

УДК 001.8:553.981.2.042.001.33(268.45+268.52)

Новиков Ю.Н., Гажула С.В.

## ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ И ИХ ПЕРЕОЦЕНКИ В СООТВЕТСТВИИ С НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИЕЙ ЗАПАСОВ

*На арктическом шельфе России 8 месторождений, открытых в период 1983 – 1992 гг. и содержащих суммарные запасы газа в объеме 2,7 трлн. м<sup>3</sup>, включая 565 млрд. м<sup>3</sup> категории С<sub>1</sub>, находятся в нераспределенном фонде недр. Запасы этих месторождений подлежат переоценке в соответствии с категориями новой Классификации, а 5 самых крупных из них – относятся к объектам федерального уровня, имеющим стратегическое значение. В связи с этими двумя независимыми обстоятельствами необходимо определить как обоснованность и достоверность первоначальной оценки запасов этих месторождений, так и возможные результаты их переоценки.*

**Ключевые слова:** месторождения газа, категории запасов, классификация запасов, переоценка запасов, методические рекомендации, нераспределенный фонд, арктический шельф.

### Две задачи – единое решение

В настоящее время в России ведётся переоценка категорий запасов углеводородного сырья месторождений нераспределенного фонда недр в соответствии с новой Классификацией запасов нефти и горючих газов (головная организация – ВНИГРИ). В соответствии с распоряжением правительства РФ от 28 ноября 2007 г. в целях обеспечения энергетической безопасности страны наиболее значительные месторождения газа нераспределенного фонда недр отнесены к объектам федерального значения, имеющим стратегическое значение. В их числе – наиболее крупные морские месторождения газа арктического шельфа: Ледовое, Лудловское, Мурманское – в Баренцевом море; Ленинградское, Русановское – в Карском море. Запасы газа каждого из этих месторождений превышают 100 млрд. м<sup>3</sup>, а два последних – относятся к категории уникальных (> 500 млрд. м<sup>3</sup>). Четыре месторождения относятся к категории разведываемых, одно (Мурманское) – законсервировано.

В соответствии с двумя вышеобозначенными обстоятельствами требуется анализ обоснованности и достоверности выполненных ранее оценок запасов этих месторождений, обретших стратегическое значение, а также оценка возможных изменений категориальности их запасов в рамках новой классификации. Для полноты анализа мы рассматриваем, помимо пяти крупнейших месторождений, ещё три месторождения нераспределенного фонда недр

арктического шельфа: Северо-Кильдинское – в Баренцевом море, Северо-Гуляевское и Поморское – в Печорском море.

Первым открытием на арктическом шельфе России стало Мурманское месторождение (1983 г.). Период изучения месторождения бурением занял 5 полевых сезонов, еще один сезон продолжались испытания скважин. В 1990 г. был подготовлен и передан в фонды отчет по оценке его запасов.

В период с 1985 г. – по 1992 г. были открыты все месторождения нераспределенного фонда недр в Баренцевом море (Северо-Кильдинское – 1985 г., Лудловское – 1990 г., Ледовое – 1992 г.), в Печорском море (Поморское – 1985 г., Северо-Гуляевское – 1986 г.) и в Карском море (Русановское – 1989 г., Ленинградское – 1990 г.). Ни по одному из этих месторождений материалы оценки не были завершены отчетом, оформленным в соответствии с правилами и переданным на хранение в центральный или территориальные геологические фонды.

В табл.1 представлено положение рассматриваемых месторождений на арктическом шельфе: расстояние от берега в лучшем случае – десятки километров, как правило – сотни километров (до 700-755 км); глубины моря – от десятков метров до 200-280 м; безледовый период составляет от 3-5 мес. до 10-12 мес.; в Карском море почти круглогодично – дрейфующие льды, в Баренцевом и Печорском – обычные айсберги и стамухи.

Таблица 1

**Положение месторождений нераспределенного фонда недр арктического шельфа России**

№ № п/п	Месторождения	Расстояние от берега	Глубина моря	Безледовый период
<b>БАРЕНЦЕВО МОРЕ</b>				
1	Ледовое	700 км	200-280 м	10-12 мес.
2	Лудловское	755 км	200-240 м	10-12 мес.
3	Мурманское	216 км	68-123 м	12 мес.
4	Северо- Кильдинское	275 км	230-280 м	11-12 мес.
<b>ПЕЧОРСКОЕ МОРЕ</b>				
5	Северо-Гуляевское	75 км	10-30 м	4-5 мес.
6	Поморское	20 км	20-26 м	4-5 мес.
<b>КАРСКОЕ МОРЕ</b>				
7	Ленинградское	125 км	80-165 м	3-4 мес.
8	Русановское	235 км	50-100 м	3-4 мес.

*1, 2, 3, 7, 8 – месторождения, имеющие стратегическое значение.*

### Изучение и оценка запасов

**Мурманское газовое месторождение.** Это, по существу, первое крупное открытие на шельфе России, оказавшееся при этом и самым сложным по строению. С этим обстоятельством связаны технологические и методические трудности его разведки и оценки. Предварительный прогноз, выполненный на основе детальных гравиметрических исследований (газовая залежь на глубине 2,5 км высотой 200 – 240 м), в целом подтвердился, но столь сложная структура месторождения оказалась совершенно неожиданной: 21 залежь высотой от 56 м – до 272 м в рамках 4 продуктивных горизонтов. На месторождении пробурены 4 поисковых и 4 разведочных скважины (минимальная глубина бурения – 1609 м, максимальная – 4373 м): в контуре месторождений оказались все восемь скважин, из которых две — были ликвидированы по техническим причинам, вызванным авариями; бурение 5 скважин было завершено испытаниями. Устойчивый максимальный дебит составил 467 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (штуцер диаметром 15.08 мм); при кратковременных отработках на больших диаметрах – до 700-740 тыс. м<sup>3</sup>/сут.; абсолютно свободный дебит – 813 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Залежи Мурманского месторождения относятся к категории литологически экранированных на участках замещения проницаемых пород (песчаников) – непроницаемыми (глинами). Эти многочисленные латеральные контакты в терригенных триасовых отложениях уверенно не отслеживаются по результатам сейсморазведочных работ. Газоводяные контакты (ГВК) не были вскрыты ни одной из скважин и приняты условно (УГВК): по нижним отверстиям перфорации или по подошве нижнего коллектора в интервалах перфорации. Из 21 залежи лишь одна залежь (I<sub>4</sub>) была вскрыта 4 скважинами; одна залежь (III<sub>5</sub>) была вскрыта 3 скважинами; восемь залежей были вскрыты двумя скважинами; одиннадцать залежей – 1 скважиной. Положение границ участков залежей с запасами категории С<sub>1</sub> принимались по результатам испытаний ГИС и по условной линии литологического замещения, а для запасов категории С<sub>2</sub> – по нижней отметке установленной продуктивности в скважине №23 и по линии контакта, проведенной через нее.

