

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-Каюмовского
месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы очной формы обучения

специальности 21.05.02 «Прикладная геология»

специализация «Геология нефти и газа»

геологического факультета

Семенова Никиты Александровича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент _____ А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

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

Саратов 2026

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одной из богатейших в мире по углеводородным ресурсам. По данным на 2016 г., начальные суммарные ресурсы жидких углеводородов составляли 713 млрд т (более 55 % от НСР России), газа — 164,8 трлн м³ (более 57 % НСР газа России). Здесь сосредоточено более 70 % балансовых запасов газа и более половины запасов нефти и конденсата России. На Западную Сибирь приходится более 57 % добычи нефти и газоконденсата и 92 % природного газа России. Однако в последние годы добыча нефти в регионе снижается в связи с падением добычи на крупных, уже истощённых месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, а новые открытия представлены в основном мелкими и средними по запасам объектами. В связи с этим сегодня прирост запасов промышленной категории осуществляется главным образом за счёт доразведки уже известных месторождений, особенно в нефтегазоносных районах с хорошо развитой инфраструктурой. Одним из таких объектов является Восточно-Каюмовское месторождение в Шаимском нефтегазоносном районе Западной Сибири.

Восточно-Каюмовское месторождение открыто в 2013 году и расположено на территории двух лицензионных участков: основная часть на Восточно-Каюмовском-1 и частично на Потанай-Картопьянском ЛУ. Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в пласте П_{верхнеюрского} возраста, объединяющем отложения песчаных коллекторов пласта П₀~трёхозерной толщи нижнемулымьинской подсвиты и пласта П_{вог}~вогулкинской толщи абалакской свиты. Залежь имеет сложное блоковое строение, а её запасы оценены по категориям С₁ и С₂. При этом северные блоки месторождения охарактеризованы лишь единичными скважинами или не изучены глубоким бурением вовсе, а их запасы требуют перевода в более высокую категорию.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Восточно-Каюмовского месторождения.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- собран и проанализирован геолого-геофизический материал по строению и нефтегазоносности изучаемого и соседних месторождений, включая результаты сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D и данные бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- составлены сводные таблицы и графические приложения, отражающие структурные планы продуктивных отложений и запасы залежи пласта П;
- оценена промышленная значимость и степень изученности залежи с выделением участков, недостаточно изученных глубоким бурением;
- дано обоснование доразведки месторождения и рекомендации на заложение двух независимых разведочных скважин 1Р и 2Р в блоках 2 и 3;
- определены проектные глубины и проектные горизонты для рекомендуемых скважин;
- определены виды скважинных исследований, интервалы отбора керна, опробования и испытаний в открытом стволе и эксплуатационной колонне;
- построен схематический профильный разрез.

В основу работы положены геолого-геофизические материалы, собранные в период прохождения производственно-технологических практик, а также фондовые и опубликованные источники, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности района расположения Восточно-Каюмовского месторождения.

В административном отношении месторождение расположено в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 184 км к западу от г. Ханты-Мансийск. Ближайший город Урай находится в 103 км к юго-западу от участка. Автомобильная дорога находится в 17 км к юго-западу. Ближайший магистральный газопровод проходит в 45 км к западу от участка, нефтепровод — в 17 км к юго-западу. Ближайшая ж/д станция и речной порт находятся в 125 км к югу, аэропорт в г. Урай способен круглогодично принимать самолёты типа Як-40, АН-24. Территория представляет собой сильно заболоченную озерно-аллювиальную равнину в бассейне реки Большой Тап с абсолютными отметками от 60 до 80 м. Болота глубиной от 0,5–1 м до 2 м, труднопроходимы и непроходимы в тёплый период года. Климат района резко континентальный, со сравнительно тёплым летом и продолжительной холодной зимой.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения и содержит 48 страниц текста, 5 рисунков, 8 таблиц и 7 графических приложений. Список использованных источников включает 13 наименований.

