

УДК 553.98.04(26)

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

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА НЕДР

В период с 1983 по 1992 г. на шельфе России было открыто 11 месторождений, остающихся и поныне в нераспределенном фонде недр. Все эти месторождения, кроме крупного Мурманского и мелкого по запасам Калининградского месторождений, открыты и разведаны 1-2 скважинами, на основании которых были оценены их запасы, превышающие в сумме более 2,7 млрд. т нефтяного эквивалента, в том числе около 21 % - по категории С₁. При оценке запасов этих месторождений способы выделения участков подсчета запасов категории С₁ существенно отличались. Можно обозначить четыре основных способа выделения подсчетных участков – в зависимости от времени и места оценки.

Ключевые слова: морские месторождения, категории запасов, нераспределенный фонд, оценка запасов, участки подсчета запасов.

За 10 лет (1983-1992 гг.) на шельфе России было открыто 11 месторождений, остающихся и поныне в нераспределенном фонде недр: Мурманское, Северо-Кильдинское, Лудловское, Ледовое – в Баренцевом море; Поморское, Северо-Гуляевское – в Печорском море; Русановское, Ленинградское – в Карском море; Калининградское – в Балтийском море; Венинское месторождение – в Охотском море; Изыльметьевское – в Японском море. Все месторождения, кроме крупного Мурманского и мелкого по запасам Калининградского месторождений, открыты и разведаны 1-2 скважинами, на основании которых были оценены их запасы, превышающие в сумме более 2,7 млрд. т нефтяного эквивалента (Н.Э.), в т.ч. около 21 % - по категории С₁. При оценки запасов этих месторождений способы выделения участков подсчета запасов категории С₁ существенно отличались. Можно обозначить четыре основных способа выделения подсчетных участков – в зависимости от времени и места оценки.

I. Оценка запасов категории С₁ в рамках условных газоводяных контактов или газоводяных контактов

Этот способ использовался в 1983-1986 гг. для оценки запасов Мурманского, Венинского и Изыльметьевского месторождений (рис. 1).

Мурманское газовое месторождение (1983 г.). Это первое крупное открытие на арктическом шельфе России, оказавшееся при этом и самым сложным по строению: 21 залежь высотой от 56 м – до 272 м в рамках 4 продуктивных горизонтов.

Морские месторождения нераспределенного фонда недр Способы выделения участков подсчета запасов категории С₁ 1983 – 1986 гг.

Баренцево море
Мурманское газовое
месторождение
1983 г.

Японское море
Венинское газовое
месторождение
1985 г.

Охотское море
Изыльметьевское газовое
месторождение
1986 г.

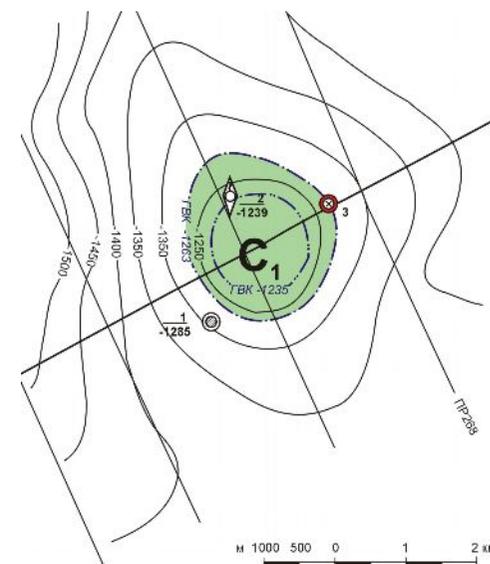
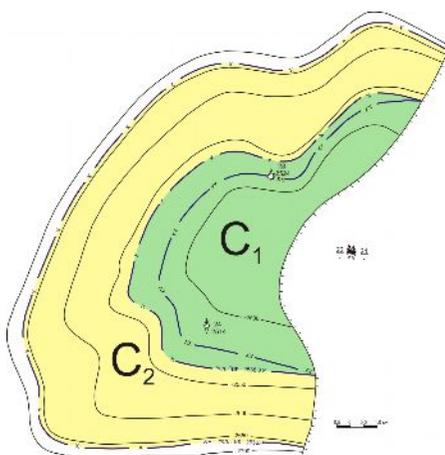


Рис. 1. Выделение участков подсчета запасов категории С₁ по УГВК или ГВК

На месторождении пробурены 4 поисковых и 4 разведочных скважины (минимальная глубина бурения – 1 609 м, максимальная – 4 373 м): в контуре месторождений оказались все восемь скважин, из которых две — были ликвидированы по техническим причинам, вызванным авариями; бурение 5 скважин было завершено испытаниями.

