

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образование учреждения
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

Обоснование доразведки залежи пласта AC_{10}^2 Зимнего месторождения
(Тюменская область)
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 412 группы
специальности: 21.05.02 - Прикладная геология
заочного отделения
геологического факультета
Шафиева Рамиля Вялитовича

Научный руководитель
ассистент кафедры

А.В. Чуваев

Зав. кафедрой
доктор геол. –мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2019

Введение

Западно-Сибирская провинция обладает значительным потенциалом нефтегазоносности и отличается неравномерной изученностью как по площади, так и по разрезу.

В Западной Сибири выделяют 11 нефтегазоносных областей. Часть неразведанных ресурсов нефти и газа прогнозируется в Фроловской нефтегазоносной области, куда входит объект изучения дипломной работы - Зимнее нефтяное месторождение.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки уже известных, но слабо изученных участков залежи пласта AC_{10}^2 ахской свиты Зимнего месторождения, определение оптимального числа и местоположения разведочных скважин.

В процессе подготовки дипломной работы должны быть решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого-геофизический материал;
- проанализированы литологические особенности продуктивного пласта AC_{10}^2 , характер его распространения по площади;
- проведен анализ результатов испытания в пробуренных скважинах;
- обосновать недоразведанность залежи пласта AC_{10}^2 ;
- уточнено положение ВНК в залежи пласта AC_{10}^2 на участках, где будут рекомендованы разведочные скважины.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 50 страниц текста, 2 рисунков, 4 таблиц, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

Основное содержание работы

Изучение территории Зимнего месторождения геолого-геофизическими методами началось в 50-х годах. Были проведены аэромагнитная, гравиметрическая съемки, электроразведочные работы, маршрутные и

площадные сейсмические исследования МОВ. Эти работы характеризуются невысоким качеством и дают лишь самые общие представления о геологическом строении фундамента и мезозойской толщи.

В ходе работ СП 9/67-68 (Коржевич А. И.) были выявлены Иртышская, Ендырская и Зимняя положительные локальные структуры. Региональными работами СП 12/84-87 выявлен ряд перегибов, осложняющих Верхнесалымское купольное поднятие и Нижнедемьянскую котловину. Породы доюрского основания, юрские и нижнемеловые отложения разделены на несколько сеймостратиграфических комплексов. Отложения неокома расчленены на ряд комплексов, намечено положение кромки палеошельфа на отдельных этапах формирования неокомского разреза и протрассирована осевая часть позднемелового бассейна, а также определены границы выклинивания нижнеюрских, среднеюрских толщ.

В 1993-94 гг. сейсморазведочными работами МОГТ масштаба 1:50000 (сп 88/93-94, Новик И.К., Шевченко В.П.) была изучена значительная часть Зимнего участка, включающая центральную, западную и юго-западную территорию. В результате было уточнено строение Зимней-2, выявлены Усть-Демьянское и Северо-Тюмское поднятия, выделены зоны развития песчаных фаций пласта Ю₂ [1].

В 1994-1998 гг. сейсморазведочные работы в пределах Зимнего поднятия были продолжены и направлены на изучение структурного плана и картирование границ развития песчаных фаций пластов группы АС, что позволило уточнить контуры нефтеносности пласта АС₁₀² в 2002 году, с учетом данных бурения.

В 2008-2009 гг. рекомендовано проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 200 км².

Разведочное бурение в пределах Зимней структуры началось в 1992 г. В июле-октябре была пробурена скважина 6Р. В ней проведено испытание 3 объектов в процессе бурения, из них один (-2765-2857 м) – в васюганской свите, второй (-2870-2941 м) – в тюменской свите (включая и ее кровлю) и

третий (-3135-3192 м) – шеркалинская свита и палеозой. Во всех случаях приток не был получен.

Изучение Зимнего месторождения бурением было продолжено в 1997 году. Были пробурены скважины 14Р (05.02.97-07.04.97 гг) и 12Р (24.03.97-18.04.97 гг) [2].

В 2006-2007 годах были пробурены эксплуатационные скважины 1739, 1740, 1801, 1830, 1892, 1771, 1802 и 1832. Из них скважины 1771 и 1832 являются нагнетательными по проекту [3].

Непосредственно в пределах месторождения находятся профили 5 сейсмопартий (2/59-60, 9/67-68, 12/86-87, 13/91-92, 88/94-95) общей протяженностью 386 пог. км. Кроме того, территорию месторождения пересекают региональные профили 3 и 102, отработанные сейсмопартией 12/86-87, общей протяженностью 49 пог. км, в соответствии с рисунком 2. Таким образом, протяженность всех сейсморазведочных профилей составляет 435 пог. км, плотность сети наблюдений – 1.15 км/км² [3].