*Площади газоносности*, подсчитанные по 21 залежи, отличаются почти на порядок: от 24,9 млн. м<sup>2</sup> – до 183,8 млн. м<sup>2</sup>. Площади газоносности четырех продуктивных горизонтов меняется от 161,4 млн. м<sup>2</sup> – до 746,3 млн. м<sup>2</sup>, составляя в сумме 1724,4 млн. м<sup>2</sup>. По 6 залежам запасы полностью оценены категорией С<sub>1</sub>; площади подсчета запасов категории С<sub>1</sub> по другим 15 залежам составляют от 14,7 % – до 58,7% всей их площади газоносности. В целом по месторождению площадь подсчета запасов категории С<sub>1</sub> составляет 48,9% его суммарной площади газоносности. Для четырех продуктивных горизонтов месторождения средние

значения этого показателя меняются сверху вниз по разрезу следующим образом: 52,7% – 100% – 40,1% – 27,7%. Для 21 залежи месторождения значение этого показателя меняется в диапазоне от 14,7% – до 100%.

*Газонасыщенные толщины* определяются литологическим выклиниванием, продуктивных отложений. Но характер выклинивания реально можно проследить лишь для залежи I<sub>4</sub>, вскрытой 4 скважинами, а в остальных случаях условная линия выклинивания проводилась на середине расстояния между соседними скважинами. Средневзвешенные значения эффективных газонасыщенных толщин для 21 залежи месторождения меняются в пределах 0,6 – 5,8 м, составляя в среднем 2,5 м, а в сумме – 47,0 м. Средние значения толщин для четырех продуктивных горизонтов образуют следующий ряд сверху вниз по разрезу: 3,2 м – 0,8 м – 2,1 м – 2,2 м. Суммарное значение толщин для четырех горизонтов образуют следующий ряд сверху вниз по разрезу: 26,7 м – 2,6 м – 11,9 м – 5,8 м. Для запасов категории С<sub>1</sub> значение средневзвешенных толщин подсчитывались отдельно для газовых и газоводяных зон, для запасов категории С<sub>2</sub> – без разделения. Среднее значение этого показателя для запасов категории С<sub>1</sub> в целом по месторождению – 2,7 м, для запасов категории С<sub>2</sub> – 2,3 м.

Значения *объемов продуктивных отложений* для 21 залежи месторождения меняются в пределах от 21,7 млн. м<sup>3</sup> – до 704,8 млн. м<sup>3</sup>, составляя в сумме 4317,1 млн. м<sup>3</sup>. Суммарные значения объемов для четырех продуктивных горизонтов образуют следующий ряд сверху вниз по разрезу: 2,376.0 млн. м<sup>3</sup> – 130,8 млн. м<sup>3</sup> – 1 236,5 млн. м<sup>3</sup> – 573, 8 млн. м<sup>3</sup>. Объем продуктивных отложений месторождения с запасами категории С<sub>1</sub> составляет 52,3% (в т.ч. в газоводяных зонах – 4,2%), с запасами категории С<sub>2</sub> – 47,7 %.

***Северо-Кильдинское газовое месторождение.*** Это однопластовое месторождение площадью 64,5 км – самое маленькое по величине запасов (менее 20 млрд. м<sup>3</sup>) среди месторождений арктического шельфа. Первая поисковая скважина была ликвидирована по техническим причинам; вторая – пробуренная рядом, дала притоки газа с дебитом до 370 тыс. м<sup>3</sup>/сут.; третья – оказалась за контуром газоносности.

Запасы в целом оценивались в контуре газоводяного контакта на глубине 2472,3 м. Запасы категории С<sub>1</sub> оценивались в круговом контуре радиусом 2 км, площадь которого составляет 19,5% площади месторождения, а запасы категории С<sub>1</sub> – 32,7% суммарных запасов месторождения. Средневзвешенная эффективная толщина газонасыщенности – 6,7 м.

***Поморское газоконденсатное месторождение.*** Поморское однопластовое месторождение площадью 41,1 км<sup>2</sup> было открыто и испытано одной поисковой скважиной глубиной 2 750 м, давшей дебиты газа до 271 тыс. м<sup>3</sup>/сут. и конденсата – до 18 м<sup>3</sup>/сут.

Запасы в целом оценивались в контуре условного газоводяного контакта на глубине 2630 м, прерываемого линией разлома. Запасы категории  $C_1$  оценивались в круговом контуре с радиусом 2 км, прерываемом газоводяным контактом (скважина оказалась на периферии залежи на расстоянии 0,9 км от него) и линией разлома. В силу этих причин площадь продуктивная и относительная площадь контура подсчета запасов категории  $C_1$  (15,9%) оказались существенно меньшими по сравнению с Северо-Кильдинским месторождением. Доля запасов категории  $C_1$  в суммарных запасах Поморского месторождения составляет 27,4%. Средневзвешенная эффективная толщина газонасыщенности – 19,2 м.

**Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение.** Это многопластовое месторождение включает 3 залежи площадью от 51,6 – до 81,8 млн. м<sup>2</sup>. Месторождение было открыто и испытано одной поисковой скважиной глубиной 3072 м, давшей притоки газа с конденсатом (дебит 678 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) и нефти (дебиты до 48 м<sup>3</sup>/сут.).

Запасы нефти подсчитывались в контуре нефтеносности, ограниченном водонефтяным контактом на глубине 2258,5 м. Запасы нефти категории  $C_1$  подсчитывались в пределах кругового контура радиусом 1 км для верхних залежей (5,2% общей площади залежей) и составляют 9,9% суммарных запасов нефти. Запасы газа категории  $C_1$  для нижней залежи подсчитывались в пределах кругового контура радиусом 2 км (14,1% общей площади залежи) и составляют 20,1% суммарных запасов газа. По месторождению в целом доля площадей подсчета запасов категории  $C_1$  составляет 7,6% его суммарной продуктивной площади; доля запасов категории  $C_1$  – 17,7% суммарных запасов. Средневзвешенные эффективные толщины газонасыщенности по 3 залежам составляют 5,1 м, 3,5 м, 23,1 м; сумма газонасыщенных толщин на месторождении равна 31,7 м.

**Русановское газоконденсатное месторождение.** Это многопластовое месторождение – уникальное по запасам и второе по крупности месторождение нераспределенного фонда недр акваторий России. Оно было открыто в 1989 г. – за год до открытия Ленинградского месторождения, – и оценка его запасов оказалась в определенном смысле тоже уникальной.

На Русановском месторождении было пробурено две поисковых скважины с практически тем же общим объемом, что и на Ленинградском. Но одна скважина дала лишь приток воды и, как оказалось впоследствии, была заложена на периферии структуры на расстоянии 17,6 км от внешнего контура газоносности. Вторая поисковая скважина, пробуренная на своде структуры, вскрыла 7 продуктивных пластов. Все они были испытаны: дебиты газа меняются от 54,1 - до 377,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.; дебиты конденсата меняются от 0,48 - до 9,6 м<sup>3</sup>/сут.

Площадь всех 7 продуктивных пластов условно принимается равной  $275,4 \text{ км}^2$ , что составляет в сумме  $1927,8 \text{ км}^2$ ; они залегают на глубинах от 1929 м до 2390 м с суммарной газонасыщенной толщиной 166,4 м. Участки подсчета запасов категории  $C_1$  для всех 7 пластов имеют форму круга с радиусом 4 км, а суммарная для месторождения площадь подсчета запасов этой категории составляет 351,7 млн.  $\text{м}^2$ . Продуктивные пласты различаются лишь значениями средневзвешенных эффективных толщин газонасыщенности, которые меняются от 3,2 м – до 35,1 м; для участков подсчета запасов категории  $C_1$  интервал изменения этого параметра составляют 5,4 м – 59,4 м. Только в силу разности толщин газонасыщенности (отличия – на порядок) объемы продуктивных отложений и запасов для 7 продуктивных пластов отличаются в той же мере. При этом соотношения объемов запасов категории  $C_1$  и  $C_2$  принимаются равными для всех 7 пластов и месторождения в целом: 30,9% и 69,1%, соответственно. На Ленинградском месторождении, вскрытом двумя скважинами, значение этого показателя составляет всего 6,8%, то есть в 4,5 раза меньше. Суммарная площадь подсчета запасов категории  $C_1$  Русановского месторождения превосходит аналогичный показатель для Ленинградского месторождения в 2,5 раза, а его запасы категории  $C_1$  в абсолютном выражении превосходят запасы категории  $C_1$  Ленинградского месторождения в 3,4 раза, тогда как последнее по суммарным запасам превосходит Русановское в 1,3 раза.

*Ленинградское газоконденсатное месторождение.* Это многопластовое месторождение – самое крупное месторождение нераспределенного фонда недр акваторий России: по максимальной площади отдельного продуктивного пласта ( $1180,2 \text{ км}^2$ ), по суммарной площади продуктивных пластов ( $3\ 001,2 \text{ км}^2$ ) и величине запасов.

Продуктивной оказалась первая поисковая скважина, давшая приток газа с конденсатом с дебитами до 400 тыс. т н.э./сут; вторая скважина не была испытана, но оказалась продуктивной по ГИС и была законсервирована. Первая скважина вскрыла 5 продуктивных пластов, вторая – только 2 (верхний и нижний).

Площадь 5 продуктивных пластов меняется от  $326,7 \text{ км}^2$  – до  $1180,2 \text{ км}^2$ ; они залегают на глубинах от 1099 м – до 1895 м. Запасы категории  $C_1$  верхнего и нижнего горизонтов подсчитывались в прямоугольном контуре шириной 4 км и длиной 13,2 км, включающем обе скважины. Доли площадей подсчета запасов категории  $C_1$  составляют (сверху – вниз): 4,4% – 3,8% – 3,5% – 3,1% – 6,8%. Средневзвешенные эффективные толщины газонасыщенности меняются в пределах 7,4 – 19,2 м; сумма толщин по 5 пластам – 67,6 м. Доли запасов

категории  $C_1$  по этим же пластам составляют (сверху вниз): 6,5% – 7,4% – 6,8% – 5,9% – 7,7%; среднее значение по месторождению – 6,8%.

**Лудловское газовое месторождение.** Это однопластовое месторождение имеет площадь 242,4 км<sup>2</sup>. Первая поисковая скважина, заложенная в седловине на своде структуры, дала приток воды (дебит 1,6 м<sup>3</sup>/сут.) и оказалась на 4 км севернее внешнего контура газоносности. Вторая скважина, пройденная на своде структуры, дала приток газа с дебитами до 520 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Третья скважина – разведочная, пройденная на восточном крыле структуры, дала приток газа (дебиты до 438 тыс. м<sup>3</sup>/сут.) с водой (дебит 57,6 м<sup>3</sup>/сут.).