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. Положение границ участков залежей с запасами категории C_1 принимались по результатам испытаний ГИС и по условной линии литологического замещения УГВК, а для запасов категории C_2 – по нижней отметке установленной продуктивности в скважине №23 и по линии контакта, проведенной через нее.

Венинское газовое месторождение (1985 г.). Единственная залежь месторождения, вскрытая скважиной №2 (поисковая скв. №1, пробуренная семью годами ранее, дала приток пластовой воды), является самостоятельной пластовой тектонически экранированной размером 1,5 x 3,5 км. Площадь ее составляет 4 000 тыс.м².

Для оценки запасов была принята площадь, ограниченная условным ГВК и разрывом. Запасы газа целиком отнесены к категории C_1 и составили 1 488 млн. м³.

Изыльметьевское газовое месторождение (1986 г.). На Изыльметьевском месторождении вскрыто 5 продуктивных горизонтов. Продуктивность четырех нижних горизонтов доказана испытаниями скважин №2 и №1; предполагаемая продуктивность верхнего горизонта обоснована результатами ГИС. Суммарная площадь месторождения по всем 5 продуктивным горизонтам составляет 24 400 тыс. м².

Оценка запасов произведена по четырем горизонтам (III, V, VII, VIII) в соответствии с результатами опробования по категории C_1 , по верхнему неопробованному горизонту (II) – только по категории C_2 . Для подсчета запасов были приняты площади, ограниченные УГВК и ГВК.

II. Оценка запасов категории C_1 в рамках кругового контура

Этот способ использовался в 1983-1989 гг. для оценки запасов Северо-Кильдинского, Поморского, Северо-Гуляевского и Русановского месторождений (рис. 2).

Морские месторождения нераспределенного фонда недр Способы выделения участков подсчета запасов категории C_1 1985 – 1989 гг.

Баренцево море
Северо-Кильдинское
газовое
месторождение
1983 г.

Печорское море
Поморское
газоконденсатное
месторождение
1985 г.

Печорское море
Северо-Гуляевское
нефтегазоконденсатное
месторождение
1986 г.

Карское море
Русановское
газоконденсатное
месторождение
1989 г.



Рис. 2. Выделение участков подсчета запасов категории C_1 в рамках кругового контура

Северо-Кильдинское газовое месторождение (1983 г.). Это однопластовое месторождение площадью $64,5 \text{ км}^2$ – самое маленькое по величине запасов (менее 20 млрд. м^3) среди месторождений арктического шельфа. Первая поисковая скважина была ликвидирована по техническим причинам; вторая – пробуренная рядом, дала притоки газа; третья – оказалась за контуром газоносности.

Запасы в целом оценивались в контуре газоводяного контакта на глубине 2472,3 м. Запасы категории C_1 оценивались в круговом контуре радиусом 2 км.

Поморское газоконденсатное месторождение (1985 г.). Поморское однопластовое месторождение площадью $41,1 \text{ км}^2$ было открыто и испытано одной поисковой скважиной глубиной 2 750 м, давшей дебиты газа и конденсата.

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.

Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение (1986 г.). Это многопластовое месторождение включает 3 залежи площадью от $51,6$ – до $81,8$ млн. м^2 . Месторождение было открыто и испытано одной поисковой скважиной глубиной 3072 м, давшей притоки газа с конденсатом и нефти.

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. Запасы газа категории C_1 для нижней залежи подсчитывались в пределах кругового контура радиусом 2 км.

Русановское газоконденсатное месторождение (1989 г.). Это многопластовое месторождение – уникальное по запасам и второе по крупности месторождение нераспределенного фонда недр акваторий России.

На Русановском месторождении было пробурено две поисковых скважины. 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.

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. 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.

III. Оценка запасов категории C_1 в рамках контура, ограниченного ГВК (ВНК) и условными линиями

Этот способ использовался для оценки запасов Калининградского (1984 г.) и Лудловского (1990 г.) месторождений (рис. 3).

Калининградское нефтяное месторождение (1984 г.). Это однопластовое нефтяное месторождение площадью 7761 тыс. м², открытое скв. №1, по результатам испытаний которой был произведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа. В последующие годы было пробурено еще 2 скважины, которые также вскрыли нефтяную залежь.

Запасы категории C_1 выделены в центральной части залежи на основании промышленных притоков нефти, полученных из разведочных скважин 1-3. Эта часть залежи охватывает разбуренную площадь, ограниченную с севера плоскостью тектонического нарушения, с юга – контуром нефтеносности, а с востока и запада условными линиями, проходящими в километре от скважин 2 и 3.

Лудловское газовое месторождение (1990 г.). Это однопластовое месторождение имеет площадь 242,4 км². Первая поисковая скважина, заложенная в седловине структуры, дала приток воды и оказалась на 4 км севернее внешнего контура газоносности. Вторая скважина, пройденная на своде структуры, дала приток газа. Третья скважина – разведочная, пройденная на восточном крыле структуры, дала приток газа с водой.

