

УДК 3179

## ОБОСНОВАНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПЛОЩАДОК ПОДВОДНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН МУРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Баловацкая А.А.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: balovackaya@yandex.ru*

Главной целью исследования является приращение запасов углеводородов, за счет выявления наиболее оптимальных технологий выработки запасов сложнопостроенных газовых залежей Мурманского месторождения, расположенного в Арктической зоне на шельфе Баренцева моря. В целом по Мурманскому месторождению в процессе разработки будут задействованы запасы газа в объеме 81,2 млрд. м<sup>3</sup> по сумме категорий C1+50%C2. Мурманское газовое месторождение приурочено к локальному структурному поднятию, сформированному над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Продуктивными являются триасовые и юрские комплексы, нефтематеринскими - отложения пермо-триаса. Мурманское месторождение имеет сложное многопластовое строение. Всего выделено около 20 продуктивных пластов песчаников ранне-среднетриасового возраста. Все выявленные залежи литологически экранированы, причем большинство из них выклиниваются в сводовой части структурного поднятия. Газ по составу метановый с низким содержанием неуглеводородных компонентов. По запасам месторождение относится к крупным. В статье описываются характеристики Мурманского месторождения и его геологического строения, приводится обоснование расположения площадок подводного заканчивания для оптимального размещения скважин мурманского месторождения, а также перечисляются факторы при выборе площадок подводного заканчивания.

Ключевые слова: газ, сложное геологическое строение, шельф, Мурманское месторождение, подводное заканчивание.

## JUSTIFICATION OF LAYING PLACES OF UNDERWATER ENDING AND ISOLATION OF OPERATIONAL OBJECTS FOR OPTIMAL PLACEMENT WELLS OF THE MURMANSK DEPOSIT

Balovackaya A.A.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: Balovackaya@yandex.ru*

The main objective of the study is to increment hydrocarbon reserves, by identifying the most optimal technologies for developing reserves of complex gas deposits of the Murmansk field located in the Arctic zone on the Barents Sea shelf. In general, for the Murmansk field, the development process will involve gas reserves in the amount of 81.2 billion m<sup>3</sup> in terms of categories C1 + 50% C2. The Murmansk gas field is confined to a local structural uplift formed over the system of violations of the south-western side of the basin. The Triassic and Jurassic complexes are productive, and the source materials are Permian-Triassic deposits. The Murmansk field has a complex multi-layer structure. In total, about 20 productive strata of sandstones of early medium-Triassic age were identified. All discovered deposits are lithologically screened, and most of them pinch out in the arch part of the structural lift. The composition of the gas is methane with a low content of non-hydrocarbon components. In terms of reserves, the deposit is classified as large. The article describes the characteristics of the Murmansk field and its geological structure, provides a rationale for the location of subsea completion sites for optimal placement of wells in the Murmanskoye field, and also lists the factors when choosing subsea completion sites.

Key words: gas, complex geological structure, shelf, Murmansk field, underwater completion.

Месторождение было открыто компанией «Арктикморнефтегазразведка» при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на шельфе. Является первым месторождением, открытым в 1983 году «Арктикморнефтегазразведка». Оно расположено в южной части Баренцева моря. Глубины моря в его пределах изменяются от 68 до 123 м. На месторождении пробурено 9 скважин. Залежи газа приурочены к терригенным отложениям

нижне-среднетриасового возраста. По величине геологических запасов газа Мурманское месторождение классифицируется как крупное [1].

Трудность разработки Мурманского месторождения обуславливается сложным геологическим строением (многопластовость, неоднородность, литологические нарушения) и невысокими фильтрационными характеристиками пластов. В разрезе месторождения выделяется 21 газоносный пласт, однако все пласты обладают невысокими газонасыщенными толщинами (0,6 – 5,1 м), при этом они характеризуются большими площадями залегания. Геометрические размеры месторождения составляют 30 x 40 км [2]. Использование одной платформы или одной точки подводного заканчивания в таком случае недопустимо ввиду больших отходов профилей стволов в горизонтальном направлении, которые могут достигать 7-8 км. Исходя из данных соображений, бурение рекомендуется проводить, как минимум, с двух площадок [3].

