

ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ 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. м³ 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 месторождениям. В статье описываются характеристики Мурманского месторождения и его геологического строения, рассматриваются варианты разработки скважин, приводится обоснование данных вариантов разработки скважин Мурманского месторождения, а также представляется схема размещения проектного фонда скважин.

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

JUSTIFICATION OF OPTIONS FOR DEVELOPMENT WELLS MURMANSKY 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 m³ 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 belongs to large deposits. The article describes the characteristics of the Murmansk field and its geological structure, discusses the options for well development, provides a rationale for these options for developing the Murmansk field, and also presents the layout of the project well stock.

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

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].

При обосновании количества и расположения скважин на объектах разработки исходили из возможности дренирования максимальных объемов с учетом приходящихся на них запасов газа.

Объект 1а

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1 предусматривает бурение четырех субгоризонтальных стволов из скважин №№101, 102, 103, 104 (рис. 1). В скважинах №№101, 102, 103 предполагается вскрытие всех продуктивных пластов объекта – I₁, I₂^{аб}, I₂^{вг}, I₂^{деж}, запасы газа в данной зоне составляют ориентировочно 16 млрд.м³. Скважиной №104 планируется вскрыть только пласт I₁, запасы газа на этом участке равны приблизительно 4,6 млрд.м³. Если рассматривать объект без привязки к площадкам подводного заканчивания, то возможно бурение субгоризонтального ствола скважины №901. Во всех стволах предусматривается проведение многозонного ГРП для улучшения связности коллекторов по вертикали. Максимальная депрессия по данному варианту составляет 100 атм [4].

Вариант 2 по количеству и конструкции скважин соответствует варианту 1. Отличие заключается в том, что предусматривается повышенная величина максимальной депрессии – 150 атм.

