

УДК 622.276

ПОДГОТОВКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ К ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКЕ

Калиманова Н.П., Пономарева Д.В., Павлова А.А., Нестерец А.А.

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

Нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1981 году и расположено в пределах Тазовской низменности, в верхней части бассейна реки Таз. В административном отношении рассматриваемая территория находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Месторождение находится на начальной стадии геологической изученности, начало его промышленного освоения сдерживает отсутствие проектного документа на разработку. На месторождении пробурено 17 скважин, из которых 14 разведочных и 3 поисковых. На 01.01.2016 г. из 16 скважин 15 ликвидированы и 1 находится в консервации. По результатам испытаний можно отметить, что наиболее продуктивными газоконденсатными пластами являются БТ₉ и БТ₁₁³⁻², что касается нефтяных объектов, то БТ₉, за счёт больших запасов, является приоритетным объектом нефтяного промысла. Для ввода в разработку месторождения необходимо рассмотреть варианты разработки, различающиеся уровнями годовой добычи нефти, внутрискважинным оборудованием.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, месторождение, пласт, разработка

PREPARATION OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELD FOR INDUSTRIAL DEVELOPMENT

Kalimanova N.P., Ponomareva D.V., Pavlova A.A., Nesterets A.A.

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

The oil and gas condensate field was discovered in 1981 and is located within the Taz lowland, in the upper part of the Taz basin. In administrative terms, the territory in question is located in the Tazovsky District of the Yamal-Nenets Autonomous District. The deposit is at the initial stage of geological study, the beginning of its industrial development is hampered by the lack of a design document for development. At the field, 17 wells were drilled, of which 14 were exploratory and 3 were prospecting. As of 01.01.2016 out of 16 wells 15 were liquidated and 1 is in conservation. According to the test results, it can be noted that the most productive gas-condensate layers are БТ₉ and БТ₁₁³⁻², as for oil facilities, then БТ₉, due to large reserves, is a priority object of the oil industry. To enter the development of the field, it is necessary to consider development options that differ in the levels of annual oil production and downhole equipment.

Keywords: gas, gas condensate, deposit, reservoir, development

Нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1981 году и расположено в пределах Тазовской низменности, в верхней части бассейна р. Таз. В административном отношении рассматриваемая территория находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Административный центр Тазовского района п. Тазовский, расположен в 45 км северо-западнее границы ЛУ. Ближайшими населёнными пунктами являются п. Тибейсале, расположенный в 5,5 км на юго-запад, п. Газсале в 20 км на запад от изучаемой территории.

По территории участка проходит нефтепровод Заполярье-НПС «Пурпе». Ближайшая нитка газопровода «Заполярное-Уренгой» расположена в 50 км южнее участка. В 140 км восточнее проходит нефтепровод «Ванкор-Пурпе», продуктопровод «Ямбургское месторождение – Уренгойский ГПЗ» в 190 км западнее участка недр. В 150 км западнее участка работ проходит нить газопровода и железнодорожная магистраль по линии «Ямбург – Новый Уренгой – Тюмень».

На месторождении в период с 1980 по 1986 проводилось поисково-разведочное бурение. Первооткрывательницей месторождения является скв.650.

По состоянию на 01.01.2016 г. на рассматриваемой территории пробурено 17 скважин (3 поисковых и 14 разведочных), одна из которых (скв.667) расположена за пределами лицензионного участка. На месторождении с отбором керна пробурено 15 скважин. Проведены пробы пластовых флюидов. Получена интерпретация данных 3Д сейсморазведки в объёме 419 км².

Для полноценного освоения месторождения необходима выработка проектных решений, которые невозможны без полного представления о месторождении [1-5]. В настоящей работе рассматривается характеристика нефтегазоконденсатного месторождения.

Согласно лицензионному соглашению в течение двух лет с даты регистрации согласовать и утвердить «Проект разведочных работ на нефтегазоконденсатном месторождении», до 31.12.2015 г – выполнить переобработку и переинтерпретацию материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3Д в объёме не менее 419 км² и МОГТ 2Д в объёме 400 пог.км., в течение пяти лет закончить строительство двух разведочных скважин, на шестой год провести пересчёт запасов УВ, не позднее седьмого года разработать, согласовать и утвердить технологический проектный документ первой стадии разработки месторождения (ППЭ или ПОПР).

