

Министерство образования и науки Российской Федерации
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 залежи
пласта ЮВ₁ Усть-Котухтинского месторождения»
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса 611 группы
заочного отделения
специальности: 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Аникеева Алексея Вячеславовича

Научный руководитель,
ассистент кафедры Р.И. Гордина

Зав. кафедрой
доктор геол.-мин.наук, профессор А.Д. Коробов

Саратов 2017

Введение

В административном отношении Усть-Котухтинское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 66 км к востоку от г. Когалыма.

Усть-Котухтинское локальное поднятие впервые выявлено и подготовлено к глубокому бурению сейсморазведочными работами с/п 4/72-73 и с/п 4/74-75 ХМГТ. В 1976 году составлен проект глубокого поисково-разведочного бурения Усть-Котухтинской площади [1]. Разведка Усть-Котухтинского месторождения, начавшаяся в 1978 года с бурения первой поисковой скважины 152П, носила эпизодический характер и до настоящего времени окончательно не завершена.

Месторождение открыто скважиной 293Р в 1990 году. При испытании пласта БВ₈⁸ получен приток безводной нефти дебитом 8,9 м³/сут (Ндин=1078 м). В 2002 г. по результатам испытания скважины 104П (получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,6 м³/сут при депрессии 14,5 МПа) открыта залежь нефти в ачимовской толще – пласте Ач₂. Впервые запасы по месторождению были подсчитаны по состоянию изученности на 01.01.2010г[2]. Подсчётными объектами являлись продуктивные пласты БВ₈⁸ и Ач₂. Месторождение введено в пробную эксплуатацию скважиной 104П (пласт БВ₈) в 2014г. К настоящему времени залежь пласта БВ₈ частично разбурена эксплуатационными скважинами [3].

В 2016 году была открыта новая залежь пласта ЮВ₁¹. При построении геологической модели использованы результаты проведения на территории участка сейсморобот 2Д и 3Д, а также бурения и испытания поисковой скважины 105П. Запасы новой залежи оценены по категориям С₁ и С₂. Основной целью дипломной работы является изучение и выявление в пределах Усть-Котухтинского ЛУ залежей пласта БВ₈, отложений ачимовской толщи (пласт Ач₂), пласта ЮВ₁¹ и обоснование доразведки залежи пласта ЮВ₁¹ а также выбора места заложения разведочной

скважины, выбора комплекса геолого-геофизических исследований в скважине, уточнение строения исследуемого участка, детальное изучение некоторых подсчетных параметров с целью установления промышленной значимости каждого из них.

Для достижения цели дипломной работы необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) Сбор геолого-геофизических материалов характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность месторождения;
- 2) Анализ собранных геолого-геофизических материалов;
- 3) Выработка рекомендаций по доразведке пласта ЮВ₁¹Усть-Котухтинского месторождения.

Рельеф местности представляет собой заболоченную, заозеренную равнину с абсолютными отметками 65-75 м, имеющую небольшой уклон на юго-запад в долине реки Ватьеган, где абсолютные отметки составляют 61 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Ватьеган и ее правым притоком рекой Котухта. Для их характерны извилистость русла и наличие большого количества притоков. Реки мелководные и несудоходные. На территории лицензионного участка находится множество озер и озерков, расположенных в пределах болотных массивов. Самые крупные из них: озеро Нипехльмя имеет площадь 12.4 км², озеро Тильшейто - площадь 10.8 км².

Среднегодовая температура -3°C . Самый холодный месяц январь, когда температура опускается до $-55-56^{\circ}\text{C}$, самый теплый - июль, когда температура достигает $+36^{\circ}\text{C}$. Общее количество осадков в год достигает 400-500 мм. Устойчивый снежный покров образуется в начале ноября. Глубина снежного покрова достигает 1 м, толщина льда на озерах и реках изменяется от 40 до 90 см. Леса располагаются на повышенных хорошо дренируемых поверхностях, как правило, связанных с реками. Растительность представлена сфагново-лишайниковыми с угнетенной сосной болотными комплексами, а также вдоль рек сосновым с лиственницей и

кедром лесом. Острова мерзлоты встречаются в пределах низменных озерно-аллювиальных равнин.