Запасы газа подсчитывались в границах контура газоводяного контакта на глубине 1427,9 м. Ограничение контура площади подсчета запасов категории  $C_1$  имеет комбинированный характер: с одной стороны – внешний контур газоносности; с другой – прямая линия, секущая контур залежи на расстоянии 2 км от линии двух продуктивных скважин. Площадь выделенного таким образом контура составляет 35,6% общей площади залежи, а доля запасов категории  $C_1$  в суммарных запасах месторождения составляет 37,9%. Значение средневзвешенной эффективной толщины газонасыщенности пласта – 23,0 м.

**Ледовое газоконденсатное месторождение.** Это многопластовое месторождение состоит из 4 продуктивных пластов площадью от 9,3 – до 515,9 км<sup>2</sup>. Месторождение было открыто первой поисковой скважиной, давшей притоки газа с дебитами до 414 тыс. м<sup>3</sup>/сут; вторая поисковая скважина не была испытана, но оказалась продуктивной по данным ГИС и была законсервирована. Первая скважина вскрыла 4 пласта, вторая – только 2 верхних.

Подсчетные поля запасов по 4 продуктивным пластам ограничивались условными газоводяными контактами на глубинах 1845 м, 2090 м, 2102 м, 2131 м. Площади подсчета запасов категории  $C_1$  по двум верхним горизонтам определены непрерывным прямоугольным контуром шириной 4 км и длиной 23,2 км, включающем обе скважины. Контуров площадей подсчета запасов категории  $C_1$  по двум нижним горизонтам определены линиями газоводяных контактов залежей, пройденных только первой скважиной. Соответственно способам выделения, доли площадей участков подсчета запасов категории  $C_1$  по 4 пластам сверху – вниз составляют: 30,4% – 17,9% – 100% – 100%; среднее для месторождения значение – 25,2%. Доли запасов по категориям  $C_1$  по 4 пластам составляют соразмерные значения: 32,9% – 19,9% – 100% – 100%; среднее для месторождения значение – 21,7%. Значение средневзвешенных эффективных толщин газонасыщенности меняются от 3,0 м – до 26,1 м; сумма газонасыщенных толщин по месторождению составляет 44,6 м.

### Особенности оценки запасов

Главными оценочными параметрами, необходимыми для подсчета запасов месторождений, являются площади подсчета запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$  и соответствующие им значения средневзвешенных толщин. Отличия в определении площадей подсчета обусловлены использованием разных способов выделения участков подсчета запасов разных категорий. Отличия в определении средневзвешенных газонасыщенных толщин обусловлены выделением или, напротив, не выделением в качестве самостоятельных элементов подсчета запасов газовых (ГЗ) и газоводяных (ГВЗ) зон (табл. 2).

Таблица 2

#### Способы определения главных оценочных параметров для подсчета запасов месторождений нераспределенного фонда недр арктического шельфа России

№ пп	Месторождение	Год открытия	Фазовый тип	Продуктивные горизонты и пласты	Способы выделения участков подсчета запасов категории $C_1$	Способы определения средневзвешенных толщин
1	Мурманское	1983	Г	I, III, IV	По подошве продуктивного коллектора (УГВК)	$C_1$ - ГЗ* и ГВЗ**
				II		$C_2$ - ГВЗ
2	Северо-Кильдинское	1985	Г	I	Круговой контур радиусом 2 км	ГЗ и ГВЗ не выделяются
3	Поморское	1985	ГК	I	Круговой контур радиусом 2 км	ГЗ и ГВЗ не выделяются
4	Северо-Гуляевское	1985	НГК	I, I <sup>1</sup>	Круговой контур радиусом 1 км (нефть)	ГЗ и ГВЗ не выделяются
				II	Круговой контур радиусом 2 км (газ)	
5	Русановское	1989	ГК	A <sub>1</sub> – A <sub>7</sub>	Круговой контур радиусом 4 км	ГЗ и ГВЗ не выделяются
6	Ленинградское	1990	ГК	C A <sub>1</sub>	Прямоугольный контур шириной 4 км	ГВЗ ГЗ и ГВЗ
				AC <sub>1</sub> , AC <sub>2</sub> , AC <sub>3</sub>	Круговой контур радиусом 2 км	ГЗ и ГВЗ не выделяются
7	Лудловское	1990	Г	Ю <sub>0</sub>	Внешний контур газоносности и прямая линия на расстоянии 2 км от линии скважин	ГЗ и ГВЗ
8	Ледовое	1992	ГК	Ю <sub>0</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub>	Внешний контур газоносности (УГВК)	ГЗ и ГВЗ
				Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>2</sub>	Прямоугольный контур шириной 2 км.	ГЗ и ГВЗ не выделяются

\* ГЗ – газовая зона; \*\* ГВЗ – газоводяная зона

Для первого месторождения арктического шельфа – *Мурманского* – внутренний и внешний контуры газоносности определяются линией условных ГВК, причем внутренние контуры газоносности оказываются в пределах границ участков подсчета запасов категории

$C_1$ , границы которых условно определяются по подошвам продуктивных коллекторов. Средневзвешенные толщины для подсчета запасов  $C_1$  определялись отдельно для газовых и газоводяных зон. Запасы категории  $C_2$  в полном объеме оказались в пределах газоводяных зон, а значения средневзвешенных толщин, использованные для их подсчета, принимались равными для категории  $C_1$  в целом, включая газовую и газоводяную зоны.

Открытые вслед за Мурманским три месторождения оценивались по другой методике. На *Северо-Кильдинском* и *Поморском* однопластовых месторождениях запасы категории  $C_1$  подсчитывались в пределах круговых контуров вокруг единичных скважин с радиусом 2 км. Газовые и газоводяные зоны не выделялись. Также как и на *Северо-Гуляевском* месторождении, где использовались круговые контуры подсчета запасов категории  $C_1$  вокруг одной скважины: для двух нефтяных залежей – радиусом 1 км; для газовой залежи – радиусом 2 км.