Основное содержание работы

Геолого-геофизическая изученность района началась с региональных работ в середине XX века. Плановые площадные геологоразведочные работы на Шаимском мегавале проводились с 1958 года. На территории Восточно-Каюмовского участка сейсморазведочные работы МОГТ 2D были

начаты в 1965–66 гг., а с 1980-х годов проводилась цифровая сейсморегистрация. К 2018 году участок был покрыт детальными сейсмическими исследованиями МОГТ 3D и 2D. По состоянию на 01.05.2018 г. на месторождении пробурено пять глубоких скважин: две поисковые и три разведочные, что позволило выполнить оперативные подсчеты запасов.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла. Фундамент представлен гранито-гнейсами и метаморфическими сланцами. Осадочный чехол сложен терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Основным продуктивным интервалом является верхнеюрский разрез, где выделяется пласт П, объединяющий песчаные коллекторы вогулкинской толщи абалакской свиты и трехозерной толщи нижнемулымьинской подсвиты. Покрышкой служат аргиллиты мулымьинской свиты. Толщина пласта изменяется от 5,3 до 24,3 м.

В тектоническом отношении Восточно-Каюмовское месторождение расположено в пределах Шаимского мегавала и приурочено к восточному склону Тетеревского малого вала. Структура по кровле продуктивного пласта П представляет собой моноклираль, погружающуюся с запада на восток и осложненную тектоническими нарушениями северо-западного и северо-восточного простираний. Эти нарушения делят месторождение на четыре тектонических блока, играя роль латеральных флюидоупоров и определяя различные уровни водонефтяного контакта (ВНК). Уровень ВНК ступенчато погружается в северо-восточном направлении от абсолютной отметки -1907,6 м в Блоке 1 до -1993,8 м на севере.

Промышленная нефтеносность связана с пластом П. Тип залежи — пластовая сводовая, осложненная тектоническими, литологическими и стратиграфическими экранами. Наиболее изученным является Блок 1, где

пробурено 29 эксплуатационных скважин с дебитами нефти от 5,9 до 45,34 т/сут. ВНК здесь установлен по данным бурения на отметке -1907,6 м. Блок 2 изучен слабее; в скважине 12006Р получен приток нефти дебитом 49,6 м³/сут. Блоки 3 и 4 глубоким бурением в пределах лицензионного участка не изучены, ВНК в них принят условно. Запасы этих блоков, переведенные в категорию С₁, и являются основной целью доразведки.

Анализ выполненных ранее геологоразведочных работ, состояние разведанности и подготовленность запасов нефти к разработке указывает на достаточную, но неравномерную изученность Восточно-Каюмовского месторождения. Наиболее изученным является Блок 1, где пробурены поисковые, разведочные и эксплуатационные скважины, запасы утверждены по категории С₁. В то же время северные блоки (2, 3 и 4) изучены слабо: в блоках 3 и 4 глубокое бурение отсутствует, уровень ВНК принят условно по региональным трендам. Первоочередными объектами для доразведки являются блоки 2 и 3, приуроченные к восточным склонам Верхненяртурского поднятия.

Для уточнения строения залежи и перевода запасов в промышленную категорию рекомендуется бурение двух разведочных скважин.

Скважину 1Р рекомендуется заложить на северо-восточном склоне Нижненяртурского поднятия в центральной части Блока 2, в 3,2 км к северо-западу от скважины 12006Р. Проектная глубина скважины — 2030 м, проектный горизонт — доюрский комплекс. Цель бурения — подтверждение развития залежи пласта П в блоке 2, получение дополнительной информации по подсчётным параметрам, уточнение уровня ВНК, перевод запасов категории С₂ в С₁.

Скважину 2Р рекомендуется заложить на восточном склоне Верхненяртурского поднятия в центральной части Блока 3, в 4,5 км к северо-западу от скважины 12006Р и в 3,8 км к юго-востоку от скважины 31Р.

Проектная глубина скважины — 2060 м, проектный горизонт — кровельная часть доюрского комплекса. Цель бурения — подтверждение промышленной нефтеносности пласта П в блоке 3, уточнение положения ВНК, получение дополнительной информации по подсчётным параметрам, перевод запасов категории С₂ в С₁.