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.

IV. Оценка запасов категории C_1 в рамках прямоугольного контура

Этот способ использовался в 1990-1992 гг. для оценки запасов Ленинградского и Ледового месторождений (рис. 4).

**Морские месторождения нераспределенного фонда недр
Способы выделения участков подсчета запасов категории С₁
1984 – 1990 гг.**

Балтийское море
Калининградское нефтяное
месторождение
1984 г.

Баренцево море
Лудловское газовое
месторождение
1990 г.

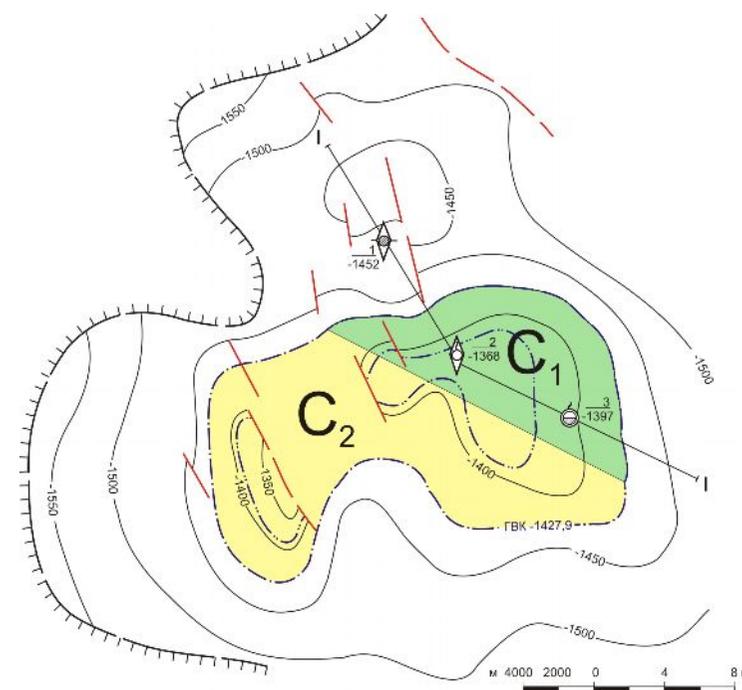
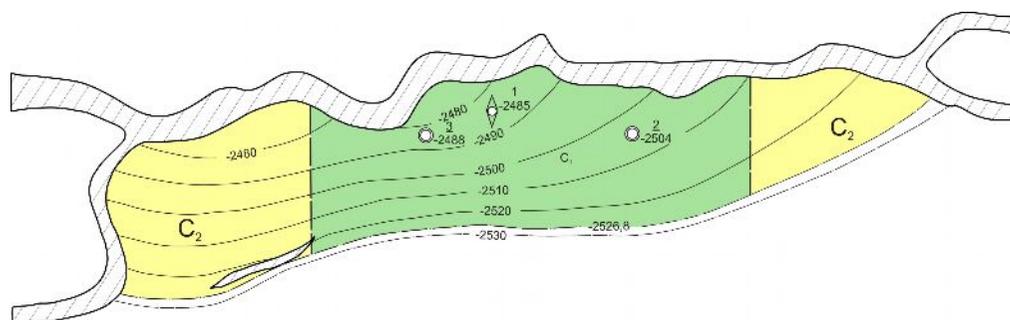
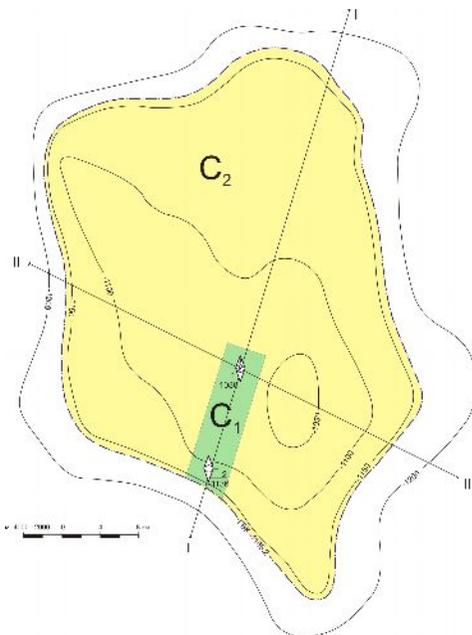


Рис. 3. Выделение участков подсчета запасов категории С₁ в рамках контура, ограниченного ГВК (ВНК) и условными линиями

**Морские месторождения нераспределенного фонда недр
Способы выделения участков подсчета запасов категории C_1
1990 – 1992 гг.**

Карское море
Ленинградское газоконденсатное
месторождение
1990 г.