На открытом позже *Русановском* месторождении также был использован круговой контур подсчета запасов категории  $C_1$  вокруг единственной скважины, но радиус был увеличен до 4 км. При отсутствии достоверной информации о положении внутреннего и внешнего контуров газоносности площади газоносности были приняты равными для всех 7 продуктивных пластов; газовые и газоводяные зоны не выделялись.

Открытое годом позже *Ленинградское* месторождение было вскрыто 2 скважинами. Для верхнего и нижнего, пластов пройденных двумя скважинами, запасы категории  $C_1$  оценивались в границах прямоугольного контура со стороной 4 км, объединяющего обе скважины. Для трех промежуточных пластов, пройденных одной скважиной, запасы категории  $C_1$  подсчитывались в рамках круговых контуров с радиусом 2 км. Запасы верхнего горизонта полностью находятся в пределах газоводяной зоны; в нижнем горизонте запасы подсчитывались отдельно для газовых и газоводяных зон; в трех промежуточных горизонтах газовые и газоводяные зоны не выделялись.

*Лудловское* однопластовое месторождение было вскрыто двумя скважинами. Контур подсчета запасов категории  $C_1$  был определен линией, проведенной параллельно и в 2 км от линии скважин и разделившей площадь газоносности на две части. Газовые и газоводяные зоны выделены для запасов категорий  $C_1$  и  $C_2$ .

Последнее по времени открытия *Ледовое* месторождение было пройдено 2 скважинами. По двум верхним пластам, вскрытыми двумя скважинами, запасы категории  $C_1$  подсчитывались в границах прямоугольного контура со стороной 4 км, объединяющего обе скважины. Запасы двух нижних горизонтов подсчитаны по категории  $C_1$  в рамках контура

газоносности (условный ГВК) вокруг одной из скважин. По двум верхним горизонтам выделены газовые и газоводяные зоны; для двух нижних горизонтов выделение этих зон не производилось.

Таким образом, при оценке запасов 8 рассматриваемых месторождений были использованы существенно разные способы и варианты выделения площадей подсчета запасов категории  $C_1$  и разделения залежей на газовые и газоводяные зоны. Подобный методический плюрализм и разнообразие использованных подсчетных параметров делают выполненные на их основе оценки величины и структуры запасов рассматриваемых месторождений трудно сопоставимыми.

Это положение в какой-то мере обусловлено той ситуацией, которая сложилась вокруг геологоразведочного процесса на арктическом шельфе.

Открытие 9 месторождений на арктическом шельфе России в свое время было отмечено Государственной премией. В представлении этой работы на премию (1994, с. 17) отмечается:

*«Открытие большинства месторождений произведено первой поисковой скважиной. Разведка и подсчет запасов проводились при минимальном количестве скважин. Это предопределило исключительно высокий экономический эффект всего геологоразведочного процесса, который складывается из экономии затрат на бурение нескольких разведочных скважин (на Штокмановском месторождении, например, не менее 5 - 6) и прибыли за реализацию дополнительной продукции, полученной за счет сокращения срока разведки и ускоренного на несколько лет ввода в разработку месторождений».*

В действительности из этих 9 открытых на арктическом шельфе месторождений лишь одно Штокмановское (1988) вошло в распределенный фонд. Со времени его открытия прошло уже 20 лет, сейчас планируется ввод его в разработку в 2014 г. и к настоящему времени на нем уже пробурено 7 поисковых и разведочных скважин. Остальные 8 месторождений так и остались, по существу, недоразведанными, притом что значения подсчетных параметров, использованных при оценке их запасов, нередко принимались условным, неоднозначным и недостаточно обоснованным образом.

### **Нераспределенность – как следствие невостробованности**

Время нахождения рассматриваемых месторождений в нераспределенном фонде составляет от 16 до 25 лет. Конечно, они уже участвовали в негласной процедуре отбора недропользователями; безусловно, не прошли этот отбор и на сегодняшний день недропользователи фактически оценивают запасы этих месторождений как нерентабельные

и непромышленные. Невостребованность рассматриваемых месторождений определяется сочетанием ряда факторов.

*Фазовая структура запасов.* Этот фактор может оцениваться как решающий в выборе недропользователей. Из 29 морских месторождений распределенного фонда недр акваторий России запасами нефти обладают 22; в распределенном фонде находится 99,1% запасов нефти категории  $C_1$  и 97,4% запасов категории  $C_2$ . Из 25 морских месторождений России, содержащих запасы нефти, в нераспределенном фонде находятся только 3, а среди 8 рассматриваемых месторождений только одно – Северо-Гуляевское – имеет запасы нефти порядка 10 млн. т.

*Достоверность оценки запасов.* Ставка на минимизацию затрат при проведении ГРП на западно-арктическом шельфе России в надежде добиться их высокой эффективности за счет прибыли, получаемой от досрочного введения в разработку этих месторождений, открываемых и оцениваемых 1 – 2 скважинами, оказалась неоправданной. Для единственного из этих месторождений, попавшего в распределенный фонд – Штокмановского, – потребовалось проведение доразведки и бурения дополнительных скважин. Обоснованность запасов оценки других месторождений арктического шельфа в целом невысока, и недропользователи прекрасно осознают как необходимость проведения значительных объемов бурения для их доразведки, так и высокие риски изменений первоначальных оценок.

*Разведанность запасов,* то есть, их подготовленность к освоению. Если запасы нефти востребованы в подавляющей своей части как в категории  $C_1$ , так и в категории  $C_2$ , то для газа фактор разведанности имеет гораздо более существенное значение: в распределенном фонде находится 74,4% запасов газа категории  $C_1$  и только 40,7% запасов газа категории  $C_2$ . Среди 8 рассматриваемых месторождений доля запасов категории  $C_1$  меняется от 6,8% (на самом крупном – Ленинградском месторождении) – до 52,3% (на законсервированном Мурманском месторождении). На общем фоне обнаруживающейся закономерности – чем больше запасы этих месторождений, тем меньше они разведаны – выделяются месторождения, оценка уровня разведанности которых вызывает сомнения и может оказаться существенно завышенной. Это относится, прежде всего, к Русановскому месторождению; в меньшей мере – к Лудловскому, Ледовому и Мурманскому месторождениям.

