

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 Восточно-Курраганского
месторождения (Юккунский ЛУ, 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»

Утусикова Евгения Геннадьевича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент _____ М. П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. науки, профессор _____ А. Д. Коробов

Саратов 2026

Введение

Западная Сибирь остаётся главным нефтегазодобывающим регионом России, где поддержание высокого уровня добычи углеводородов связано с открытием новых и доразведкой уже выявленных месторождений. В Нижневартовском районе Тюменской области (ХМАО) одним из перспективных объектов является Юккунский ЛУ, в пределах которого выделено четыре локальных поднятия. В пределах одного из них открыто Восточно-Курраганское месторождение.

Объектом исследования в дипломной работе являются залежи нефти в пластах ЮВ₁₍₀₎, ЮВ₁₍₁₎ (верхняя юра), Ач₂ (ачимовская толща) и БВ₁₀ (нижний мел) Восточно-Курраганского месторождения.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Восточно-Курраганского месторождения Юккунского ЛУ.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого-геофизический материал по строению Восточно-Курраганского месторождения;
- определена степень изученности открытых залежей;
- рекомендовано бурение разведочных скважин;
- определены их местоположение, проектные горизонты, проектная глубина, а также методы скважинных исследований.

Фактический материал, положенный в основу дипломной работы: данные мелкомасштабных (1:1000000) сейсморазведочных работ МОГТ Северо-Аганской сп4/75-76 (плотность профилей 1,8 км/км²), материалы бурения 8 разведочных скважин (суммарная проходка 23995 м), лабораторные исследования керн и пластовых флюидов, фондовые и опубликованные источники [2].

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, содержит 43 страницы текста, 1 рисунка, 3 таблиц, 7 графических приложения. Список использованных источников включает 17 наименований.

Основное содержание работы

Первые сейсморазведочные работы МОГТ на северном склоне Нижневартовского свода выполнены в 1975–1976 гг. В 1979 г. утверждён проект поисково-разведочного бурения на Северо-Покачевской площади. Бурение на Восточно-Курраганской структуре начато в 1979 г. К 1988 г. пробурено 32 скважины, из них 20 вскрыли залежь в пласте ЮВ₁₍₁₎. В 1986 г. составлено дополнение к проекту, предусматривавшее бурение 17 скважин. В 1998 г. рекомендованы 3 разведочные скважины (№№150Р–152Р) с проектной глубиной 2950 м. В том же году пробурены скважины №№211Р, 212Р, 213Р, которые подтвердили нефтеносность пластов БВ₁₀, ачимовской толщи, ЮВ₁₍₀₎ и ЮВ₁₍₁₎. На сегодняшний день плотность сейсмопрофилей составляет 1,8 км/км², а расстояния между скважинами – от 1 до 4 км. Однако сейсмические построения не по всей площади подтверждены бурением, а развитие «аномального» разреза баженовской свиты затрудняет корреляцию отражений. Значительная доля запасов оценена по категории С₂ [2,4].

Разрез месторождения представлен осадочным чехлом мощностью до 3500 м и палеозойским фундаментом (диабазы, вскрыты скв. 148Р). В мезозойско-кайнозойской части выделяются (снизу вверх) [1]:

- юрская система: горелая свита (нижняя юра, песчаники, алевролиты, глины, пласты ЮВ₁₀–ЮВ₁₂, толщина 270 м); тюменская свита (средняя юра, неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов, глин, прослои углей, толщина 320 м); васюганская свита (верхняя юра, песчано-глинистые породы, пласты ЮВ₁₍₁₎ и ЮВ₁₍₂₎, толщина 70–80 м); георгиевская и баженовская свиты (глины, толщина 20–60 м).

- меловая система: мегионская свита (берриасский и валанжинский ярусы), в низах – ачимовская толща (чередование песчаников и алевролитов, пласты Ач₁–Ач₃, суммарная толщина до 110 м), верхняя часть – глины с линзами песчаников; ванденская свита (валанжинский, готеривский и барремский ярусы, ритмичное чередование пластов БВ₀–БВ₇, толщина 540–570 м); алымская свита (аптский и альбский ярусы, горизонт БВ₁, толщина

90–130 м); покурская свита (верхний подъярус аптского яруса, альбский и сеноманский ярусы, толщина 740–770 м); кузнецовская, березовская, ганькинская свиты (глины, опоки, толщина от 14 до 160 м).

