

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки залежей апт-альбских отложений в
процессе эксплуатации Юбилейного месторождения**

(Тюменская область)

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения

геологического факультета

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

Трифорова Андрея Михайловича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2020

Введение

На территории Западной Сибири открыто много уникальных и крупных месторождений и геологи вплотную подошли к завершающему этапу поисков углеводородов в пределах крупных и традиционных структур (сводах, мегавалах). Перспективы сегодня связывают с областью континентального шельфа в акватории Карского моря. В настоящее время в Западной Сибири все больше внимания стали уделять доразведке уже разрабатываемых месторождений и выявлению нетрадиционных ловушек и толщ, которые могут вмещать углеводороды.

Одними из таких перспективных объектов исследования являются покурская и тангаловская свиты Юбилейного месторождения.

В административном отношении Юбилейное нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах одноименного лицензионного участка в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Месторождение было открыто скважиной №1 в 1969 году. Промышленная нефтегазоносность установлена в пластах сеномана (пласт ПК₁), апт-альба (пласты ПК₁₈, ПК₂₀ и ПК₂₁), готерив-баррема (пласты БУ₈⁰⁻¹, БУ₈⁰) и средней юры (пласт Ю₂).

Целью дипломной работы является обоснование доразведки залежей пластов АУ₁₁, ПК₂₁, ПК₂₀, ПК₁₈ Юбилейного месторождения.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Сбор геолого-геофизического материала, характеризующего геологическое строение и нефтеносность Юбилейного месторождения;
2. Анализ собранного материала с целью оценки степени изученности залежей пластов ПК₂₁, ПК₂₀, ПК₁₈;
3. Выработка рекомендаций по доразведке этих залежей Юбилейного месторождения.

Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 46 страниц, 6 рисунков, 7 графических приложений и список использованных источников из 18 наименований.

Основное содержание работы

Изучение геологического строения района расположения месторождения началось в 50-60 годы с магнитной и геологической съемок. За прошедший период участок и прилегающие территории изучались электроразведкой, аэромагнитной съемкой, глубинным и структурным бурением и сейсморазведкой.

Открытие в 1966 г. гигантской Уренгойской залежи газа в сеномане ускорило поисково-разведочные работы в районе Уренгойского мегавала и всей Обско-Тазовской синеклизы. Первые скважины на Уренгойской (№ 2 в 1966г.) и Юбилейной (№1 в 1969 г.) площадях открыли газовые залежи в сеноманских отложениях [1].

Юбилейное поднятие выявлено сейсморазведочными работами. Для детализации Юбилейного поднятия в 1967-68 гг. были проведены площадные сейсморазведочные работы МОВ. В результате этих работ были выявлены и частично оконтурены Ямсовейское и Верхне-Танловское поднятия, подготовлено к глубокому бурению Юбилейное поднятие [2].

В полевые сезоны 1990-1992 гг. на Юбилейном месторождении проведены детальные сейсморазведочные работы. Уточнено строение южной периклинали Южно-Юбилейного поднятия.

В 1992 году открыто и введено в разработку Юбилейное месторождение по залежи пласта ПК₁. Ввод в разработку залежей пластов ПК₁₈, ПК₂₀ и АУ₁₁ является следующим этапом освоения Юбилейного месторождения, в результате которого увеличится суммарная добыча углеводородного сырья и экономическая эффективность его освоения. Всего пробурено 14 скважин.

Дополнительные детализационные сейсморазведочные работы проведены в 1991-1996 гг. Подтверждено существование единой совместно с Южно-

Юбилейной структурой крупной складки. Уточнено строение южной периклинали Южно-Юбилейного локального поднятия [3].

В 2000-2005 гг. сейсморазведочные работы в пределах Юбилейного поднятия были продолжены. Они были направлены на изучение структурного плана и картирование границ развития песчаных фаций пластов группы АУ и ПК, что позволило уточнить контуры нефтеносности пластов АУ₁₁, ПК₁₈, ПК₂₀, ПК₂₁ в 2002 году, с учетом данных бурения [4].

Степень изученности Юбилейного месторождения бурением в восточной ее части низкая и крайне неравномерная.

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистые терригенные отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Осадочные отложения представлены породами палеозоя, триаса, юры, мела, палеогена и четвертичной системы [5,6].

В разрезе Юбилейного месторождения преобладают песчано-глинистые отложения различного генезиса от глубоководно-морских (баженовская свита), до континентальных (верхнепокурская подсвита, атлымская свита).

В разрезе юрских и меловых отложений развиты пласты коллекторы (песчаники-алевролиты) и глинистые флюидоупоры. Для пластов коллекторов характерны невыдержанность, литологические замещения.