*Условия освоения.* Глубины моря для 3 месторождений составляют 200 – 280 м, для 3 месторождений 50 – 165 м, лишь для 2 месторождений 10 – 30 м. Расстояния от берега для 2

месторождений превышают 700 км, для 3 месторождений составляют 216 – 275 км, для 2 месторождений 75 – 125 км, лишь для 1 месторождения – 20 км. Ледовая обстановка, гидрологический, ветровой и температурный режимы для всех месторождений – либо крайне сложные, либо экстремальные. В сравнительно благоприятных условиях находятся месторождения Печорского моря, но это относительное преимущество обесценивается другими факторами.

*Качество углеводородного сырья.* Этот фактор резко снижает привлекательность месторождений Печорского моря: Северо-Гуляевского, газ которого содержит 12,95% сероводорода, нефть – 1,25% серы, конденсат – 0,22% серы; Поморского (8,5% сероводорода в составе газа и 0,48% серы в составе конденсата), от лицензии на разведку и разработку которого недропользователь отказался.

*Наличие альтернативы.* Площадь нефтегазоперспективных акваторий России превышает 4 млн. км<sup>2</sup>, а их извлекаемый ресурсный потенциал оценивается величиной порядка 100 млрд. т н.э. Разведанность этого гигантского потенциала невелика: по нефти – 3,7%, по газу – 7,5%, по конденсату – 3,8%. Анализ действующих и подготавливаемых проектов освоения УВ потенциала акваторий морей России позволяет обозначить следующие закономерности и тенденции [Новиков, 2007]:

- из 48 открытых на сегодняшний день морских месторождений России, включая 9 подводных продолжений прибрежных месторождений, в распределенном фонде находятся 29;

- из 29 месторождений распределенного фонда, 27 – расположены на глубинах моря до 50 м и на расстоянии от первых километров до десятков километров от берега;

- все шесть находящихся в настоящее время в разработке и четыре подготовленных к промышленному освоению морских месторождений России приурочены к минимальным глубинам моря или находятся на минимальном расстоянии от берега;

- единственное из подготовленных к промышленному освоению Штокмановское газоконденсатное месторождение в Баренцевом море расположено на значительном удалении от берега (560 км) и на больших глубинах моря (279-380 м);

- из 15 морских месторождений, открытых за последние 10 лет, 14 – расположены на глубинах моря до 35 м и на сравнительно небольших расстояниях от берега.

В отсутствие законодательства, позволяющего проведение аукционов на разведку и разработку месторождений морского дна, предлагаемые ежегодно для геологического изучения участки морского дна (лицензии НП) вызывают неизменный интерес

недропользователей. Это значит, что недропользователи предпочитают вкладывать средства в поиск и разведку новых морских месторождений, отвечающих инвестиционно более привлекательной совокупности вышеперечисленных факторов, нежели доразведывать и осваивать рассматриваемые месторождения.

### **Буровые скважин – как основа оценки и переоценки запасов.**

В соответствии с «Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденными МПР России 05.04.2007 г. и Роснедра 09.04.2007 г., основанием для выделения расчетных участков подсчета запасов разных категорий являются результаты бурения и испытания скважин.

Фонд буровых скважин на 8 месторождениях нераспределенного фонда недр арктического шельфа России насчитывает 22 скважины общим объемом чуть более 64 тыс. пог. м. (табл. 3). Из них – 3 скважины (6113 м) были ликвидированы по техническим причинам, не выполнив геологических задач; 16 скважин были ликвидированы по геологическим причинам после выполнения предусмотренных проектом бурения геологических задач; 3 скважины после выполнения геологических задач были законсервированы (на самых крупных месторождениях нераспределенного фонда – Ленинградском, Русановском и Ледовом). Ликвидация скважин по техническим причинам произошла на первых двух по времени открытия месторождениях: Мурманском (1983) и Северо-Кильдинском (1985); это были первые опыты морского бурения на шельфе СССР на глубинах моря более 100 – 200 м.

Большая часть – более трех четвертей – общего количества скважин (17 шт.) общим объемом бурения 49721 м имели поисковый характер и только менее четверти (5 шт.) общим объемом 14382 м – разведочный, то есть, соотношение поискового и разведочного бурения превышает 3:1. Первой поисковой скважиной было открыто 4 месторождения; на 2 месторождениях (Северо-Гуляевское, Поморское) бурение так и ограничилось одной поисковой скважиной; на 3 месторождениях (Ленинградское, Русановское и Ледовое) было пройдено по две поисковых скважины; на 2 месторождениях (Северо-Кильдинском, Лудловском) было пройдено по три поисковых и разведочных скважины; только на самом первом – Мурманском месторождении – было пройдено восемь скважин...

Неиспытанными остались 9 скважин (25519 м), то есть, 41% их общего количества и объема бурения, в том числе: 3 скважины, ликвидированные по техническим причинам, и 4 скважины, оказавшиеся за контуром нефтегазоносности; 2 скважины не испытывались по

другим причинам (Ледовое и Ленинградское месторождения) и оказавшись продуктивными по ГИС, были законсервированы.