Баренцево море
Ледовое газоконденсатное
месторождение
1992 г.

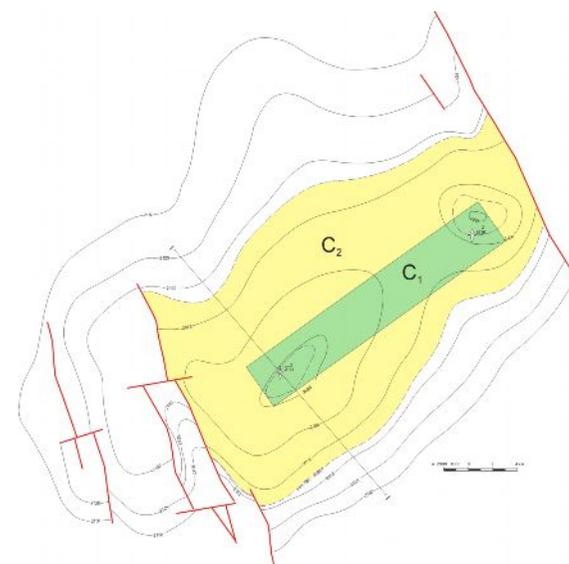


Рис. 4. Выделение участков подсчета запасов категории C_1 в рамках прямоугольного контура

Ленинградское газоконденсатное месторождение (1990 г.). Это многопластовое месторождение – самое крупное месторождение нераспределенного фонда недр акваторий России: по максимальной площади отдельного продуктивного пласта (1180,2 км²), по суммарной площади продуктивных пластов (3 001,2 км²) и величине запасов.

Продуктивной оказалась первая поисковая скважина, давшая приток газа с конденсатом; 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 км² – до 1180,2 км²; они залегают на глубинах от 1099 м – до 1895 м. Запасы категории С₁ подсчитывались в прямоугольном контуре шириной 4 км и длиной 13,2 км, включающем обе скважины.

Ледовое газоконденсатное месторождение (1992 г.). Это многопластовое месторождение состоит из 4 продуктивных пластов площадью от 9,3 – до 515,9 км². Месторождение было открыто первой поисковой скважиной, давшей притоки газа; 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 С₁ по двум верхним горизонтам определены непрерывным прямоугольным контуром шириной 4 км и длиной 23,2 км, включающем обе скважины. В связи с незначительной площадью контуры подсчета запасов категории С₁ по двум нижним горизонтам определены линиями газоводяных контактов залежей, пройденных только первой скважиной.

Выводы

• При оценке запасов 11 рассматриваемых месторождений в разное время и в разных регионах были использованы существенно разные способы и варианты выделения площадей подсчета запасов категории С₁. Но даже в одно и то же время в разных регионах месторождения оценивались по разному: **1983 г.** – Мурманское (выделение категории С₁ по условному ГВК) и Северо-Кильдинское (выделение категории С₁ в рамках кругового контура); **1985 г.** – Венинское (выделение категории С₁ по условному ГВК) и Поморское (выделение категории С₁ в рамках кругового контура); **1986 г.** – Изильметьевское (выделение категории С₁ по условному ГВК) и Северо-Гуляевское (выделение категории С₁ в рамках кругового контура); **1990 г.** – Лудловское (выделение категории С₁ в рамках

контура, ограниченного ГВК (ВНК) и условными линиями) и Ленинградское (выделение категории C_1 в рамках прямоугольного контура);

• Подобный методический плюрализм и разнообразие использованных подсчетных параметров делают выполненные на их основе оценки величины и структуры запасов рассматриваемых месторождений трудно сопоставимыми. Для сопоставления запасов рассматриваемых месторождений в любом случае необходим их пересчет на *единой методической основе*.

Огромную благодарность за помощь в подготовке статьи автор выражает Новикову Ю.Н.

Рецензент: Подольский Юрий Васильевич, доктор геолого-минералогических наук

Gazhula S.V.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia
ins@vnigri.spb.su

PECULIARITIES OF ESTIMATION OF HYDROCARBON RESERVES OF THE UNDISTRIBUTED FUND OFFSHORE FIELDS

In the period of 1983-1992, 11 hydrocarbon fields were discovered on the Russian shelf. Up to now, they are in the undistributed fund. All these fields, with the exception of the Murmansk large field and Kaliningrad small field, have been discovered and explored by one-two wells. Their reserves, making up 2.7 billion t o.e. including about 21% of cat. C_1 , have been estimated on the data of these wells. The ways of choosing the sections for calculating the reserves of cat. C_1 are significantly distinct. There are four basic ways of choosing the calculating sections depending on estimation time and place.

Key words: *offshore fields, categories of reserves, undistributed fund, estimation of reserves, sections of calculation of reserves.*