В тектоническом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие три структурных этажа (фундамент, промежуточный этаж и осадочный чехол). Верхний структурно-тектонический платформенный чехол сформировался в условиях длительного погружения территории.

Этот этаж контролирует почти все залежи углеводородов. Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы Юбилейное месторождение находится в пределах структуры первого порядка - Ямсовейского мегавала. На севере мегавал граничит с Нерутинской впадиной, на юге небольшой седловиной отделяется от Северного свода, на востоке протягивается Нивлюяхинская

впадина и на западе – Надымская мегавпадина и Медвежий мегавал [9].

В пределах мегавала выделяются Юбилейное куполовидное поднятие (КП), осложненное структурами третьего порядка.

По отражающему горизонту "Б" Юбилейное куполовидное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания со сложными очертаниями, оконтуривается изогипсой минус 3480 м и имеет размеры 22x23 км, амплитуду 250 м [2].

По отражающему горизонту АУ₁₁ Юбилейное куполовидное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания со сложными очертаниями, оконтуривается изогипсой минус 2250, видимые размеры составляют 19x15 км, амплитуда 80м.

По отражающему горизонту ПК₂₁ Юбилейное куполовидное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания со сложными очертаниями, оконтуривается изогипсой минус 1780, видимые размеры составляют 16,5x13,5 км, амплитуда 80 м.

По отражающему горизонту ПК₂₀ Юбилейное куполовидное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку северо- западного простирания, оконтуривается изогипсой минус 1720 м, видимые размеры составляют 15x13 км, амплитуда 80 м.

По отражающему горизонту ПК₁₈ Юбилейное куполовидное поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку, простирается с севера на юг, оконтуривается изогипсой минус 1620 м, видимые размеры составляют 20x11 км, амплитуда 120 м.

В пределах Юбилейной площади по результатам сейсморазведки выделяются дизъюнктивные дислокации, которые сыграли существенную роль в формировании современного структурного плана Юбилейного поднятия [4,5].

Основное тектоническое нарушение проходит между скважинами 10 и 30 и имеет субмеридиональное направление. Вблизи основной зоны на севере Юбилейного поднятия (между скважинами 16 и 30) предполагается еще одно нарушение. Западнее и южнее скважины 18 фиксируются небольшие по

протяженности разрывные нарушения также субмеридионального направления [4,6].

Юбилейное месторождение расположено в Губкинском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

По состоянию на 2003 г. промышленная нефтегазоносность на Юбилейном месторождении установлена в отложениях сеномана (пласт ПК₁), апт-альба (пласты ПК₁₈, ПК₂₀, ПК₂₁), готерив - баррема (пласты АУ₁₁, БУ₈⁰⁻¹, БУ₈⁰) и средней юры (пласт Ю₂) [8,9].

В пласте Ю₂ на основе анализа материалов ГИС и данных по испытанию скважин выделено две самостоятельные, тектонически экранированные нефтяные залежи: в районе скважины 1001 и в районе скважины 1002.

Нефтяная залежь пласта Ю₂ в районе скважины 1001 вскрыта на абс. отм. от минус 3346.4 м до минус 3520 м. При испытании скважины приток нефти на 9-мм штуцере из интервала пласта составил 13.2 м³/сут, газа - 13.7 тыс.м³/сут. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 4.8 м. Водонефтяной контакт принят условно на абс. отм. минус 3520 м. Размеры залежи 2х4 км.

Предполагаемая нефтяная залежь пласта Ю₂ в районе скважины 1002 имеет размеры 6х11 км, при условно принятом ВНК на отметке минус 3520 м [9].

В пласте БУ₈⁰⁻¹ выявлены две газоконденсатные залежи. Залежь в районе скважины 13 вскрыта одной скважиной на абс. отм. от минус 2544.4 м до минус 2548 м. Эффективная газонасыщенная толщина незначительная и составляет 2.8 м. Залежь испытана в скважине №13. По результатам испытаний получен приток газа дебитом 21.5 тыс. м³/сут. на 10мм штуцере. ГВК залежи принят условно на отметке минус 2548 м. Размеры залежи в принятых границах составляют 1.8х5 км, высота 3.6 м. Залежь пластовая, литологически экранированная.

Залежь в районе скважины №10 вскрыта одной скважиной на абс. отм. от минус 2529 м до минус 2548 м. Скважина №10 продуктивна по данным

интерпретации материалов ГИС. Эффективная газонасыщенная толщина равна 2.0 м. ГВК залежи принят условно на отметке минус 2548 м. Размеры залежи в принятых границах составляют 3x5 км, высота 19 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная [9].