- палеогеновая система (талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская свиты – глины, опоки, пески, бурые угли, общая толщина до 780 м); четвертичные отложения (суглинки, пески, толщина 70 м).

В верхнеюрских и нижнемеловых отложениях (васюганская, баженовская, георгиевская и мегионская свиты) на Восточно-Курраганском месторождении сформировались пласты-коллекторы (песчаники, алевролиты) и разделяющие их флюидоупоры (аргиллиты) [1].

Согласно схеме тектонического районирования изучаемый объект расположен в пределах Северо-Вартовской моноклинали Западно-Сибирской геосинеклизы. Курраганская площадь по кровле васюганской свиты осложняет структурный мыс север-северо-восточного простирания, осложненный по осевой части цепочкой локальных структур 4 порядка: Вирстелорское, Курраганское, Северо-Курраганское и Восточно-Курраганское поднятия располагающееся в южной части площади (район скв. №№136Р, 143Р).

По кровле пласта ЮВ₁₍₁₎ Восточно-Курраганское поднятие представляет собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания размерами 5,0×3,0 км в контуре замкнутой изогипсы -2750 м и амплитудой 20 м; в южной части структуры отмечается линия глинизации пласта ЮВ₁₍₁₎. На юго-востоке локальная малоамплитудная структура в контуре изогипсы -2740 имеет размеры 1,5×0,75 и амплитуду 10 м [2].

По кровле пласта ЮВ₁₍₀₎ структурный план площади претерпевает существенные изменения по сравнению с поверхностью пласта ЮВ₁₍₁₎. Главной особенностью является обособление самостоятельной Восточно-Курраганской структуры в районе скважин №138Р и №143Р. Это поднятие представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания

изометричной формы. В контуре замыкающей изогипсы -2730 м имеет размеры 3,0х2,0 км и амплитуду 20 м и осложнено двумя вершинами [2,4].

Для структурных построений по ачимовской толще не имеется сейсмической основы, удовлетворяющей материалам бурения. В связи с этим для картирования поверхности продуктивного пласта Ач₂ проведены построения методом схождения от поверхностей пластов ЮВ₁₍₁₎ и БВ₁₀ [2].

На месте Восточно-Курраганского поднятия обособляются две локальные структуры - в районе скважин №№143Р и 213Р, оконтуриваемые изогипсами -2620 м и -2625 м соответственно [2].

В восточной части площади в связи с отсутствием скважин прогноз изменения мощности разреза между пластами БВ₁₀-Ач₂ и ЮВ₁₍₁₎-Ач₂ ненадежен. Отсюда структурные построения по пласту Ач₂ методом схождения являются весьма условными [2].

По кровле пласта БВ₁₀ изучаемая структура расположена на месте седловины северо-западного простираия по изогипсе -2450 м, которая осложнена двумя незначительными по размеру куполами с амплитудами до 10 м в районе скважин №№149Р и 213Р [2].

Со структурами Восточно-Курраганского поднятия в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях связаны ловушки структурного и комбинированного типа [2].

В нефтегазоносном отношении Восточно-Курраганское месторождение относится к Вартовскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Установленный этаж нефтеносности – 300 м [1].

Пласт ЮВ₁₍₁₎ (васюганская свита): общая толщина 11–28 м, строение ритмичное, на большей площади – монолитное песчаное тело (фаии устьевых баров и барьерных островов). Выделены две залежи: основная (пластовая сводовая, литологически экранированной; размеры 15 х3,0–8,0 км, высота 20 м; ВНК негоризонтальный находится на отметках от –2748 до –2754 м). Вторая залежь в районе скв. 213Р (размеры 3×1,2 км, высота 5 м). Дебиты нефти от 3,9

до 64 м³/сут. Запасы нефти категорий C₁+C₂ составляют 63 058 тыс. т (более 70% от суммарных) [2].

Пласт ЮВ₁₍₀₎ (баженовская свита): общая толщина от нескольких метров до 60 м, эффективная до 15 м. Залежь пластовая сводовая, приурочена к локальному поднятию у скв. 138Р (3,0×3,0 км, высота 10 м, ВНК на –2718 м). Дебит нефти 7,1 м³/сут. Запасы категорий C₁+C₂ – 7116 тыс. т [2].