Таблица 3

**Фонд буровых скважин месторождений нераспределенного фонда недр  
арктического шельфа России**

Месторождение	Всего	Вид бурения		Завершение бурения			
	Количество, шт. Объем, пог.м	Поис- ковое	Разведоч- ное	Ликвидация по ТП	За контуром	Не испытаны	Испытаны
<b>БАРЕНЦЕВО МОРЕ</b>							
Ледовое	$\frac{2}{5\ 000}$	$\frac{2}{5\ 000}$	—	—	—	$\frac{1}{2\ 500}$	$\frac{1}{2\ 500}$
Лудловское	$\frac{3}{9\ 038}$	$\frac{2}{7\ 247}$	$\frac{1}{1\ 791}$	—	$\frac{1}{4\ 070}$	$\frac{1}{4\ 070}$	$\frac{2}{4\ 968}$
Мурманское	$\frac{8}{25\ 032}$	$\frac{4}{12\ 441}$	$\frac{4}{12\ 591}$	$\frac{2}{4\ 230}$	$\frac{1}{3\ 660}$	$\frac{3}{7\ 890}$	$\frac{5}{17\ 142}$
Северо- Кильдинское	$\frac{3}{9\ 333}$	$\frac{3}{9\ 333}$	—	$\frac{1}{1\ 883}$	$\frac{1}{4\ 124}$	$\frac{2}{6\ 007}$	$\frac{1}{3\ 326}$
<b>ПЕЧОРСКОЕ МОРЕ</b>							
Северо- Гуляевское	$\frac{1}{3\ 072}$	$\frac{1}{3\ 072}$	—	—	—	—	$\frac{1}{3\ 072}$
Поморское	$\frac{1}{2\ 750}$	$\frac{1}{2\ 750}$	—	—	—	—	$\frac{1}{2\ 750}$
<b>КАРСКОЕ МОРЕ</b>							
Ленинград- ское	$\frac{2}{4\ 955}$	$\frac{2}{4\ 955}$	—	—	—	$\frac{1}{2\ 502}$	$\frac{1}{2\ 453}$
Русановское	$\frac{2}{4\ 923}$	$\frac{2}{4\ 923}$	—	—	$\frac{1}{2\ 550}$	$\frac{1}{2\ 550}$	$\frac{1}{2\ 373}$
<b>АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ</b>							
Всего: 8 месторож- дений	$\frac{22}{64\ 103}$	$\frac{17}{49\ 721}$	$\frac{5}{14\ 382}$	$\frac{3}{6\ 113}$	$\frac{4}{14\ 404}$	$\frac{9}{25\ 519}$	$\frac{13}{38\ 584}$

Испытания были проведены на 13 скважинах (38584 м), то есть, 59% их общего количества и объема бурения. При этом на 6 месторождениях было испытано по одной скважине, на 1 месторождении – две скважины, лишь на Мурманском месторождении были испытаны пять скважин.

Из 13 испытанных скважин на 8 рассматриваемых месторождениях дали промышленные притоки газа – 8 скважин, газа с конденсатом – 5 скважин, нефти – 1 скважина. В формальном соответствии с «Методическими рекомендациями...» (раздел III,

пункт 56: “К категории В (установленные) относятся разбуренные, неразрабатываемые, промышленно значимые извлекаемые запасы... разведываемой залежи, которые ожидается извлечь из пластов, вскрытых скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа в результате испытаний...”) вокруг каждой из этих 13 скважин должны выделяться квадратные элементарные участки подсчета запасов категории В (раздел II, пункт 60) со стороной 2 км.

Во всех этих 13 случаях в соответствии с «Методическими рекомендациями...» (раздел III, пункт 61: “К категории С<sub>1</sub> (оцененные) относятся неразбуренные, промышленно значимые извлекаемые запасы частей залежи, примыкающим к запасам более высоких категорий (А, В), и в районе скважин с положительной характеристикой по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), но неопробованных в колонне, при условии подтверждения выдержанности пласта в исследуемой части залежи.”) вокруг элементарных участков подсчета запасов категории В должны выделяться участки подсчета запасов категории С<sub>1</sub> по системе элементарных квадратов (раздел III, пункт 65) со стороной 2 км. Границы элементарных участков подсчета запасов категории С<sub>1</sub> со стороной квадрата 2 км должны выделяться также для двух неиспытанных скважин, оказавшихся продуктивными по результатам ГИС.

В предыдущем варианте «Методических рекомендаций...» для обоснования запасов категории В совершенно справедливо в соответствии с многолетним опытом нефтегазопроисловых работ требовалось выполнение ряда условий, а именно: «разбуренность залежи поисковыми, оценочными, разведочными и опережающими эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа»; «изученность параметров залежи с достаточностью для построения ее надежных геологической и фильтрационной моделей»; «рентабельность освоения залежи, подтверждаемая данными пробной эксплуатации, исследований скважин и обоснованная проектным технологическим документом на разработку».

Последняя редакция «Методических рекомендаций...» устраняет эти обоснованные ограничения на выделение категории запасов В, допуская это возможным даже на основании единственной на месторождении поисковой скважины.

### **Противоречия рекомендаций и неоднозначность переоценки**

В соответствии с вышеобозначенными пунктами «Методических рекомендаций...» на месторождениях нераспределенного фонда недр арктического шельфа должны выделяться

запасы категории В. Но это противоречит другим пунктам этой же редакции «Методических рекомендаций...», а именно:

Пункт 23: *«К непромышленным запасам относятся запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят...законсервированные месторождения...и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи. На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются геологические запасы».*

Пункт 33: *«Выделение группы непромышленных запасов по условиям недоступности... и отсутствия реальных технологий разработки месторождений (месторождения арктического шельфа с глубинами, недоступными для современных технологических средств, в условиях сплошного ледяного покрова и дрейфующих льдов и др.) рекомендуется осуществлять на основе качественной характеристики невозможности освоения без количественной оценки экономических критериев».*

Таким образом, на сегодняшний день как с точки зрения реальных действий и обнародованных планов недропользователей, так и в соответствии с пунктами 23 и 33 «Методических рекомендаций...», месторождения нераспределенного фонда недр арктического шельфа не обладают промышленно значимыми запасами УВ, для них должны подсчитываться и учитываться только геологические запасы без количественной оценки экономических критериев их освоения. Но, в соответствии с пунктом 56 рекомендаций, для этих месторождений необходимо выделять запасы категории В – установленные, промышленно значимые извлекаемые запасы. Это явное противоречие требует разрешения, тем более, что 5 из 8 рассматриваемых месторождений определены как стратегически значимые.