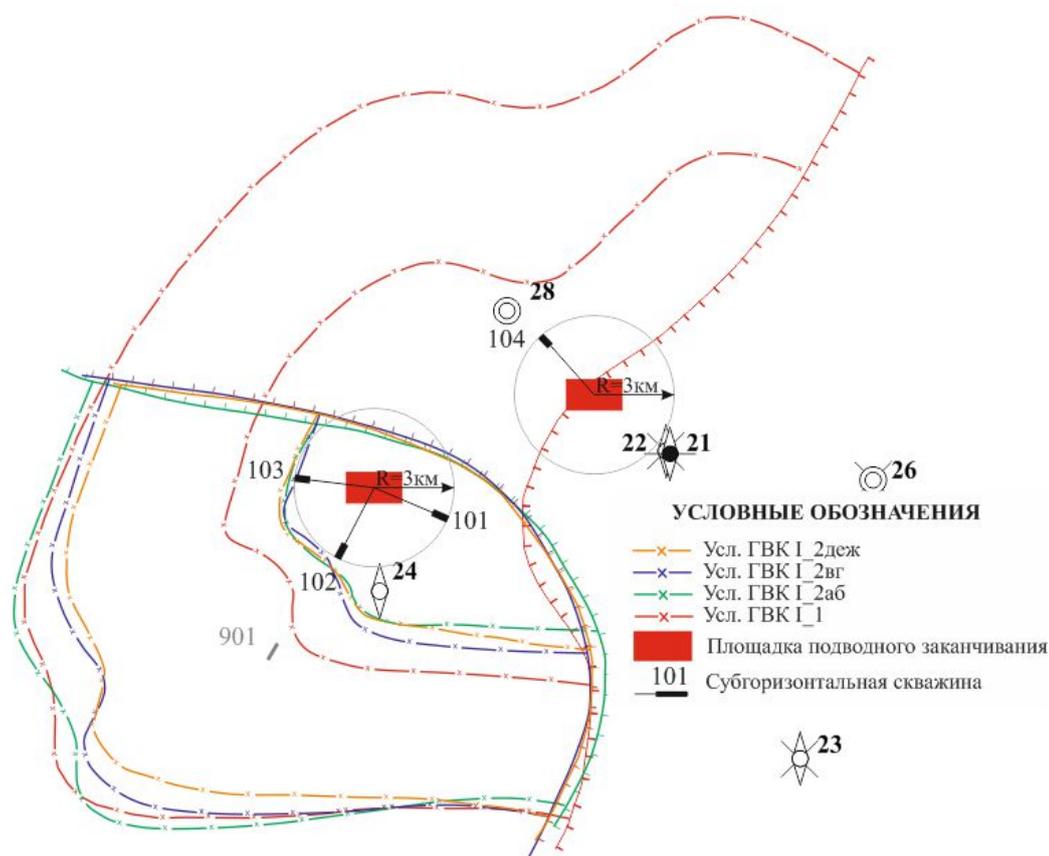


Рисунок 1 – Схема размещения скважин объекта 1а

Объект 1б

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1 предусматривает бурение пяти субгоризонтальных стволов из скважин №№102, 104, 105, 106, 107 (рис. 2). В скважине №102 предполагается вскрытие только пласта I₄, запасы газа в районе скважины составляют ориентировочно 5,6 млрд.м³. Субгоризонтальные стволы скважин №№104, 105 планируется разместить в районе разведочной скважины №28, где они вскроют пласты I₄, I₆, I₇. Запасы газа на этом участке составят порядка 10 млрд.м³. Также планируется бурение двух субгоризонтальных стволов скважин №№106, 107 в район разведочных скважин №№21, 22, где возможно вскрытие продуктивных пластов I₄, I₅. Если рассматривать объект без привязки к площадкам подводного заканчивания, то возможно бурение субгоризонтального ствола скважины №901 в районе разведочной скважины №24, что позволит вовлечь в разработку слабо дренируемые запасы, находящиеся на большом удалении от донных площадок. Также становится возможным бурение субгоризонтальной скважины №902 в районе разведочной скважины №23, что позволит в первую очередь вскрыть пласт I₃, а также вовлечь в разработку удаленные от донных площадок участки пластов I₄ и I₅. Ориентировочные запасы данной зоны порядка 10 млрд.м³. Во всех стволах предусматривается проведение многозонного ГРП для улучшения связности коллекторов по вертикали. Максимальная депрессия по данному варианту составляет 100 атм [5].

Вариант 2 по количеству и конструкции скважин соответствует варианту 1. Отличие заключается в том, что предусматривается повышенная величина максимальной депрессии – 150 атм.