Основным результатом указанных работ является уточнение геометризации залежей УВ в пласте АС₁₀², с которым и связана промышленная нефтегазоносность Зимнего месторождения.

Геологический разрез исследуемого участка представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами), которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента (доюрские образования) [3].

Палеозойский эратема представлена породами серо-зеленого цвета с вкраплениями пирита и глауконита. Мощность 40-45 м.

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами и подразделяются на свиты: шеркалинскую, тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую, в зоне региональной глинизации отложений васюганской свиты, выделена абалакская свита, которая является возрастным аналогом отложений васюганской и георгиевской свит. Отложения

литологически представлены чередованием мелкозернистых песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин с частыми прослоями углей мощностью 432-549 м.

Меловые отложения представлены обоими отделами: нижним и верхним. В пределах нижнего отдела выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская и ханты-мансийская свиты. С верхним отделом связаны уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты. Отложения представлены преимущественно песчаниками и алевролитами известковистыми с прослоями аргиллитоподобных глин, мергелями мощностью 1822-2121 м.

В составе палеогеновой системы в изучаемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской свит, континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит. Разрез характеризуется неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов мощностью 58-751 м.

Осадки четвертичной системы представлены песками, супесями, суглинками, глинами ледниково-аллювиального и озерно-аллювиального генезиса мощностью до 100 м.

Для разреза характерны перерывы в осадконакоплении и размывы, которые привели к выпадению значительных частей разрезов. Подобные сложности связаны со структурными особенностями региона и историей его развития.

Основным продуктивным комплексом на месторождении является ахская свита, в которой развиты пласты коллекторы (песчаники, алевролиты) и разделяющие их флюидоупоры (аргиллиты).

В тектоническом отношении Зимнее месторождение находится в пределах Зимнего малого вала (структура II порядка), вытянутого субмеридионально и осложняющего юго-западную часть Ханты-Мансийской впадины. К западу от него выделяется Северо-Тюмский малый прогиб, а к востоку Северо-Алымский малый прогиб [4].

В пределах лицензионного участка выявлены в настоящее время положительные структуры III и IV порядка: Зимняя I, Зимняя II, Малозимняя, Южно-Зимняя, Мало-Тюмская, северная часть Северо-Тюмской, Усть-Демьянская.

Структуры Зимняя I, Зимняя II и Малозимняя входят в контур нефтеносности пласта AC_{10}^2 Зимнего месторождения. Структуры Зимняя I, Зимняя II относятся к разряду подготовленных, а остальные – к выявленным.

В соответствии с геологическим строением, учитывая особенности тектонического развития Западно-Сибирской плиты, в пределах Зимнего месторождения можно выделить достоверно три структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж складчатый фундамент, сформировавшийся в палеозойское и допалеозойское время, в период геосинклинального развития региона. Лицензионный участок находится в пределах Уватского блока (байкальский складчатый комплекс), сложенного здесь преимущественно базальтами и вулканогенными породами основного состава.

Верхний структурно-тектонический этаж сложен толщиной мезозойских и кайнозойских образований, отложившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента. Характеризуется слабой дислоцированностью и отсутствием метаморфизма пород.

Промежуточный структурно-тектонический этаж соответствует парагеосинклинальному этапу развития плиты в пермско-триасовое время. Предполагается, что в этот период происходило накопление осадков в наиболее погруженных частях фундамента. Отложения этого возраста в пределах месторождения не установлены.

В общем плане по пласту AC_{10}^2 структура представляет собой сложно построенную структуру с брахиантиклинальными складками неправильной формы. В северо-западе прослеживаются зоны замещения коллекторов, а в юго-восточной части зоны выклинивания коллекторов.

На севере вырисовывается крупная брахиантиклинальная складка неправильной формы осложненная тремя вершинами, по изогипсе минус 2310м имеет размеры 13,5х6км с амплитудой 50м. В центральной части структуры брахиантиклинальная складка по изогипсе минус 2310м имеет размеры 4,0х1,5км с амплитудой 20м. На юго-западе так же прослеживается крупная брахиантиклинальная складка неправильной формы осложненная многочисленными вершинами, по изогипсе минус 2310м – 12,5х10,5км с амплитудой до 40м. Южнее антиклиналь с размерами по изогипсе -2340м 2,2х1,8км с амплитудой 20м.

В нефтегазоносном отношении Зимнее месторождение в южной краевой части Западно-Сибирского седиментационного нефтегазоносного бассейна, который находится в пределах Тобольского нефтегазоносного района, Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской провинции [5].

В пределах Зимнего месторождения промышленная нефтеносность установлена в отложениях ахской свиты в пласте АС₁₀².