Очевидно, что в любом случае требуется переоценка категорий запасов этих месторождений на единой методической основе. С нашей точки зрения, исходя из опыта нефтегазопромысловых работ и опираясь на прежнюю редакцию «Методических рекомендаций...», следовало бы ограничить реальный уровень разведанности запасов месторождений нераспределенного фонда арктического шельфа категорией С<sub>1</sub> – оцененными запасами. В этом случае суммарная площадь расчетных участков запасов категории С<sub>1</sub> (элементарные квадраты со стороной 2 км вокруг скважин) в рамках 43 залежей на 8 месторождениях составит 210,6 км<sup>2</sup>, что почти в 8 раз меньше суммарной площади расчетных участков, выделенных ранее различными способами для подсчета запасов

категории  $C_1$  (1657,3 км<sup>2</sup>) по тем же залежам. Соответственно, доля площади подсчета запасов категории  $C_1$  в пределах общей площади газоносности (7995,3 км<sup>2</sup>) уменьшится с 20,7% – до 2,6%. В меньшей мере, но вполне сопоставимым образом уменьшится и доля запасов категории  $C_1$ .

В соответствии с пунктами 56 и 61 «Методических рекомендаций...» выделение запасов категории  $B_1$  в рамках элементарного участка (квадрат со стороной 2 км вокруг скважины) сопровождается его обрамлением 8 элементарными участками запасов категории  $C_1$  в рамках квадрата со стороной 6 км. Мы использовали этот формальный подход для того, чтобы оценить возможные результаты переоценки запасов рассматриваемых месторождений в соответствии с категориями новой классификации, определяя изменения значений площадей и объемов пород, используемых для подсчета запасов высоких категорий:  $C_1$  – при первоначальной оценке,  $C_1+B$  – при переоценке.

В результате пересчета площадей и объемов залежей 8 месторождений нераспределенного фонда недр арктического шельфа происходит:

- *Увеличение* относительных значений площадей и объемов продуктивных пород для пересчета запасов категорий  $C_1+B$  по сравнению с первоначальным подсчетом запасов категории  $C_1$ : Мурманское месторождение – на 12,0% и на 8,5%; Северо-Кильдинское месторождение – на 33,1% и 27,6%; Поморское месторождение – на 28,4% и 29,4%; Северо-Гуляевское месторождение – на 6,2% и 13,0% (для нефти); Северо-Гуляевское месторождение – на 22,0 % и 31,5% (для газа); Ленинградское месторождение – на 1,7% и 3,3%.

- *Уменьшение* относительных значений площадей и объемов продуктивных пород для пересчета запасов категорий  $C_1+B$  по сравнению с первоначальным подсчетом запасов категории  $C_1$ : Русановское месторождение – на 5,1% и 8,8%; Лудловское месторождение – на 6,3% и 6,6%; Ледовое месторождение – на 11,9% и на 12,0%.

Изменения доли запасов высоких категорий в суммарной структуре переоцениваемых запасов месторождений примерно соответствует изменениям объемов продуктивных пород, используемых для их подсчета.

Таким образом, в силу противоречий, содержащихся в последней редакции «Методических рекомендаций...», переоценка запасов месторождений нераспределенного фонда арктического шельфа России может быть выполнена в двух альтернативных вариантах, т.е. не может быть безусловно однозначной.

*Первый вариант* – это выделение на всех рассматриваемых месторождениях в соответствии с реально достигнутым уровнем их разведанности только запасов категорий  $C_2$  и  $C_1$ . В этом варианте происходит резкое (во много раз) уменьшение доли запасов категории  $C_1$  на всех месторождениях.

*Второй вариант* – это выделение на этих же месторождениях запасов категории В, явно не обеспечиваемой реально достигнутым уровнем их разведанности. Подобное выделение допускается последней редакцией «Методических рекомендаций...», но полностью исключается их предыдущей редакцией. В этом варианте изменения величины запасов высоких категорий ( $C_1+В$ ) имеют неоднозначный для разных месторождений характер, что обусловлено, главным образом, использованием разных способов выделения участков подсчета запасов категории  $C_1$  при их первоначальной оценке. В результате переоценки происходит: 1) либо значительное увеличение запасов высоких категорий для небольших месторождений – Северо-Кильдинского, Поморского, Северо-Гуляевского; 2) либо менее значительное увеличение запасов высоких категорий, сопровождаемое замещением более обоснованных запасов категории  $C_1$  (межскважинная интерполяция в центре залежи) – менее обоснованными запасами категории  $C_2$  (экстраполяция от скважин – к периферии залежи) – для крупного Мурманского и Ленинградского месторождений; 3) либо уменьшение запасов высоких категорий для крупных месторождений – Русановского, Ледового, Лудловского.

### **Системные мероприятия**

Для разрешения этой методической коллизии особенно в связи с тем, что пять из рассматриваемых месторождений являются объектами федерального уровня, имеющими стратегическое значение, необходимо выполнение ряда взаимосвязанных мероприятий:

- Определить требования, предъявляемые к состоянию запасов газа тех месторождений, которые являются объектами стратегического значения.
- Провести ревизию качества подготовки запасов этих месторождений и оценить степень ее соответствия предъявляемым требованиям.
- Определить и реализовать комплекс мер, необходимых для повышения качества подготовки запасов этих месторождений, включая их переоценку в соответствии с категориями новой классификации.

В конечном счете, важно отчетливо определить цель создания фонда месторождений стратегического значения. Если это – стратегический резерв, необходимый для обеспечения энергетической безопасности государства, то для его создания и содержания в нужной форме

требуется, прежде всего, строго реалистичная оценка состояния запасов месторождений фонда. Если это – переотложение нынешних проблем в форме «фонда будущих поколений», то вряд ли стоит рассчитывать на благодарность этих будущих поколений... Даже если отретушировать желто-зеленый фасад «фонда» и расцветить его синими квадратами.

#### **Литература**

*Новиков Ю.Н.* Углеводороды береговой зоны – как особая категория ресурсов морской периферии России // Сборник материалов 7-го международного форума ТЭК России. СПб., 2007. С. 229-232.

**Рецензент:** Назаров Валентин Иванович, доктор экономических наук, профессор