Пласт Ач₂ (мегионская свита): общая толщина 45–75 м, эффективная 25–56 м. Установлены две залежи: южная (скв. 143Р, 149Р) – пластовая сводовая, размеры 6,0×2,5 км, высота 15 м. ВНК установлен на отметке –2625 м, дебиты нефти 1–4,2 м³/сут. Залежь в районе скв. 213Р – небольшая (1,5×0,7 км, высота 3 м, ВНК –2670,6 м). Запасы нефти категорий C₁+C₂ – 11 845 тыс. т [5].

Пласт БВ₁₀ (мегионская свита): общая толщина до 20 м, эффективная 1,8–7 м. Установлена одна залежь в южной части, пластовая сводовая; размеры 5,0×1–2 км, высота 10 м, ВНК –2445 м. Дебит нефти 16,6 м³/сут (с водой). Запасы категорий C₁+C₂ – 860 тыс. т [2].

Суммарные извлекаемые запасы месторождения (категорий C₁+C₂) составляют 82 858 тыс. т. Доля запасов категории C₂ – 47,7% (39524 тыс. т) и 43335 тыс. т по C₁. Для основной залежи пласта ЮВ₁₍₁₎ доля C₂ – 42%. Недостаточная изученность проявляется в неравномерной разбуренности, несоответствии сейсмических данных результатам бурения, неопределённости положения литологических экранов, дефиците гидродинамических и PVT-параметров [2,4].

Цель доразведки – детализация строения залежей пластов ЮВ₁₍₁₎, ЮВ₁₍₀₎, Ач₂, БВ₁₀. Задачи: уточнение структурных планов, положения ВНК, площадей нефтеносности, коллекторских свойств, емкостно-фильтрационных характеристик пород-коллекторов, физико-химических свойств флюидов, перевод запасов из категории C₂ в C₁ [5].

Рекомендованы 2 разведочные скважины (№215Р и №216Р). Выбор местоположения рекомендуемых разведочных скважин №№215Р, 216Р

осуществляется исходя из задач доразведки, структурных планов залежей и участков с запасами категорий C_2 . Основой для заложения скважины №215Р послужили структурные карты по пластам ЮВ₁₍₁₎, ЮВ₁₍₀₎, а для скважины №216Р ЮВ₁₍₁₎, Ач₂ и БВ₁₀ [2,4,5].

Разведочную скважину 215Р рекомендуется заложить на расстоянии 1,0 км на север от скважины №143Р. Проектная глубина – 3000 м, проектный горизонт – низы васюганской свиты. Цель бурения – подтверждение промышленной нефтеносности пластов ЮВ₁₍₁₎ и ЮВ₁₍₀₎ в центральной части месторождения. Нефтеносность пласта в этом районе доказана испытанием только в одной скважине – №142Р. В результате ожидается прирост запасов категории C_1 по этим залежам в объеме 390 тыс т [2,4].

Разведочную скважину №216Р рекомендуется заложить в 2,0 км южнее скважины №149Р, с проектной глубиной - 3010 м и проектным горизонтом – низы васюганской свиты. По результатам интерпретации материалов дистанционных геофизических методов скважина располагается в перспективных на нефть зонах грави-сейсмических аномалий. Цель бурения - подтверждение нефтеносности пластов ЮВ₁₍₁₎, Ач₂ и БВ₁₀ в южной части месторождения. Прирост запасов категории C_1 по залежи ЮВ₁₍₁₎ оценивается в 174 тыс т. По пластам Ач₂ и БВ₁₀ прирост запасов нефти категории C_1 составит 160 тыс т и 121 тыс т, соответственно [2,4].

Для уточнения информации о геологическом разрезе, характере и условиях залегания продуктивных пород, наличии в них нефти, фильтрационно-емкостных свойствах в разведочных скважинах планируется произвести отбор керна.

Отбор керна предусматривается осуществить из пластов с ожидаемой нефтеносностью по данным электрокаротажа по всей продуктивной части. Интервалы отбора керна по каждой скважине будут уточняться в процессе бурения.