Согласно подсчетному плану, в пределах Зимнего месторождения представлен песчаной линзой протянувшейся с юго-запада на северо-восток. Линза экранируется зоной глинизации и подтверждена по данным бурения двух скважин №№7 и 16, при этом к северу от залежи происходит замещение коллектора, а южнее пласт выклинивается [3].

Залежь пласта вскрыта на глубинах 2326-2383 м 5 поисково-разведочными скважинами.

Разрез продуктивной части коллектора характеризуется сложным литологическим строением, которое связано с неоднородностью слагающих пород и различной степенью плотности. Разрез представлен неравномерным переслаиванием песчаников с алевролитами и аргиллитами.

Толщина коллектора изменяется от 0.4 м (скв. №12) до 4.4 м (скв. №8).

Непроницаемые разности представлены аргиллитами с присыпками алевроитового материала по плоскостям наслоения.

Толщина глинистых перемычек разделяющих пропластки коллектора изменяется от 0.4 м до 6.6. В среднем, толщина перемычек варьирует от 0,8 м до 2.6 м.

Общая толщина залежи пласта AC_{10}^2 изменяется по скважинам от 13,8 м (скв. №14) до 23.4 м (скв. №25), севернее залежи в пределах месторождения толщина уменьшается до 5.7 м (скв. №7). В пределах лицензионного участка толщина пласта AC_{10}^2 от 13.8 до 21.6 м (скв. №12).

Эффективные и нефтенасыщенные толщины распределены неравномерно по залежи, зона максимального накопления песчаного материала наблюдается в районе скважины №25. Эффективные толщины изменяется от 2.6 м (скв. №14) до 12.4 м (скв. №25), в том числе в пределах лицензионного участка ООО “Сибнефть-Хантос”, толщина пласта изменяется от 2.6 до 7.2 м (скв. №6).

Нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах от 2.6 м (скв. №14) до 8.0 м (скв. №25), в том числе в пределах лицензионного участка от 2.6 м (скв. №14) до 7.2 м (скв. №6).

ВНК пласта AC_{10}^2 не вскрыт и условно принят на а.о. -2328 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скв. №25.

Продуктивность залежи доказана по четырем скважинам (№№6, 12, 14, 25) – где было испытано 6 объектов.

Из 4 объектов (скв. №№6, 12, 14, 25) получены фонтанирующие притоки нефти.

Из интервала 2329-2344 м (а.о -2283-2298 м) через 2 мм штуцер от 3.2 м³/сут (скв. №12) до 14.4 м³/сут через 4 мм штуцер (скв. №25) из интервала 2359-2364 м (а.о -2213.6-2318.6 м).

В скв. №25 при испытании, в интервале 2359-2378 м (а.о -2213.6-2332.6 м) через 4 мм штуцер получен приток нефти с пластовой водой, соответственно, 16.2 м³/сут и 1.8 м³/сут.

Залежь пласта AC_{10}^2 литологически ограничена, нефтяная, размер залежи 30.6 x 11-0.9 км, высота залежи 48 м.

Характеристика неоднородности пласта AC_{10}^2 представлена по данным интерпретации ГИС по пяти скважинам и по лабораторным исследованиям.

По ГИС в скважинах средние значения пористости изменяются от 0.18 (скв. №8) до 0.22 д.ед. (скв. №25), а по лабораторным определениям от 0.16 до 0.22 д.ед.

Лабораторными исследованиями охарактеризованы три, из пяти скважин. Средние значения по пористости пласта AC_{10}^2 по скважинам изменяются от 0.185 до 0.20 д.ед., проницаемости от 12.6 мД (скв. №12) до 28.3 мД (скв. №14).

Средние значения проницаемости по ГИС изменяются от 0,8 мД до 63,7мД, что подтверждается гидродинамическими исследованиями полученными только по №14 скважине [3].

В среднем коэффициент песчаности в пределах Зимнего месторождения по пласту AC_{10}^2 составляет 0.35, в том числе в пределах лицензионного участка.

Нефти, отобранные из скв. №№6Р, 12Р, 14Р, по своей характеристике сходны между собой. Они тяжелые, плотность варьирует в диапазоне значений 0.869-0.886 г/см³, с тенденцией снижения параметра в гипсометрически более высоких скважинах (скв. №12Р). По другим показателям нефти относятся к категории средневязких (23.43-69.63 мм²/с), высокосернистых (до 2.37%), смолистых (до 13,15%), малопарафиновых и парафиновых (от 0.91 до 2.49%). Доля легких фракций, выкипающих до 300 °С, колеблется в пределах 30-38%, температура начала кипения 82-100 °С. По групповому углеводородному составу нефть относится к метановым, с содержанием метановых УВ 68%, на долю ароматических УВ приходится 21%, нафтеновых – 11% [3].

