the one and steady increase in initial total hydrocarbons resources and on the other hand a sharp reduction in the size of new discoveries and prospects. Most likely the reason is the other estimation of the initial total hydrocarbon resources, fact confirmed by the results of the stimulation. Despite a marked reduction in the current industrial stocks, short-term prospects of oil and gas in the region should be associated primarily with reserves current inventory.*

**Keywords:** *hydrocarbons, the initial total resources, quantification of hydrocarbons, exploration, simulation, and the Nenets Autonomous District.*

### **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]. – SPb.: Nedra. – 2006. – 376 s.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. *Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [New ideas about tectonic and petroleum geological zoning of the of the Timan-Pechora petroleum province] // *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* – 2011. - T.6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)

© Отмас А.А.(старший), Подольский Ю.В., 2013