В 2014 году был проведён оперативный подсчёт запасов месторождения. На государственном балансе запасы углеводородов приурочены к пластам БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³⁻¹, БТ₁₁³⁻². Общие запасы сухого газа составили 64 425 млн.м³, конденсата –

10 688 тыс.т, нефти – 28 889 тыс.т. Месторождение по объёмам запасов УВ приурочено к крупным.

Пласт БТ₉.

В пласте выявлена одна нефтегазоконденсатная залежь, вскрытая пятью скважинами на а.о. -3022,3 м (скв.658) -3037,5 м (скв.668).

Продуктивность залежи установлена по данным ГИС, доказана результатами испытания четырёх скважин. В скв.652, 654 и 658 получены промышленные фонтаны газоконденсатной смеси дебитами от 42,3 тыс.м³/сут. (/12 мм) до 379,7 тыс.м³/сут. (/12 мм). Наличие нефтяной оторочки подтверждено опробованием скв.662 в интервале 3040-3050 м (а.о. -3028,7-3038,7 м), где получен непереливающий приток нефти дебитом 5.4 т/сут. (Нд-1533 м).

ГНК залежи принят условно на а.о. -3029 м, по подошве последнего газонасыщенного пропластка в скв.654, 658 и кровле первого нефтенасыщенного пропластка в скв. 652, 662.

Условный ВНК принят на а.о. -3048 м, по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв.668 и кровле первого водонасыщенного пропластка в скв.653.

Пласт БТ₁₀.

Пласт содержит одну газоконденсатную залежь, вскрытую бурением пяти скважин на а.о. -3063,1 м (скв.654) -3073,2 м (скв.668).

При испытании пласта в скв.653 в интервале 3114-3124 м (а.о. -3100,9-3110,9 м), получен приток пластовой воды дебитом 14,5 м³/сут. (Нд -416 м).

Условный ГВК принят на а.о. -3102 м, по подошве последнего газонасыщенного пропластка в скв.668 и кровле первого водонасыщенного пропластка в скв.653.

По типу залежь пластовая сводовая. Размеры ее составляют 15,8 x 3,7-7,7 км, высота - 58 м.

Пласт БТ₁₁¹.

В пласте БТ₁₁¹ выявлена одна газоконденсатная залежь. Контур газоносности вскрыт бурением пяти скважин. По данным интерпретации ГИС коллектор пласта во всех скважинах, вскрывших залежь, продуктивен до подошвы. ГВК принят условно на а.о. -3293 м, по подошве последнего газонасыщенного пропластка в скв.665.

Контур газоносности вскрыт бурением пяти скважин. Продуктивность доказана результатами опробования скв.651, 663, 665, где были получены промышленные фонтаны газоконденсатной смеси, дебиты изменяются от 16,7 тыс.м³/сут в скв.651 до 40,7 тыс.м³/сут в скв.665.

По типу залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 2,8-12,7 x 5,4-8,4 км, высота - 107 м.

Пласт БТ₁₁².

Пласт имеет сложное литологическое строение, распространён в северо-западной части лицензионного участка. По данным интерпретации ГИС и результатам опробования в пласте выявлена одна нефтяная залежь.

При испытании интервала 3316-3326 м (а.о. -3301,8-3314,8 м) в скв.665 получен приток фильтрата бурового раствора с плёнкой нефти.

ВНК залежи принят условно на а.о. -3313 м, по подошве коллектора в скважине 665. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,0 м (скв. 665) до 20,6 м (скв. 663). Коэффициент песчаности по скважинам варьирует от 0,07 до 0,82 д.ед., расчленённость составляет 2-4.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры составляют 5,0-7,6 x 4,6 км, высота – 92 м.

Пласт БТ₁₁³⁻¹

Пласт БТ₁₁³⁻¹ распространён в центральной части лицензионного участка.

ГВК залежи в проницаемой части не вскрыт и принят условно на а.о. -3372 м, по подошве последнего газонасыщенного пропластка в скв.664.

Залежь газоконденсатная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 6,2-10,2 x 11,6 км, высота - 172 м.

Пласт БТ₁₁³⁻²

Пласт распространён на большей части лицензионного участка, на северо-западе контролируется линией свала, прослеженной по результатам интерпретации сейсморазведочных работ ЗД, и содержит одну газоконденсатную залежь.