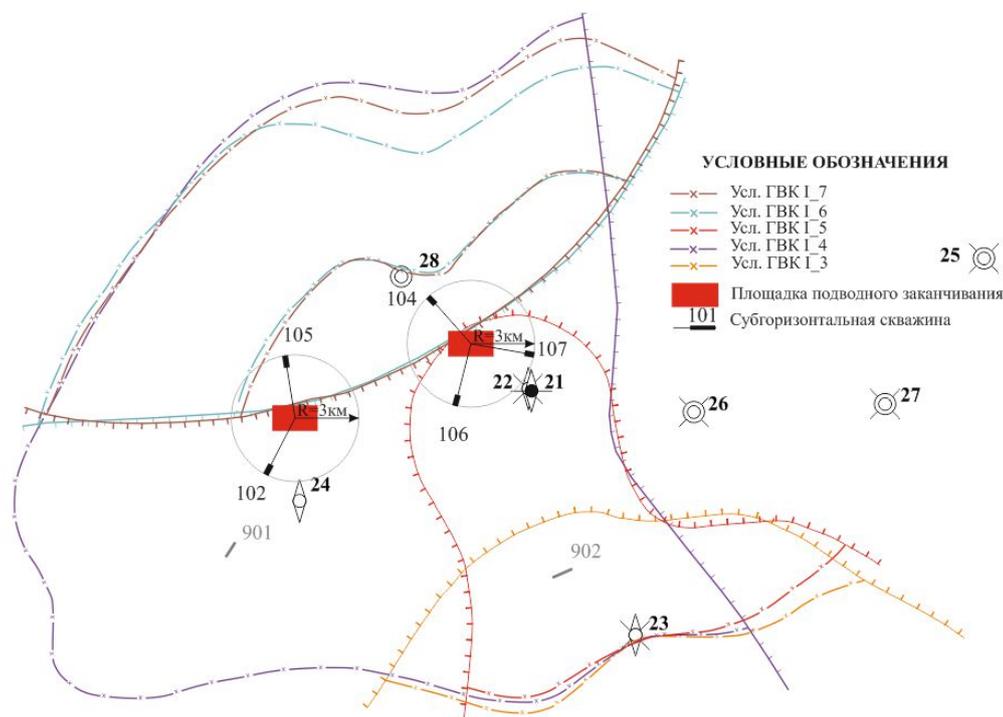


Рисунок 2 – Схема размещения скважин объекта 1б

Объект 2

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1 предусматривает бурение четырех субгоризонтальных стволов из скважин №№107, 201, 202, 203 (рис. 3). В скважине №107 предполагается вскрытие пластов Ш₄, Ш₅, Ш₆, запасы газа в районе скважины составляют ориентировочно 7 млрд.м³. Два субгоризонтальных ствола скважин №№201, 202 планируется разместить в районе разведочной скважины №24, где они вскроют пласты Ш₁, Ш₂, Ш₄, Ш₅. Запасы газа на этом участке составят порядка 10 млрд.м³. Также планируется бурение одного субгоризонтального ствола скважины №203 в районе разведочной скважины №28, где возможно вскрытие продуктивных пластов Ш₁, Ш₅, Ш₆. Ориентировочные запасы данной зоны порядка 6 млрд.м³. Во всех стволах предусматривается проведение многозонного ГРП для улучшения связности коллекторов по вертикали. Максимальная депрессия по данному варианту составляет 150 атм.

Вариант 2 по количеству и конструкции скважин соответствует варианту 1. Отличие заключается в том, что предусматривается повышенная величина максимальной депрессии – 200 атм.