Дипломная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и содержит 56 страниц текста, 3 таблицы, 7 рисунков, 9 графических приложений. Список использованной литературы включает 18 наименований.

Основное содержание работы

Рассматриваемая площадь Усть-Котухтинского месторождения расположена в пределах Среднего Приобья, планомерное изучение которого начато в конце 40-х годов XX столетия. В период с 1947 по 1957 год эти исследования носили региональный характер и были нацелены на поиск крупных структурно-тектонических элементов и выявление общих закономерностей геологического строения складчатого фундамента. Комплексная интерпретация результатов геолого-геоморфологической, гравиметрической, аэромагнитной и электроразведочной съемок масштабов 1:1000000 и 1:200000, позволила определить общие закономерности геологического строения осадочного чехла и фундамента и выделить тектонические элементы первого порядка, в том числе Сургутский и Нижневартовский своды, построены структурные карты по отражающим горизонтам «Б»(кровля баженовской свиты) и «М» (низы покурской свиты).

Далее в период 1987-1988 гг. на рассматриваемой территории проводились детальные сейсморазведочные работы масштаба 1:50000 («Башнефтегеофизика», с/п 14,15/87-88) с целью уточнения структурного плана юго-восточной части Ватьеганского месторождения. По результатам проведенных работ МОГТ в границах Усть-Котухтинского ЛУ выделено несколько локальных поднятий с рекомендацией постановки разведочного бурения на Южно-Апынтайская и Южно-Коемлорском поднятиях.

Постановка поисково-разведочного бурения осуществлялась на основе рекомендаций и структурных построений выполненных по данным детальных сейсморазведочных работ методами МОВ ОГТ масштаба 1:25000

(с/п 16/99-00 «Башнефтегеофизика») [4]. Результатом работ стало выявление залежей продуктивных пластов $BВ_8^8$ и $Aч_2$.

В полевом сезоне 2011-2012 гг. на территории участка были выполнены площадные сейсмоработы ОАО «Башнефтегеофизика» 17/11-12 методом МОГТ площадью 300 км^2 , покрывшие площадь лицензионного участка на 88%. Основной целью работ являлось уточнение геологического строения площади по горизонтам доюрского и юрско-мелового комплексов для получения тонкослоистой сейсмогеологической модели и уточнения запасов и ресурсной базы участка, а также дальнейшего обоснования постановки поисково-разведочного бурения.

В 2014 г. на базе новой сейсмогеологической основы согласно методическим указаниям составлен «Комбинированный геологический проект доразведки Усть-Котухтинского месторождения и поиска новых залежей углеводородов», по результатам которого запроектированы к бурению скважины 105П, 106П, 108П. Бурение поисковых скважин 106П и 108П планировалось со вскрытием верхнеюрских отложений, скважины 105П – палеозойского основания.

В 2014 г. параллельно с возобновлением доразведки участка начато эксплуатационное бурение на целевой пласт $BВ_8^8$ [3]. Всего было пробурено 11 скважин, из них 2 углублены со вскрытием пласта $Aч_2$. Бурением подтвержден прогноз распространения зоны отсутствия коллекторов в восточной части залежи пласта $BВ_8^8$, выданный по результатам сейсморазведочных работ 3Д. Скважина 105П была запроектирована на Южно-Коемлорской структуре в 3,5 км юго-западнее скважины 104П и в 5,1 км севернее скважины 274П. В качестве перспективных для доразведки рассматривались продуктивные горизонты $АВ_8^{26}$, $BВ_1$, $BВ_8^8$, $Aч_2$, $ЮВ_1^1$, также планировался поиск перспективных горизонтов $ЮВ_{10}$, $ЮВ_{11}$ и Pz . При испытании в интервале пластов $BВ_8^8$, $Aч_2$ и $ЮВ_1^1$ получены промышленные притоки нефти с водой дебитами соответственно $26,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ($H_{\text{дин}}=699,5 \text{ м}$, обводнённость 20%), $14 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ($H_{\text{дин}}=2134 \text{ м}$, обводнённость 43%) и $66,1$

м³/сут. (Ндин=856 м, обводнённость 17%). Для интенсификации притока в интервале пластов Ач₂ и ЮВ₁¹ выполнялся ГРП.