Вопрос выбора платформы или точки подводного заканчивания комплексный и зависит от множества технико-экономических факторов. С точки зрения разработки решающую роль при выборе места размещения платформ играет величина плотности запасов газа на тех или иных участках месторождения. С этой целью была построена карта плотности запасов газа (рис. 1) с максимальными контурами газоносности. В построении карт приняты запасы в следующем отношении: категория С<sub>1</sub> – 100%, категория С<sub>2</sub> – 50%.

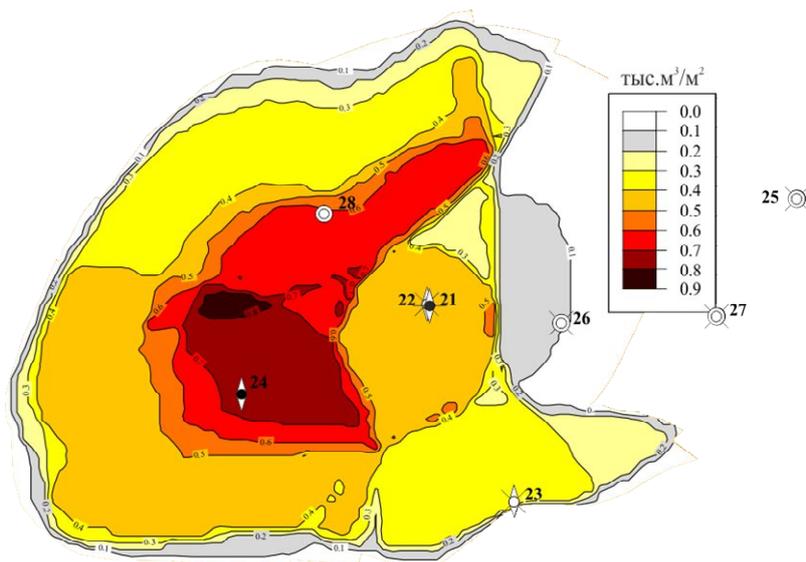


Рисунок 1 – Карта плотности запасов газа

Согласно рисунку 1, наибольшие запасы газа приурочены к залежам в юго-западном и северо-восточном направлениях. Исходя из данного распределения запасов, рекомендуется разместить одну площадку для бурения скважин в районе поисково-разведочной скважины №24, а вторую площадку – в районе между поисково-разведочными скважинами №22 и №28.

Вторым важным фактором при выборе площадок подводного заканчивания является глубина моря. В среднем глубина моря на площади месторождения изменяется от 90 до 130

м. Для размещения площадок рекомендуется использовать наиболее приподнятые участки с глубинами до 100 м. Таким образом, рекомендуемое размещение площадок подводного заканчивания скважин с учетом распределения запасов газа и глубин моря представлено на рисунке 2.

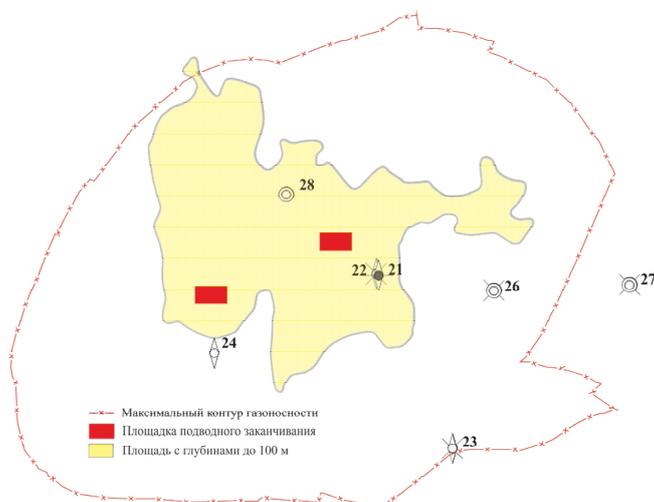


Рисунок 2 – Рекомендуемое размещение площадок подводного заканчивания

Продуктивные пласты Мурманского месторождения характеризуются сложным геологическим строением:

- наличие обширных литологических ограничений;
- несовпадение отдельных залежей в плане в пределах одного продуктивного горизонта;
- большие геометрические размеры пластов при низких газонасыщенных толщинах.