Коллектор пласта БТ₁₁³⁻² во всех скважинах, вскрывших залежь продуктивен до подошвы. Эффективные газонасыщенные толщины изменяется от 2,2 м (скв.651) до 7,8 м (скв.660). Коэффициент песчаности по скважинам варьирует от 0,17 до 0,59 д.ед., расчленённость составляет 1-5.

По состоянию на 01.01.2016 г. на рассматриваемой территории пробурено 17 скважин (3 поисковых и 14 разведочных), одна из которых (скв.667) расположена за пределами лицензионного участка и не стоит на балансе предприятия. Эксплуатационное бурение на площади месторождения не проводилось.

На дату анализа из 16 скважин 15 ликвидированы и 1 находится (658) в консервации. Все скважины ликвидированы как выполнившие своё проектное назначение. Структура фонда скважин приведена на рисунке 1.

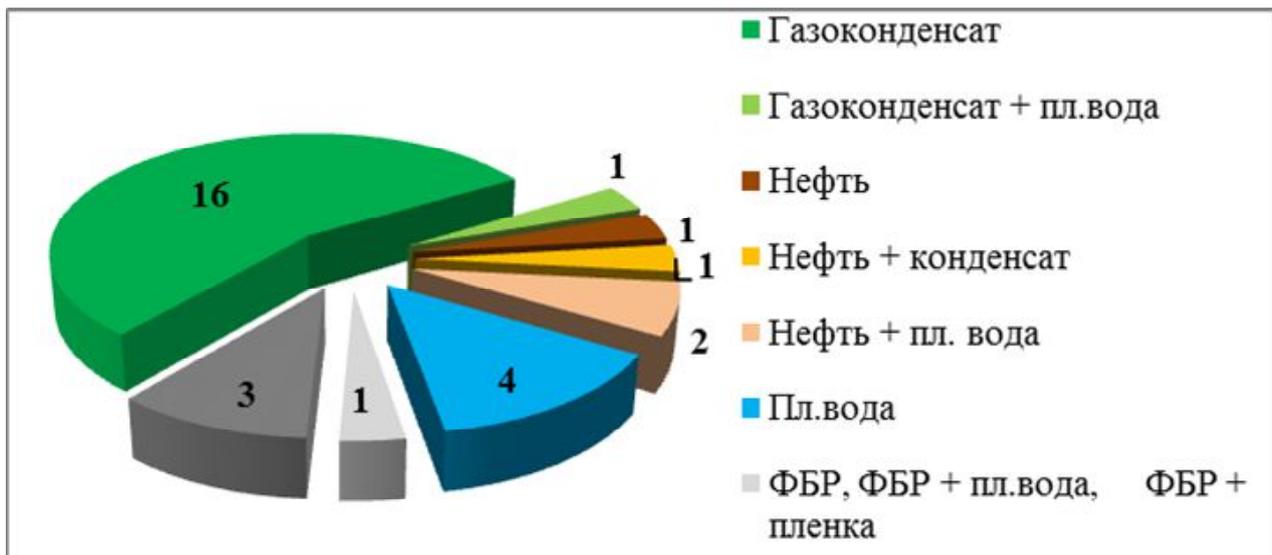


Рисунок 1 - Распределение результатов испытаний по полученным типам притоков

Всего на месторождении по пластам БТ₉, БТ₁₀, БТ₁₁¹, БТ₁₁², БТ₁₁³⁻¹, БТ₁₁³⁻² проведено 28 испытаний, из которых по 16 получен газоконденсат, по 1 газоконденсат+пл.вода, нефть, нефть+конденсат, ФБР с водой и плёнкой нефти, по 2 – нефть+пл.вода, по 4 испытаниям получена пластовая вода и по 3 испытаниям притока не получено.

Результаты испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты испытаний скважин месторождения

Пласт	Газоконденсат	Газоконденсат + пл.вода	Нефть	Нефть + конденсат	Нефть + пл. вода	Пл.вода	ФБР, ФБР + пл.вода, ФБР + пленка	Притока не получено	Всего
БТ ₁₁ ³⁻²	3								3
БТ ₁₁ ³⁻¹	1				1				2
БТ ₁₁ ²			1	1			1		3
БТ ₁₁ ¹	3								3
БТ ₁₁ + БТ ₁₁ ³⁻²		1							
БТ ₁₀ ¹	6					2		2	10
БТ ₉ ¹	3				1	2		1	7
Итого	16	1	1	1	2	4	1	3	28

Дебиты, полученные при испытании скважин, в целом низкие, только в трёх испытаниях значения больше 100 тыс.м³/сут.