Разведанность Зимнего месторождения поисково-разведочным бурением – недостаточная и неравномерная по площади. Наибольшее количество скважин пробурено в северо-восточной части месторождения. Вся остальная часть месторождения поисково-разведочным бурением практически не охвачена.

В пределах месторождения, открыта одна нефтяная залежь в пласте AC_{10}^2 , простирающаяся с юга-запада на северо-восток и ограниченная линией

выклинивания, с севера зоной замещения коллекторов. На месторождении пробурено 15 скважин из них только 4 (№№6Р, 12Р, 14Р, 25) поисково-разведочных скважин, вскрыли продуктивную залежь AC_{10}^2 . ВНК принят условно на глубине минус 2328м.

Следует также отметить, что нефтепроявления из ачимовской толщи, баженовской свиты и кровли тюменской свиты получены в той или иной форме (запах нефти, следы нефти в керне, пленки нефти, непромышленные притоки при испытании) на большинстве разведочных площадей рассматриваемой территории.

Необходимость постановки работ по геологическому изучению и доразведке Зимнего месторождения является, слабая подготовленность запасов по промышленным категориям (А, В, C_1), недостаточной изученностью фильтрационно-емкостных свойств пластов, их литологии, петрографии, физико-химических характеристик пластовых флюидов [6].

С целью доразведки залежи основного продуктивного пласта AC_{10}^2 ахской свиты рекомендуется бурение трех независимых разведочных скважин:

- разведочную скважину №26Р рекомендуется заложить в 2,2 км на юг от скважины №1892 в куполе брахиантиклинальной складки, с проектной глубиной 3200м и проектным горизонтом – палеозойским;

- разведочную скважину №27Р рекомендуется заложить на юго-западе в 4,5 км от скважины №26Р, в куполе брахиантиклинальной складки, с проектной глубиной 3200 м и проектным горизонтом - палеозойским;

- разведочную скважину №28Р рекомендуется заложить на юге в 4,0 км от скважины №14Р, в куполе брахиантиклинальной складки, с проектной глубиной 3200 м и проектным горизонтом - палеозойским.

Скважины являются независимыми друг от друга.

Целью бурения скважин является вскрытие, опробование и испытание продуктивного пласта AC_{10}^2 и попутное изучение возможной нефтеносности ачимовской толщи, баженовской свиты и кровли тюменской свиты.

Для решения всех перечисленных задач при бурении рекомендуемых

скважин необходимо провести комплекс геолого-геофизических исследований: отбор керна и шлама, комплекс промыслово-геофизических и геолого-технологических исследований, опробование испытание и исследование скважин, в процессе бурения и после спуска эксплуатационной колонны.

Заключение

Анализ собранного геолого-геофизического материала позволяет считать Зимнее месторождение недоразведанным. Скважины распределены неравномерно, ВНК принят условно на глубине минус 2328м.

Продуктивными являются отложения ахской свиты пласта AC_{10}^2 , нефтепроявления из ачимовской толщи, баженовской свиты и кровли тюменской свиты получены в той или иной форме (запах нефти, следы нефти в керне, пленки нефти, непромышленные притоки при испытании) на большинстве разведочных площадей рассматриваемой территории.

Месторождения не охвачено глубоким бурением, и запасы этой части оценены только по категории C_2 .

Так как пробуренные на месторождении скважины не позволяют уточнить строение месторождения в целом, то необходимо продолжить разведочное бурение.

Для осуществления доразведки Зимнего месторождения рекомендуется заложение трех независимых разведочных скважин №№26Р, 27Р, 28Р, с проектной глубиной 3200м и проектным горизонтом – палеозойским. В процессе бурения рекомендуется проведение комплекса исследований: отбор керна и шлама, геофизические и геохимические исследования, опробования и испытания, а также лабораторные исследования в скважинах.

Новыми разведочными скважинами будет уточнено распространение залежей по площади, категоричность запасов, уточнены мощность и свойства коллекторов, их нефтенасыщенность. По результатам разведки планируется приростить геологические/извлекаемые запасы по категории C_1 по пласту AC_{10}^2 1819/491 тыс. т.

Список использованных источников

1. Новик И.К., Шевченко В.П. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. 1983.
2. Отчёт «Проект доразведки Зимнего месторождения». Тюмень, 1998.
3. Новгородов В.В., Смирнов А.П. Проект пробной эксплуатации Зимнего месторождения. Отв. Исполнители: Тюмень, 2005.
4. Бочкарев В.С., Боярских Г.К. «Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты». Западная-Сибирь, 1990.
5. Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна/.- М.: Недра.- 1988.
6. «Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему», утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995.