Обобщая результаты проведенных геологоразведочных работ в пределах Усть-Котухтинского ЛУ, можно отметить следующее:

1. Большая часть территории лицензионного участка изучена площадными сейсморазведочными работами, по результатам которых построены структурные карты по отражающим горизонтам А, Т₃, Т (ЮВ₂), ЮВ₁, Б, Ач₂, НБВ₈, НБВ₁, НС, НАВ₈²⁶, М, Г, С и карты изохрон по этим горизонтам.

2. На данном этапе изученности промышленная нефтеносность месторождения установлена только на Южно-Коемлорском поднятии. Из 13 пробуренных поисково-разведочных скважин в четырёх получен положительный результат (с учётом получения плёнки нефти в скв. 101П).

3. Невысокая эффективность и затянутость работ - коэффициент успешности проведения геологоразведочных работ составляет 0,31; из 13 скважин 10 (77%) ликвидировано по геологическим причинам, что обусловлено сложным геологическим строением участка работ, значительной фациальной изменчивостью пластов БВ₈⁸ и Ач₂, наличием зон развития аномального разреза баженовской свиты.

4. Пробуренные скважины сосредоточены, в основном, в более приподнятой западной части лицензионного участка; расстояние между скважинами составляет 1,3-5,8 км (в среднем 3,4 км). Глубина скважин составляет от 3000 м до 3542 м. Общий поисково-разведочный метраж составил 39904,8 м.

5. Открыты структурно-литологические залежи нефти в пластах сложного строения БВ₈⁸ и Ач₂. Пласт ЮВ₁¹, с которым связывались определенные перспективы в отношении нефтеносности, вскрыт всеми поисково-разведочными скважинами. По данным ГИС и опробования пласт оказался нефтенасыщен только в скв.105П, открывшей в его пределах залежь нефти.

Стратиграфическое расчленение мезозойско-кайнозойского чехла Усть-Котухтинского месторождения произведено в соответствии с унифицированными стратиграфическими схемами (г. Новосибирск)[8,9].

Литологически разрез Усть-Котухтинского месторождения представлен толщей терригенных песчано-глинистых отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, подстилаемых метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

В нижнемеловом отделе (К1) основные продуктивные пласты приуроченные к отложениям мегионской свиты, в верхнеюрском отделе (J₃)-к верхней части васюганской свиты.

Мегионская свита согласно залегает на битуминозных аргиллитах бажендовской свиты. К верхам свиты приурочен продуктивный горизонт БВ₈, представленный песчаниками от буровато-серых до серовато-светло-бурых, алевроитовыми, к песчаниками ачимовской толщи приурочен продуктивный пласт Ач₂. К верхней части васюганской свиты (верхнеюрский отдел) регионально приурочен продуктивный пласт ЮВ₁¹. Коллекторы горизонта БВ₈, пластов Ач₂ и ЮВ₁¹ обладают невысокими фильтрационными свойствами.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена в центральной части Западно-Сибирской плиты[10]. В геологическом разрезе Западно-Сибирской плиты выделено три структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж - складчатый фундамент, сформировавшийся в палеозойское и допалеозойское время, соответствует геосинклинальному этапу развития. Он представлен эффузивными, интрузивными и осадочными сильно дислоцированными и метаморфизованными породами.

Промежуточный структурный этаж сопоставляется с отложениями пермо-триасового возраста и характеризует собой парагеосинклинальный этап в истории развития плиты, формирование которого происходило в погруженных частях фундамента. Промежуточный этаж на участке работ не вскрыт.

Верхний структурно-тектонический этаж сложен мощной толщей мезозойских и кайнозойских образований, накопившихся в условиях длительного и стабильного прогибания фундамента. Он характеризуется слабой дислоцированностью, полным отсутствием метаморфизма пород. Основным региональным репером верхнего структурного этажа на большей части Западно-Сибирской плиты является баженовская свита, поэтому сейсмический отражающий горизонт «Б» принят как опорный.