Интервалы отбора керна в разведочных скважинах приведены общие и представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Интервалы отбора керна в скважинах №№215Р, 216Р

Интервал отбора керна, м		Проходка с отбором керна, м	Возраст отложений
Скв.№215	Скв.№216		
2510-2530	2520-2540	20	пласт БВ ₁₀ (мегионская свита)
2680-2700	2690-2710	20	пласт Ач ₂ (мегионская свита)
2802-2815	2812-2825	13	пласт ЮВ ₁₍₀₎ (баженовская свита)
2820-2838	2830-2848	18	пласт ЮВ ₁₍₁₎ (васюганская свита)

Ценную информацию о литологическом составе пород дают образцы шлама, которые выносятся из скважин промывочной жидкостью. Для детального изучения образцы шлама рекомендуется отбирать через 5 м проходки в интервалах, где керн отбирали сплошь, и через каждые 1-2 м проходки в интервалах, проходимых без отбора керна. Эти работы следует выполнять при проведении геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин, начиная с подошвы глин алымской толщи [5].

ГИС: постоянная часть (ПС, КС, БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилометрия, инклинометрия, термометрия и др.) по всему стволу, детальные исследования (БКЗ, ИК, МК, наклонометрия и пр.) в продуктивных интервалах, изменяемая часть (ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЯМК, электрический сканер) – при сложных коллекторах и для определения контактов [5].

ГТИ: газовый каротаж, замер температуры, анализ шлама, регистрация параметров бурового раствора [5].

Опробование и испытание: опробование в открытом стволе «сверху-вниз» в тех же интервалах, что и отбор керна, с помощью испытателей пластов на кабеле; испытание в эксплуатационной колонне «снизу-вверх», вызов притока заменой жидкости на воду и свабированием, при необходимости – глинокислотная обработка. Гидродинамические исследования: замеры пластового давления, температуры, газового фактора, отбор проб, исследование КВД и индикаторных кривых [5].

Лабораторные исследования: определение пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности, КИН, зависимостей ГИС–керна; PVT-анализ (дифференциальное и ступенчатое разгазирование, однократное расширение), хроматография, определение вязкости, плотности, состава пластовой воды [2,5].

Полученные данные послужат основой для создания гидродинамической модели залежей и месторождения для принятия дальнейших решений.

В результате бурения разведочных скважин №№215Р, 216Р на Восточно-Курраганском месторождении будет получена дополнительная информация по характеристикам залежей и пластов ЮВ₁₍₁₎, ЮВ₁₍₀₎, Ач и БВ₁₀ и осуществлен прирост запасов промышленной категории С₁.

Заключение

Восточно-Курраганское месторождение характеризуется сложным геологическим строением: приуроченностью к отдельным локальным поднятиям, литологической неоднородностью коллекторов, негоризонтальные ВНК [2].

Промышленная нефтеносность установлена в четырёх пластах – ЮВ₁₍₀₎, ЮВ₁₍₁₎, Ач₂, БВ₁₀, в которых выявлено 6 залежей. Изученность залежей низкая, 47,7% запасов числятся в категории С₂ [2].

Для уточнения строения месторождения рекомендуется заложение двух разведочных скважин №215Р и №216Р с проектными глубинами 3000 м и 3010 м (проектный горизонт – низы васюганской свиты) [2,4].

В скважинах предусмотрен полный комплекс геолого-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, опробование, испытание, гидродинамические и лабораторные исследования) [5].

Реализация рекомендаций позволит перевести запасы категории С₂ в промышленную категорию С₁, и получить прирост промышленных запасов по залежам пластов: ЮВ₁₍₁₎ (174 тыс. т), Ач₂ (160 тыс. т), БВ₁₀ (121 тыс. т), а также уточнить характеристики залежей для проектирования разработки месторождения [2,4,5].

Список использованных источников

1. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов. М., «Недра», 1972. – 680 с.
2. Панов, С.Ф. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Покачевского месторождения Нижневартовского района Тюменской области по состоянию на 01.01.1988 г. / С.Ф. Панов, Л.П. Полещук. ПГУ, Тюменская тематическая экспедиция, г. Тюмень, 1988. – 155 с.
3. Кундин, В.С. Технологическая схема разработки Северо-Покачевского месторождения. / В.С. Кундин. ООО «ИНПЕТРО». Москва, 1994. – 370 с.
4. Екименко, В.А. Отчет о работах по строению геологической модели Северо-Покачевского месторождения. / В.А. Екименко и др. ПО Татнефтегеофизика, 1999. – 234 с.
5. Габриэлянц, Г.А. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. / Г.А. Габриэлянц, В.И. Пороскун, Ю.В. Сорокин. М.: Недра, 1985. – 289 с.