Из всех представленных испытаний более стабильными притоками отмечен пласт БТ₁₁³⁻² (в среднем порядка 123,5 тыс.м³/сут). Коэффициенты А и В по пласту варьируются от 32 до 1090 (кг/см²)²/тыс.м³/сут и от 1,1 до 16,7 (кг/см²/тыс.м³/сут)² соответственно. Абсолютно свободный дебит изменяется в диапазоне от 70,8 до 350,1 тыс.м³/сут (в среднем – 167,3 тыс.м³/сут).

По пласту БТ₁₁³⁻¹ было 2 испытания скважин 650 и 651 с получением фонтана газоконденсата. Средний дебит по пласту составил порядка 60 тыс.м³/сут. Фильтрационные коэффициенты определялись лишь при испытании скважины 650, при испытании скважины 651 исследования не проводились из-за низкого дебита, высокой депрессии и гидратообразований. Коэффициенты А и В по пласту составляют 132 (кг/см²)²/тыс.м³/сут и 9,7 (кг/см²/тыс.м³/сут)² соответственно. Абсолютно свободный дебит не определялся в следствии перетока воды из БТ₁₂.

Распределение дебитов по скважинам представлено на рисунке 2.

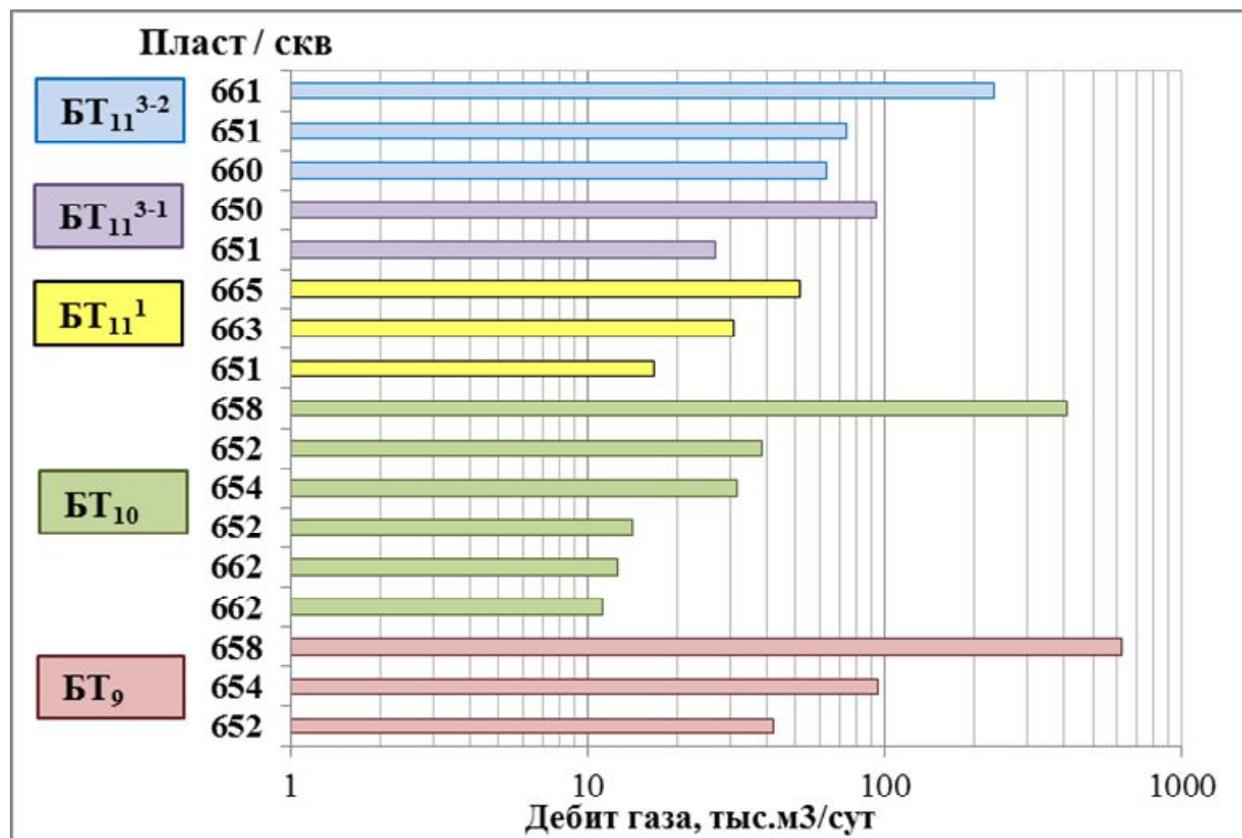


Рисунок 2 - Диапазон изменения дебитов по пластам и скважинам

По пласту БТ₁₁¹ было проведено три испытания с получением фонтана газоконденсата по скважинам 665, 663 и 651. В результате испытаний получены низкие дебиты, в среднем 33,2 тыс.м³/сут. Фильтрационные коэффициенты определялись при испытаниях 665 и 663 скважин, при испытании скважины 651 коэффициенты не определялись вследствие отсутствия конечного участка КВД. Коэффициенты А и В по пласту варьируются от 615,7 до 1650 (кг/см²)²/тыс.м³/сут и от 7,15 до 34,4 (кг/см²/тыс.м³/сут)² соответственно. Абсолютно свободный дебит определялся при испытании скважины 663 и составил 48,1 тыс.м³/сут.

По пласту БТ₁₀ проведено 6 испытаний в 4 скважинах 652, 654, 658, 662 получением фонтана газоконденсата. Дебиты, полученные при испытаниях, изменяются в широких пределах от 11,2 до 411,99 тыс.м³/сут и в среднем составляют 86,7 тыс.м³/сут.

Коэффициенты А и В по пласту варьируются от 390 до 1090 (кг/см²)²/тыс.м³/сут и от 15 до 355,8 (кг/см²/тыс.м³/сут)² соответственно. Абсолютно свободный дебит изменяется в диапазоне от 14,3 до 69,2 тыс.м³/сут (в среднем – 34,2 тыс.м³/сут).