Нефтяная залежь пласта БУ₈⁰ в пределах контура нефтеносности вскрыта одной скважиной 10 на абс. отм. минус 2550.2 м до минус 2560 м. По результатам испытания пласта БУ₈⁰ в этой скважине получен смешанный приток нефти и воды. Дебит нефти на 12-мм штуцере составил 40 м³/сут, воды - 109 м³/сут. ВНК залежи принят на отметке минус 2560 м. Размеры залежи составляют 2.5x3 км, высота около 10 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина равна 9 м. Залежь тектонически экранированная, приурочена к северо-западному опущенному блоку [9].

Непосредственно над пачкой пимских глин залегает, продуктивный пласт АУ₁₁ тангаловской свиты неокома, выше по разрезу - продуктивные пласты ПК₂₁, ПК₂₀, ПК₁₈ апт- альбских отложений. Эти залежи на Юбилейном месторождении структуре по данным сейсморазведки осложнены малоамплитудными тектоническими нарушениями [9].

Газоконденсатная залежь пласта АУ₁₁ в пределах контура газоносности вскрыта одной скважиной 10 на абс. отм. от минус 2159.4 м до минус 2173.8 м. По данным интерпретации комплекса ГИС в скважине №10 для пласта АУ₁₁ в газовой части фильтрационно-емкостные свойства коллекторов составляют:

По результатам испытаний пласта АУ₁₁ в интервале абсолютных отметок от минус 2159 м до минус 2170 м получен промышленный приток газа. Дебит газа составил 153.05 тыс.м³/сут на 8 мм штуцере. По данным ГИС в этой скважине пласт газонасыщен до абс. отм. минус 2173.8 м. Пласт АУ₁₁ также опробован в скважине 30, где из интервала абс. отм. от минус 2192 м до минус 2200 м получен приток воды дебитом 33.1 м³/сут. В скважине 16 при испытании пласта АУ₁₁ в интервале абсолютных отметок от минус 2272.1 м до минус 2276.1 м тоже получена вода в количестве 15.9 м³/сут на динамическом уровне 171.5 м. ГВК в залежи с учетом результатов испытания и интерпретации

ГИС принят на абс. отм. минус 2173.8 м [8, 6, 9].

Тип залежи пластовая сводовая. Размеры залежи в принятых границах составляют 2.2x5.3 км, высота 14.4 м.

Эффективная газонасыщенная толщина в скважине №10 составляет 12.8 м. Средневзвешенные по площади значения эффективной газонасыщенной толщины составляют: 6.2 м - для участка залежи с запасами газа категории С₁ и 2.5 м - категории С₂. Покрышкой залежи служат глинистые породы толщиной от 6 (скв. №17) до 16.4 м (скв. №№13, 18, 1001).

Газоконденсатная залежь пласта ПК₂₁ в пределах контура газоносности вскрыта скважинами №№10, 18, и 1001 на абс. отм. от минус 1701.3 м до минус 1731.5 м. ГВК с учетом интерпретации данных ГИС принят условно на отметке минус 1731.5 м.

Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи: 6.5x8.3 км, высота 30.2 м.

По данным комплексной интерпретации ГИС эффективные газонасыщенные толщины по скважинам №№10, 18, 1001 составляют соответственно 8.9, 9.8 и 14.1 м.

Средневзвешенное по площади залежи значение газонасыщенной толщины составляет 7.9 м. Непосредственно над пластом ПК₂₁ залегают глинистые породы толщиной в среднем 9.5 м.

Газоконденсатная залежь пласта ПК₂₀ в пределах контура газоносности вскрыта четырьмя скважинами в интервале абс. отм. от минус 1643.3 м до минус 1681.7 м.

В контуре залежи пласт ПК₂₀ испытан в трех скважинах №№13, 18, 1001. По результатам испытаний в скважинах №№18, 1001 (абс. отм. от минус 1668 м до минус 1676 м и от минус 1642.5 м до минус 1653.5 м, соответственно) получены промышленные притоки газа с небольшим содержанием конденсата. Дебиты газа изменяются от 330 тыс.м³/сут (скв. №18) до 362.2 тыс.м³/сут (скв. №1001) на 20 и 16 мм штуцерах соответственно. Дебиты конденсата при этом составляют от 1.56 м³/сут (скв. №1001) до 3.62 м³/сут (скв. №18).