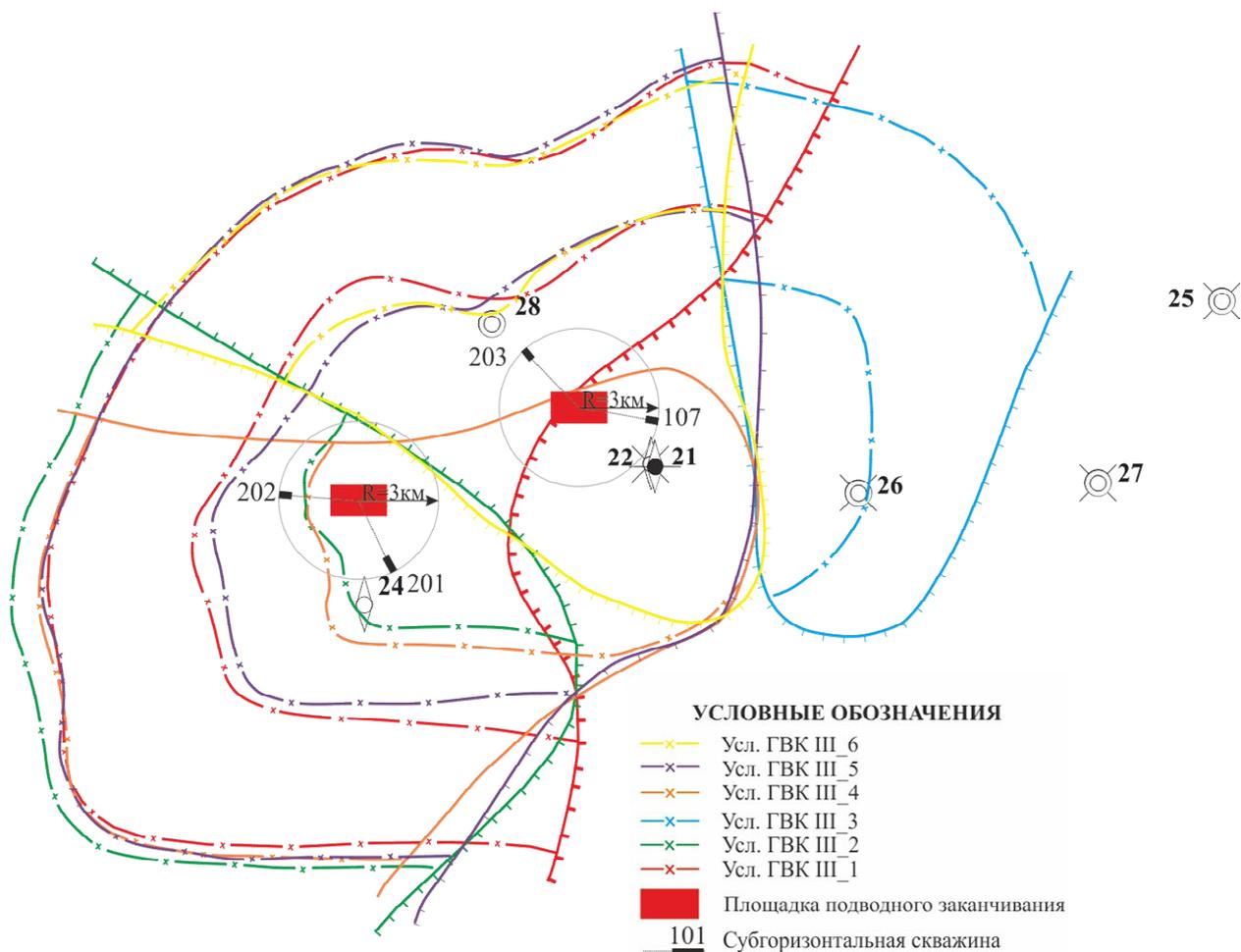


Рисунок 3 – Схема размещения скважин объекта 2

Объект 3

Рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1 предусматривает бурение двух субгоризонтальных стволов из скважин №№201, 203 (рис. 4). В скважине №201 (район скв. №24) предполагается вскрытие только пласта IV₂, запасы газа в районе скважины составляют ориентировочно 4,4 млрд.м³. Также планируется бурение одного субгоризонтального ствола скважины №203 в районе разведочной скважины №28, где возможно вскрытие продуктивных пластов IV₁, IV₂. Ориентировочные запасы данной зоны порядка 5,4 млрд.м³. Во всех стволах предусматривается проведение многозонного ГРП для улучшения связности коллекторов по вертикали. Максимальная депрессия по данному варианту составляет 150 атм.

Вариант 2 по количеству и конструкции скважин соответствует варианту 1. Отличие заключается в том, что предусматривается повышенная величина максимальной депрессии – 200 атм.