Для прогнозирования технико-экономических показателей разработки месторождения проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов учитывалось следующее:

- особенности геологического строения продуктивных пластов;
- коллекторские свойства залежей, термобарические характеристики и физико-химические свойства углеводородов;
- максимально возможное извлечение запасов углеводородов из пластов;
- рациональное использование фонда пробуренных и проектных скважин;
- экономическая рентабельность проекта.

Залежи Мурманского месторождения сосредоточены в 21 продуктивном пласте, из них к первому продуктивному горизонту относятся девять, второму – три, третьему – шесть, четвертому – одна. Все залежи триасового возраста. Продуктивные пласты выделены по данным комплекса геофизических, керновых исследований с привлечением данных результатов испытания скважин [4].

В плане залежи далеко не всегда совпадают друг с другом, однако при этом размещаются в пределах одной зоны, которую можно описать максимальным контуром газоносности. В восточной части наблюдаются обширные зоны замещения коллекторов, поэтому плотность запасов в данной зоне наиболее низкая.

Среди всех горизонтов наилучшими фильтрационными характеристиками обладают пласты I горизонта, проницаемость по керну – 13 мД, по ГИС – 10,2. Также на I объекте получено максимальное значение абсолютно свободного дебита газа – 813 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Наихудшие значения проницаемости отмечаются по II горизонту – 0,8 мД по керну, 0,6 мД по ГИС, при этом он характеризуется притоком газа только в одной скважине - 35,7 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Однако, в целом фильтрационно-емкостные свойства пластов I, III, IV горизонтов достаточно схожи для их совместной разработки.

В разрезе залежи залегают также достаточно компактно, продуктивный разрез месторождения составляет порядка 500 м. Невысокие фильтрационные свойства, большие геометрические размеры пластов и высокая стоимость строительства скважин на шельфе, обуславливает применение субгоризонтальных скважин, в том числе многоствольных, что не позволяет вскрыть весь разрез одной скважиной. Для оптимального размещения скважин с учетом термобарических характеристик и особенностей размещения залежей, рекомендуется произвести условное деление пластов Мурманского месторождения на несколько объектов.

Пласты III и IV продуктивного горизонта можно выделить в самостоятельные эксплуатационные объекты, а количество пластов в объектах составит соответственно – шесть и три.

Пласты II<sub>1</sub>, II<sub>2</sub>, II<sub>3</sub> выделять в самостоятельный объект не рекомендуется в связи с практически полным несовпадением контуров в плане и малыми величинами запасов газа по категории C<sub>1</sub>+50%C<sub>2</sub> – 2,1 млрд.м<sup>3</sup>.

В I продуктивный горизонт входит сразу девять пластов, поэтому возможно разделение на два объекта, в одном из которых будет содержаться четыре пласта, а в другом – пять.

### **Объект 1а**

В его состав входят пласты I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub><sup>аб</sup>, I<sub>2</sub><sup>вг</sup>, I<sub>2</sub><sup>деж</sup>. Залежи данных пластов характеризуются средними значениями абсолютно свободных дебитов газа – 162 – 220 тыс.м<sup>3</sup>/сут, которые получены при испытании двух скважин на пласт I<sub>1</sub>. Схема совмещенных контуров газоносности объекта 1а представлена на рис.3. Суммарные запасы объекта по сумме категорий C<sub>1</sub>+50%C<sub>2</sub> составляют 20,6 млрд.м<sup>3</sup>.