По пласту БТ₉ было проведено 3 испытания в скважинах 652, 654 и 658 с получением фонтана газоконденсата. Дебиты, полученные при испытаниях, изменяются в широких пределах от 42,3 до 627,2 тыс.м³/сут и в среднем составляют 254,8 тыс.м³/сут. Коэффициенты А и В по пласту варьируются от 130 до 200 (кг/см²)²/тыс.м³/сут и от 6,9 до 9,7 (кг/см²/тыс.м³/сут)² соответственно. Абсолютно свободный дебит изменяется в диапазоне от 89,5 до 107,1 тыс.м³/сут (в среднем – 98,3 тыс.м³/сут).

По нефтяному пласту БТ₁₁² проведено 2 испытания с получением нефти в 663 скважине и газоконденсата с нефтью в скважине 659. Дебит нефти по скважине 663 составил 9,7 т/сут. При исследовании скважины 659 на штуцере 13 мм дебит газоконденсатной смеси составил 29,13 тыс.м³/сут, при дебите нефти 0,64 т/сут при депрессии 29,17 МПа.

По нефтяному пласту БТ₉ в скважине 662 непереливающий приток нефти с водой и газом с максимальным дебитом нефти 12,5 т/сут (при этом дебит воды составил 15 м³/сут, газа 5 тыс.м³/сут) получен из интервала 3040-3054 м. После проведения на скважине изоляционных работ и повторной перфорации интервала 3040-3050 м получена чистая нефть дебитом 5,4 т/сут при СДУ 1533 м, депрессия – 19,83 МПа.

Выводы:

- месторождение находится на начальной стадии геологической изученности, начало его промышленного освоения сдерживает отсутствие проектного документа на разработку;
- на месторождении пробурено 17 скважин, из которых 14 разведочных и 3 поисковых;
- на 01.01.2016 г. из 16 скважин 15 ликвидированы и 1 находится в консервации;
- по результатам испытаний можно отметить, что наиболее продуктивными газоконденсатными пластами являются БТ₉ и БТ₁₁³⁻², что касается нефтяных объектов, то БТ₉, за счёт больших запасов, является приоритетным объектом нефтяного промысла.
- для ввода в разработку месторождения необходимо рассмотреть варианты разработки, различающиеся уровнями годовой добычи нефти, внутрискважинным оборудованием.

Литература.

1. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей // М., Недра, 1978 г., 136 с.
2. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.
3. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П. Теория и опыт разработки месторождений природных газов. - М.: Недра, 1999. - 412 с.
4. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // М.: Струна, 1998. - 628 с.
5. Телков А.П., Грачев С.И. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи // М.: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз. - 2008. - 512 с.