По результатам испытаний в скважине №13 (абс. отм. от минус 1672.8 м

до минус 1676.8 м и от минус 1658.8 м до минус 1665.8 м) получен газ дебитом 184,6 тыс.м³/сут и пластовая вода дебитом 38.4 м³/сут на 15 мм штуцере.

В скважине №10 пласт ПК₂₀ по данным интерпретации ГИС продуктивен до абс. отм. минус 1681.4 м.

Пласт ПК₂₀, вскрытый в скважине 16 на отметке минус 1746.1 м, по результатам испытаний оказался водоносным. ГВК по данным испытаний и ГИС принят на отметке минус 1681.7 м.

Залежь пластовая сводовая и имеет размеры 7.5x9.5 км и высоту 38.4 м.

Эффективная газонасыщенная толщина коллекторов изменяется по площади залежи от 6.1 м на юго-западе (район скв. №13) до 23.7 м на своде и севере залежи (район скв. №№1001 и 10). Средневзвешенные по площади значения газонасыщенной толщины составляют: 12.4 м - по категории С₁ и 9.0 м - по категории С₂. Покрышкой залежи служат глинистые породы толщиной от 4.4 м до 17.8 м.

В контуре газоконденсатной залежи пласта ПК₁₈ пробурено 7 скважин. Залежь залегает в интервале абс. отм. от минус 1523.4 до минус 1564.2 м.

Пласт ПК₁₈ испытан в пяти скважинах. При испытании получены промышленные притоки газа с небольшим содержанием конденсата. Дебиты газа изменяются от 134.2 тыс. м³/сут на штуцере 8 мм (скв. №1001) до 992.9 тыс.м³/сут на штуцере 15 мм (скв. №18). Наибольший дебит конденсата получен в скв. №1001 из интервала абс. отметок от минус 1540.5 м до минус 1523.5 м и составляет 1.51 м³/сут.

В скважине 16 при испытании пласта в интервале абс. отм. от минус 1543.1 м до минус 1597.1 м (совместно с пластом ПК₁₇) открытым стволом получена вода дебитом 408.6 м³/сут. ГВК в залежи принят на абс. отм. минус 1564.2 м.

Залежь пластовая сводовая, имеет размеры 9.6x11.5 км при высоте 40.6 м.

Эффективные газонасыщенные толщины коллекторов по скважинам изменяются от 10 до 28.5 м. Средневзвешенные по толщине значения газонасыщенной толщины составляют: 18.8 м - по категории С₁ и 6.4- 7.5 м - по

категории C_2 . Покрышкой залежи служат глинистые породы, толщины которых меняются в широких пределах от 5.1 (скв. №100) до 17.4 м (скв. №200) [6,8,9].

Крупная по величине запасов на месторождении пластово-массивная залежь «сухого» газа приурочена к верхней части сеноманских отложений (пласт ПК₁) [6,8,9].

Кроме выявленных залежей на месторождении зафиксированы непромышленные газопроявления при испытании низов осадочного чехла в скважине №200 и ачимовской толщи в скважине №1001. В последней при испытании интервала от минус 3353 м до минус 3366 м получен приток газа дебитом 3.24 тыс. м³/сут на 5-мм штуцере.

Запасы газа в сумме по залежам ПК₁₈ и ПК₂₀ категории C_1 и C_2 составляют 32.5 и 5 млрд.м³, соответственно. Запасы газа залежи АУ₁₁ по категориям C_1 и C_2 составляют, соответственно, 0.94 и 0.37 млрд.м³. Запасы газа залежи пласта ПК₂₁ по категории C_2 составили 37.2 млрд.м³ [8].

Основные запасы газа, на 1971 г. оцениваются по категориям А+В+ C_1 + C_2 – 0,8 трл.м³, на Юбилейном месторождении сосредоточены в залежи сеноманских отложений, которая является основным эксплуатационным объектом месторождения.

Залежи газа с конденсатом в пластах апт-альбских отложений после проведения поисково-разведочных работ оценены по категориям C_1 + C_2 , так как бурением они изучены неравномерно. При этом наибольшие запасы газа категории C_2 сосредоточены в пласте ПК₂₁, так как в скважинах его вскрывших (№№10 18, 1001) он газонасыщен по материалам ГИС, а в скважине №13 и других он водонасыщен.

Не подтверждена промышленная газоносность пласта ПК₂₀ в северо-восточной части залежи. Два наибольших участка с запасами категории C_2 выделяются на северо-востоке залежи пласта ПК₁₈.

Таким образом, состояние разведанности и подготовленности запасов газа промышленных категорий к разработке свидетельствует о неравномерной изученности залежей апт-альбских отложений (недостаточно изучены ФЕС

пластов, их литологический состав, физико-химические характеристики пластовых флюидов, дебиты) и необходимости проведения дополнительного разведочного бурения.