Для решения поставленных задач в разведочных скважинах 1Р и 2Р предусматривается выполнение следующего комплекса геолого-геофизических исследований:

- отбор керна и шлама из интервалов залегания продуктивного пласта П, а также в кровельной части доюрского комплекса (кора выветривания); отбор шлама проводится каждые 5 метров по всему стволу, а в интервале продуктивного пласта — каждые 2 метра;
- промыслово-геофизические исследования (ГИС) в масштабах 1:500 по всему стволу и 1:200 в интервалах продуктивного пласта, включая стандартный каротаж (ПС, КС, БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МКЗ) и микробоковой каротаж (МБК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НКТ), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), ВИКИЗ, а также вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) в скважине 2Р;
- опробование продуктивных интервалов в открытом стволе испытателем пластов на трубах (ИПТ) сверху вниз с отбором глубинных проб;
- испытание в эксплуатационной колонне после спуска и цементирования колонны с целью получения промышленных притоков, определения дебитов, пластового давления, газового фактора;
- гидродинамические исследования, включая замеры начального пластового давления, регистрацию кривых восстановления давления (КВД), определение дебитов на установившихся режимах;
- лабораторные исследования керна и пластовых флюидов, включающие петрографические исследования, гранулометрический анализ, определение

коэффициента открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, а также физико-химических свойств пластовой нефти.

Подсчёт ожидаемого прироста геологических и извлекаемых запасов нефти выполнен объёмным методом. Принятые подсчётные параметры: коэффициент открытой пористости $K_p = 0,15$, коэффициент нефтенасыщенности $K_n = 0,58$, плотность нефти $\rho_n = 0,827 \text{ т/м}^3$, пересчётный коэффициент $\theta = 0,715$, коэффициент извлечения нефти $\eta = 0,361$. Площади нефтеносности и эффективные нефтенасыщенные толщины определены по структурной карте по кровле коллектора пласта П.

Бурение рекомендуемых скважин позволит прирастить запасы категории C_1 :

- по скважине 1Р: геологические запасы — 1205 тыс. т, извлекаемые — 435 тыс. т;
- по скважине 2Р: геологические запасы — 654 тыс. т, извлекаемые — 236 тыс. т.

Суммарный ожидаемый прирост геологических/извлекаемых запасов нефти составит **1859/671 тыс. т.**

Реализация рекомендуемого комплекса работ в случае получения промышленных притоков нефти позволит перевести запасы нефти категории C_2 в промышленную категорию C_1 в блоках 2 и 3 Восточно-Каюмовского месторождения, уточнить геологическую модель залежи пласта П и получить необходимые данные для более обоснованного определения направления дальнейших работ на месторождении.

Заключение

Нефтяное Восточно-Каюмовское месторождение, приуроченное к Тетеревскому малому валу Шаимского мегавала, было открыто в 2013 году.

Промышленная нефтеносность установлена в верхнеюрском пласте П. Залежь имеет сложное блоковое строение и до конца не разведана. Наименее изученными являются северные блоки 2 и 3, запасы которых числятся по категории C_2 . Для доразведки и перевода этих запасов в промышленную категорию C_1 рекомендуется бурение двух разведочных скважин: № 1Р (проектная глубина 2030 м) и № 2Р (проектная глубина 2060 м). Бурение рекомендуемых скважин с выполнением запланированного комплекса исследований позволит уточнить геологическую модель, прирастить запасы промышленных категорий и ввести новый участок месторождения в разработку.

Список использованных источников

1. Шеин, В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – М.: ВНИГНИ, 2012. – 844 с.
2. Отчет «Оперативный подсчет запасов углеводородов Восточно-Каюмовского месторождения по пласту П» / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн. Мегидиник З.М. – Урай, 2015. – 180 с.
3. Отчет «Оперативный подсчет запасов углеводородов Восточно-Каюмовского месторождения по пласту П» / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн. Мегидиник З.М. – Урай, 2017. – 190 с.
4. Амон, Э.О. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н.; под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГА, 2010. – 257 с.
5. Тектоническая карта Центральных районов Западной Сибири / ГУП ХМАО НАЦ РН; ред. В.И. Шпильман, Н.И. Змановский, Л.Л.

Подсосова. 1998 г. // Пути реализации нефтегазового потенциала
ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: Путиведь, 1999. – С. 96-115.