Структурный план по стратиграфической кровле пласта ЮВ₁¹ унаследует рельеф поверхности нижележащих отложений. Перепад глубин по ОГ «ЮВ₁¹» в пределах лицензионного участка составляет 75 м (от -2800 м до -2875 м). Наиболее приподнятые участки находятся в юго-западной (Восточно-Ватьёганское и Южно-Коемлорское поднятия) и юго-восточной (Лепятяхское поднятие) частях участка. Наиболее изучена Южно-Коемлорская структура, расположенная в западной части лицензионного участка и осложняет Ватьёганский вал (структура II порядка). Данная структура представляет собой малоамплитудный структурный выступ преимущественно северо-западного простирания. Наивысшая отметка в районе структуры -2500 м, погружение идёт в сторону Повховского месторождения до а.о. -2550 м. К Южно-Коемлорскому структурному поднятию приурочена залежь продуктивного пласта БВ₈⁸, выявленная скважинами 104П и 293Р, которая имеет форму структурного выступа. Куполовидное поднятие в районе скв. 105П по замыкающей изогипсе -2810 м имеет размеры 3,5х2,3-0,9 км и высоту порядка 7 м.

В нефтегазоносном отношении Усть-Котухтинское месторождение расположено в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, северо-восточной части Среднеобской нефтегазоносной области, в северной части Нижне-Вартовского нефтегазоносного района (НГР). Район является одним из основных как по запасам, так и по добыче нефти.

Усть-Котухтинское месторождение расположено на стыке двух крупных месторождений, находящихся в промышленной эксплуатации: южнее Повховского (в эксплуатации горизонт БВ₈, Ач₂, ЮВ₁), юго-восточнее Ватьеганского (пласты АВ₁₋₈, БВ₁₋₇, Ач, ЮВ₁).

В этом районе выделяется пять нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, баженовский, ачимовский и неокомский. На территории Усть-Котухтинского ЛУ промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрском, ачимовском и неокомском комплексах [2].

В изученной части разреза Усть-Котухтинского месторождения установлена продуктивность пластов БВ₈⁸ и Ач₂, ЮВ₁¹, в каждом из которых выявлено по одной залежи нефти [2].

Продуктивный пласт БВ₈⁸ в пределах лицензионного участка вскрыт всеми скважинами на глубинах 2560.2-2686.8 м. Пласт довольно выдержан по толщине, которая меняется от 7.0 м в скважинах 100Р и 275П до 12.8 м в скважине 293Р. Покрышкой пласта БВ₈⁸ служит глинистая толща, приуроченная к кровле мегнионской свиты. В пласте БВ₈⁸ выявлена одна залежь нефти, вскрытая двумя скважинами - 104П и 293Р.

По площади пласт Ач₂ выделен по данным сейсморазведки и бурения полосой развития коллекторов в разрезах скважин 100Р, 104П, 293Р, 299Р, 274П на глубинах 2790-2889 м. Залежь пласта вскрыта одной скважиной 104П, где по ГИС выявлен нефтенасыщенный до подошвы.

На Усть-Котухтинском лицензионном участке пласт ЮВ₁¹ вскрыт всеми поисково-разведочными скважинами, но по материалам ГИС и результатам опробования определен как нефтенасыщенный только в скв. 105П. Во всех ранее пробуренных скважинах пласт интерпретирован как водонасыщенный и в результате испытаний приток либо отсутствовал, либо была получена пластовая вода.

Обоснованием постановки дополнительного разведочного бурения явился анализ собранного геолого-геофизического материала, выполненных ранее геологоразведочных работ и состояния разведанности

месторождения, что показало на Усть-Котухтинском месторождении, остались недоизученными все выявленные пласты, где предварительно оцененные геологические извлекаемые запасы нефти категории C_2 составляют 9943/2424 тыс.т, соотношение запасов нефти категорий C_1/C_2 в том числе в пределах пласта ЮВ₁¹ -1122/288 тыс.т соотношение составляет 30/70%.