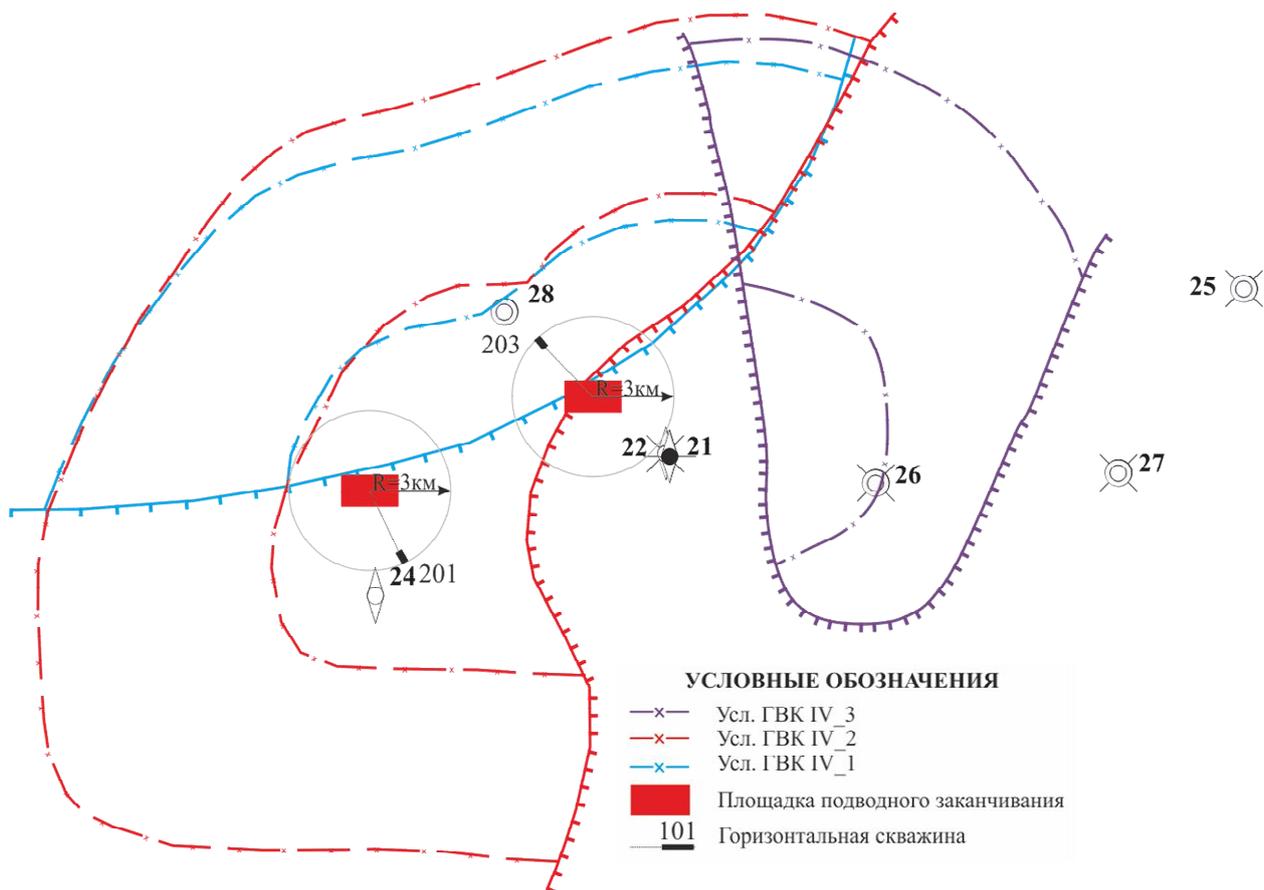


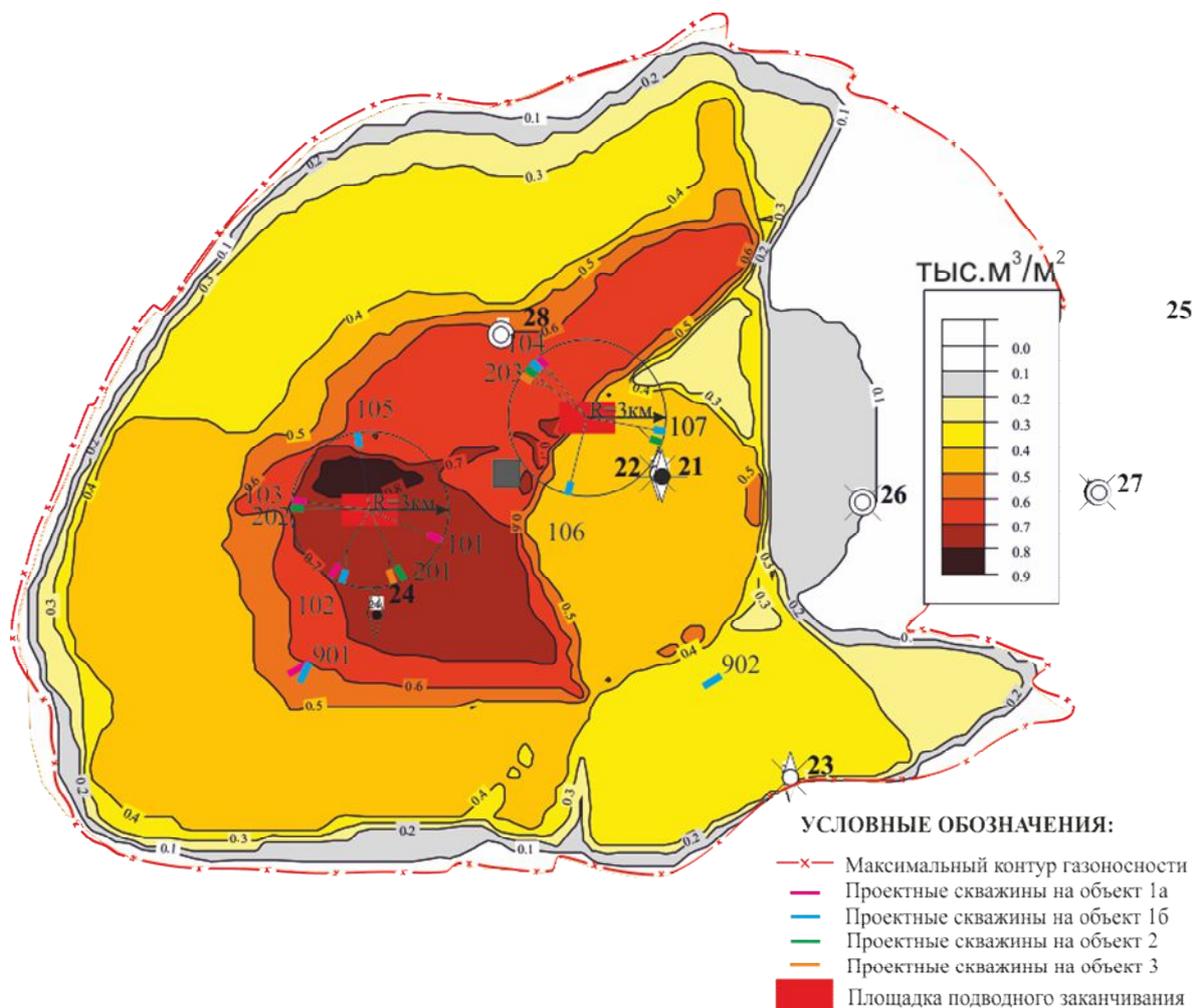
Рисунок 1 – Схема размещения скважин объекта 3