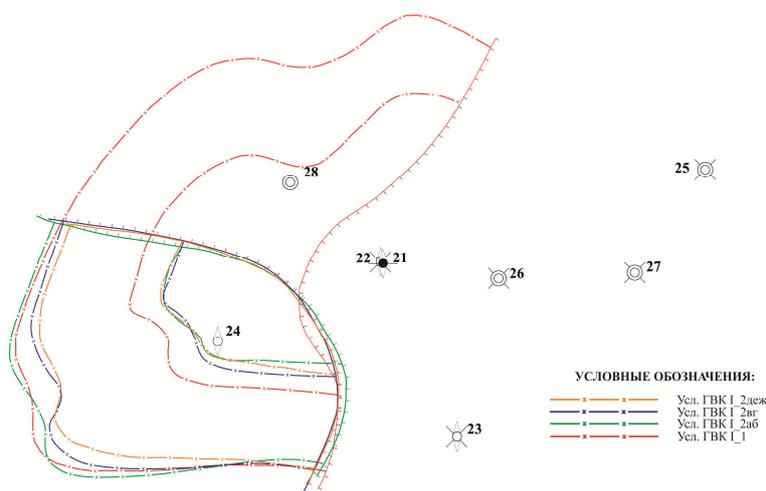


Рисунок 3 – Схема совмещенных контуров газоносности объекта 1а

### Объект 1б

В его состав входят пласты I<sub>3</sub>, I<sub>4</sub>, I<sub>5</sub>, I<sub>6</sub>, I<sub>7</sub>. Залежи данных пластов по данным исследований в трех скважинах характеризуются относительно высокими абсолютно свободными дебитами газа (162 – 813 тыс.м<sup>3</sup>/сут). Схема совмещенных контуров газоносности объекта 1б представлена на рис. 4. В связи с большим отходом от предполагаемого размещения площадок для бурения из рассмотрения на данном этапе исключен пласт I<sub>3</sub> с запасами категории С<sub>1</sub> – 2,1 млрд.м<sup>3</sup> (р-н скв. №23). Таким образом, суммарные запасы данного объекта по сумме категорий С<sub>1</sub>+50%С<sub>2</sub> составляют 27,9 млрд.м<sup>3</sup>.

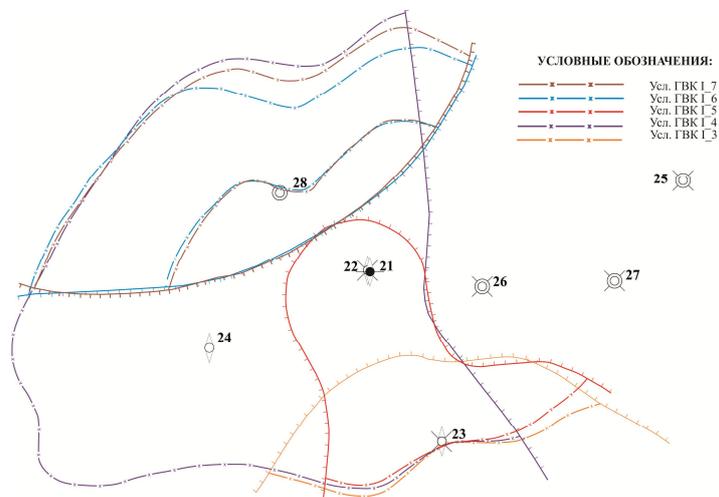


Рисунок 4 – Схема совмещенных контуров газоносности объекта 1б

### Объект 2

В его состав входят пласты III<sub>1</sub>, III<sub>2</sub>, III<sub>4</sub>, III<sub>5</sub>, III<sub>6</sub>. Залежи данных пластов по данным пяти исследований в шести скважинах характеризуются средними значения абсолютно свободных дебитов газа – 120 – 343 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Схема совмещенных контуров газоносности объекта 2 представлена на рис.5. В связи с большим отходом от предполагаемого места размещения площадок для размещения скважин на данном этапе исключен пласт III<sub>3</sub> с

запасами категории  $C_1+50\%C_2$  – 2,3 млрд.м<sup>3</sup> (р-н скв. №26). Таким образом, запасы данного объекта по сумме категорий  $C_1+50\%C_2$  составляют 22,9 млрд.м<sup>3</sup> [5].