В данной дипломной работе обосновывается проведение дополнительного разведочного бурения в пределах залежи нефти в пласте ЮВ₁¹, уточнение промысловых характеристик выявленной залежи, определение пространственной изменчивости параметров, перевод запасов нефти из категории C_2 в промышленную категорию C_1 , изучение всего перспективного разреза меловых и юрских отложений, пластов БВ₈ и Ач₂.

Для уточнения геологического строения и увеличения категорийности запасов нефти пласта ЮВ₁¹ рекомендовано бурение одной разведочной скважины 106Р, необходимой для составления схемы опытно-промышленной разработки пласта ЮВ₁¹.

Заложение проектной разведочной скважины 106Р предлагается в наилучших структурных условиях залежи: в 2,3 км на запад от скважины №105П. Проектная глубина 3000 м, проектный горизонт васюганская свита. В разведочной скважине необходимо провести стандартный комплекс исследований ГИС, произвести отбор и исследования керна и в процессе бурения производить отбор шлама. После окончания бурения провести испытание скважины в открытом забое и в колонна.

Заключение

В дипломной работе представлен имеющийся геолого-геофизический материал, отражающий геологическое строение Усть-Котухтинского

месторождения по состоянию на 2016 год и даны рекомендации на проведение разведочного бурения в пределах новой выявленной залежи пласта ЮВ₁¹.

По данным геофизических работ и бурения 13 поисково-разведочных скважин изучено геологическое строение осадочного чехла до верхней части тюменской свиты. Промышленная значимость залежи нефти пласта БВ₈⁸ доказана результатами испытания трёх объектов, запасы залежи пласта Ач₂ непромышленные и учтены по категории С₂, пласта ЮВ₁¹ доказаны результатами скв.105П. По величине запасов Усть-Котухтинское месторождение относится к мелким, по геологическому строению к сложным.

На основе анализа материалов бурения и испытания поисковых и разведочных скважин и результатов сейсморазведочных работ 2Д и 3Д охарактеризованы структурные планы отражающих горизонтов.

В дипломной работе даны рекомендации по доразведке залежи пласта ЮВ₁¹, а именно бурение разведочной скважины 106Р в пределах западной части залежи, где запасы оценены по категории С₂. Задачей проектируемых работ является разведка залежи нефти в пласте ЮВ₁¹, уточнение геологического строения и промысловых характеристик выявленной залежи, определение пространственной изменчивости параметров, перевод запасов нефти из категории С₂ в промышленную категорию С₁, изучение всего перспективного разреза меловых и юрских отложений.

Подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти по залежи пласту ЮВ₁¹ Усть-Котухтинского месторождения составили: по категории С₁ 489/126 тыс.т, по С₂ 1122/288 тыс.т. При получении промышленных притоков в скв.106Р все запасы категории С₂ будут переведены в категорию С₁ и составят геологические/извлекаемые 1611/414 тыс.т.

Список использованных источников

1. Геологический проект глубокого поисково-разведочного бурения на Усть-Котухтинской площади. Тюмень, 1976 г.

2. Халяпин С.В., Гордина Р.И. «Подсчёт запасов и ТЭО КИН Усть-Котухтинского месторождения», 2010г., г. Когалым.
3. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Усть-Котухтинского нефтяного месторождения», протокол ЗС НС ЦКР Роснедр №111-14 от 23.12.2014 г.
4. Нагаева И.А. «Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д на Усть-Котухтинском участке в пределах Сургутского района ХМАО Тюменской области СП 16/99 за 1999-2001 г.» Уфа, 2001 г.
5. «Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ» - Москва, 1995 г.
6. «Методические указания по ведению работ на стадиях поиска и разведки месторождений нефти и газа». – М.,1982 г.
7. «Комбинированный геологический проект доразведки Усть-Котухтинского месторождения и поиска новых залежей углеводородов»
8. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований Западно-Сибирской равнины, СНИИГГиМС. г.Новосибирск, 1999 г.
9. Унифицированные региональные стратиграфические схемы палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины, г.Новосибирск, 2001 г.
10. Шпильман В.И., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1999 год.