В целом по месторождению рассмотрено два варианта разработки.

Вариант 1 соответствует первым вариантам по всем объектам и предусматривает бурение десяти скважин с субгоризонтальными стволами, из них двухствольных – пять. Субгоризонтальные стволы многозабойных скважин расположены так, что вскрывают не более двух соседних объектов по разрезу в зонах со схожими геолого-физическими характеристиками. Во всех стволах предусматривается проведение многозонного ГРП. Максимальные депрессии составляют 100-150 атм.

Вариант 2 соответствует вторым вариантам по всем объектам, по количеству и конструкции скважин идентичен варианту 1. Отличие заключается в том, что предусматривается повышенная величина максимальной депрессии – 150-200 атм.

Схема размещения проектного фонда скважин представлена на рис. 5. Список скважин представлен в таблице 1.



25

Рисунок 2 – Схема размещения проектного фонда на Мурманском месторождении

Таблица 1. Проектный фонд скважин

№ скв.	№ ствола	Объект	Вскрываемые пласты
101	-	1а	I ₁ , I ₂ ^{аб} , I ₂ ^{вг} , I ₂ ^{деж}
102	1	1а	I ₁ , I ₂ ^{аб} , I ₂ ^{вг} , I ₂ ^{деж}
	2	1б	I ₄
103	-	1а	I ₁ , I ₂ ^{аб} , I ₂ ^{вг} , I ₂ ^{деж}
104	1	1а	I ₁
	2	1б	I ₄ , I ₆ , I ₇
105	-	1б	I ₄ , I ₆ , I ₇
106	-	1б	I ₄ , I ₅
107	1	1б	I ₄ , I ₅
	2	2	III ₄ , III ₅ , III ₆
201	1	2	III ₁ , III ₂ , III ₄ , III ₅
	2	3	IV ₂
202	-	2	III ₁ , III ₂ , III ₄ , III ₅
203	1	2	III ₁ , III ₅ , III ₆
	2	3	IV ₁ , IV ₂
901*	1	1а	I ₁ , I ₂ ^{аб} , I ₂ ^{вг} , I ₂ ^{деж}
	2	1б	I ₄
902*	-	1б	I ₃ , I ₄ , I ₅

* скважины, не рассмотренные в основных вариантах, но присутствующие в подвариантах 1б и 2б без привязки к площадкам подземного заканчивания

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Кульпин Л.Г. Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики // Нефтяное хозяйство, 2008. №6 С. 62-67.
2. Захаров Е.В. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России. М.: Недра, 2011. 180с.
3. Кульпин Л.Г. Пьезометрия скважин на арктическом шельфе //and Gas journal, Russia. 2013. № 5. С. 50-54.
4. Кульпин Л.Г., Зимин А.Д., Стратий Г.И., Кульнин Д.Л., Шевчук В.В. Мурманское газовое месторождение в Бренцевом море в качестве объекта 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.