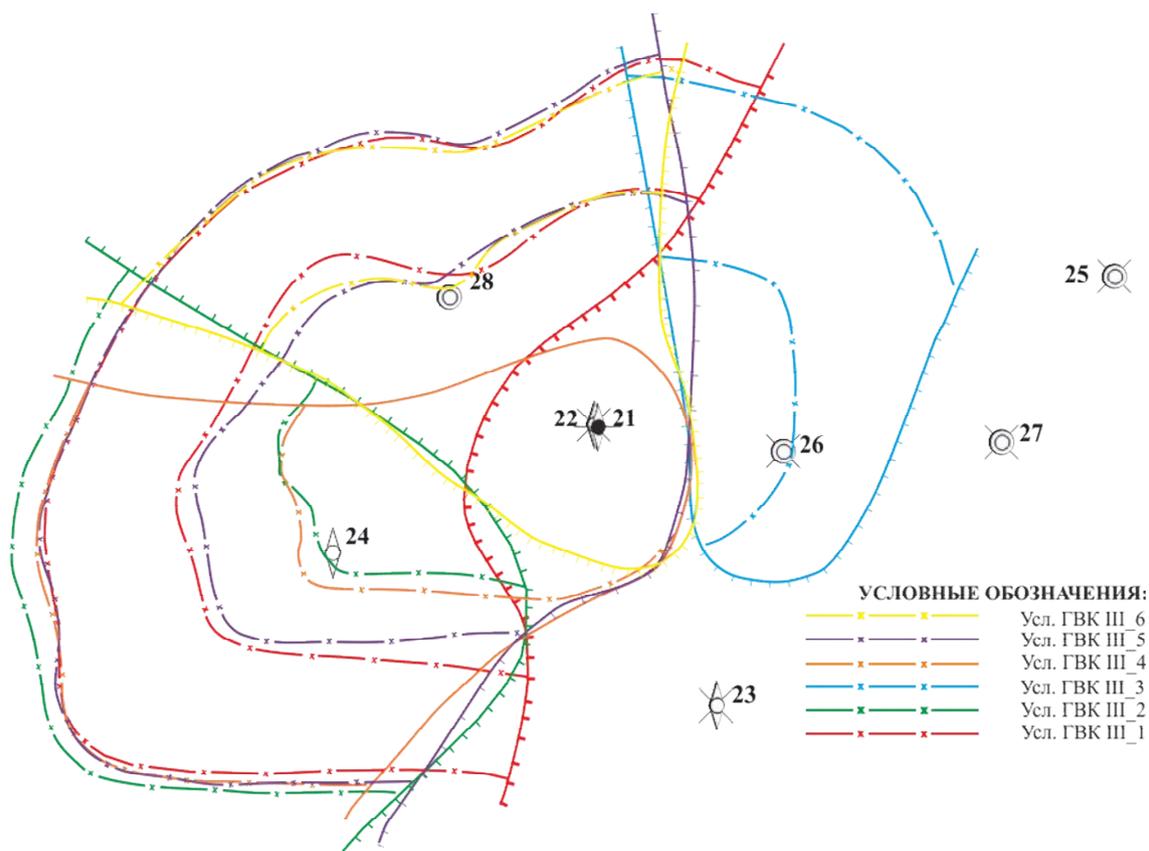


Рисунок 5 – Схема совмещенных контуров газоносности объекта 2

### Объект 3

В его состав входят пласты  $IV_1$  и  $IV_2$ . В связи с большим отходом от площадок предполагаемого размещения скважин из рассмотрения на данном этапе исключен пласт  $IV_3$  с запасами категории  $C_1+50\%C_2$  – 2,1 млрд.м<sup>3</sup> (р-н скв. №26). При испытании пластов  $IV_1$  и  $IV_2$  на штуцерах 7,9 и 10 мм, были получены дебиты 159,4 и 228 тыс.м<sup>3</sup>/сут, что говорит о сходстве продуктивных характеристик с пластами III продуктивного горизонта. Схема совмещенных контуров газоносности объекта 3 представлена на рис.6. Таким образом, суммарные запасы данного объекта по сумме категорий  $C_1+50\%C_2$  составляют 9,8 млрд.м<sup>3</sup>.

В целом по месторождению в процессе разработки будут задействованы запасы газа в объеме 81,2 млрд.м<sup>3</sup> по сумме категорий  $C_1+50\%C_2$ .



освоения для энергетики г. Мурманска // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO – CIS Offshore), 10-13 сентября 2013 г. Санкт –Петербург. СПб., 2013. С. 195-197.

5. Петренко В.И. Ильченко ЛюА., Конащук В.Ф. О механизме посадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109-117.