В связи с тем, что основные по объему запасы газа категории C_2 сосредоточены в пласте ПК₂₁, залежь этого пласта принята в качестве основной при определении количества разведочных скважин. С учетом положения скважин в которых газоносность пласта подтверждена материалами ГИС (№№10, 18, 1001) и расстояниями между ними доразведку рекомендуется осуществить одной скважиной.

Разведочную скважину №7 рекомендуется заложить в 3 км к северу от скважины №13 и в 3,5 км к северо-западу от скв. №10002. Проектная глубина скважины 1880 м, проектный горизонт – танголовская свита.

Целью бурения скважины вскрыть и опробовать пасты ПК₂₁, ПК₂₀ и ПК₁₈ апт-альбских отложений.

Первоочередными задачами решаемыми в процессе бурения разведочной скважины являются [10]:

- уточнение подсчетных параметров, физико-химических свойств пластовых флюидов (особенно конденсата), определения добывных возможностей залежей пластов ПК₂₁, ПК₂₀ и ПК₁₈;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- уточнение положения ГВК;
- изучение характеристик продуктивных пластов;
- приращение запасов категории C_1 .

Для решения поставленных задач при бурении разведочной скважины рекомендуется комплекс геолого-геофизических и других исследований [11].

Заключение

Юбилейное нефтегазоконденсатное месторождение является многопластовым, оно объединяет 10 залежей нефти, газа и газоконденсата. Продуктивными являются сеноманские, аптские-альбские, готеривские, барремские и среднеюрские отложения. Наибольшая по запасам газа залежь в сеноманских отложениях является основным объектом эксплуатации на месторождении. Промышленные залежи газа и конденсата в пластах ПК₁₈, ПК₂₀, ПК₂₁ аптских-альбских отложений изучены недостаточно бурением, запасы газа в них оценены по категориям С₁ и С₂. При этом наибольшие запасы газа категории С₂ установлены в пласте ПК₂₁.

Залежи апт-альбских отложений на Юбилейном месторождении являются недоразведанными, так как на отдельных участках (ПК₁₈, ПК₂₀, ПК₂₁) не подтверждена промышленная значимость их опробованием скважин. Газоносность же пласта ПК₂₁, установлена по ГИС, положение ГВК принято условным. Для получения дополнительной информации по подсчитанным параметрам и перевода запасов из категории С₂ в С₁ в пластах апт-альбских отложениях рекомендуется доразведка одной разведочной скважиной №7 с проектной глубиной - 1880 м и проектным горизонтом – таганловская свита. Для решения поставленных задач в скважине рекомендован комплекс промыслово-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование, лабораторные исследования и др.).

Выполнение предложенных рекомендаций позволит прирастить запасы промышленных категорий и более обоснованно оценить промышленную значимость залежей газа и конденсата в пластах ПК₁₈, ПК₂₀ и ПК₂₁ Юбилейного месторождения.

Список использованных источников

1. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири.- Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2002.
2. Нестеренко Н.П. и др., Отчет о результатах площадных сейсморазведочных работ МОВ в пределах Юбилейного поднятия в зоне сочленения Ямсовейского вала и Верхнетанловской седловиной, Тюмень, 1968.
6. Бубровская И.С. Отчет о детальных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ в пределах Юбилейного поднятия. Тюмень, 1981.
3. Дубровская И.С. Детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д в зоне Юбилейного месторождения. Тюмень, 1996.
4. Трапезникова Н.А. Отчет по сейсморазведочным работам 2000-2005г. в пределах Юбилейного поднятия. ОАО «Татнефтегеофизика». 2005.
5. Отчет: Проект пробной эксплуатации первоочередного участка Юбилейного месторождения. ВНИПИ Газдобыча. Тюмень, 2000.
6. Дополнение к проекту опытно-промышленной разработки Юбилейного месторождения. ВНИПИ Газдобыча. Тюмень, 2005.
7. Сурков В.С. «Нефтегазоносные комплексы нижней-средней юры и клиноформ нижнего мела Западно-Сибирского бассейна» Геология и геофизика, 2011.
8. Подсчет запасов свободного газа на Юбилейном месторождении по состоянию изученности на 01.01.2005 г. ВНИПИ Газдобыча, 2005.
9. Отчет по подсчету запасов на Юбилейном месторождении. ВНИПИ Газдобыча, Тюмень, 2000.
10. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Москва, 2001.
11. Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ Тюменьгеология. Тюмень, 1990.