

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-Гердъельского
месторождения (Республика Коми)»
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 551 группы очной формы обучения
геологического факультета
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,
специализация «Геология нефти и газа»
Шилова Максима Владимировича

Научный руководитель

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

Зав. кафедрой

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

Саратов 2026

Введение

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является одним из старейших и стратегически важных нефтедобывающих регионов России. Однако многие крупные месторождения здесь находятся на поздних стадиях разработки, что обуславливает необходимость восполнения минерально-сырьевой базы за счёт поиска, разведки и доразведки новых, в том числе мелких и очень мелких объектов. В этой связи особую актуальность приобретает доразведка уже открытых, но недостаточно изученных месторождений, к числу которых относится Восточно-Гердбельское. Оно расположено в пределах Ягванского лицензионного участка Республики Коми. Месторождение было открыто в 2019 году. Залежи установлены в джьерских (D_{3dzr}) и тиманских (D_{3tm}) отложениях верхнего девона. Залежь подтверждена только одной скважиной №1-ВГ [1].

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Восточно-Гердбельского месторождения. Для достижения цели были решены следующие задачи: собран геолого-геофизический материал по строению месторождения; проведён анализ строения пластов, нефтегазоносности, свойств флюидов и выполнен подсчёт запасов; оценена степень изученности месторождения; подготовлены рекомендации на продолжение разведки.

Дипломная работа содержит следующие главы:

Введение

- 1 Геолого-геофизическая изученность
- 2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза
- 3 Тектоника
- 4 Нефтегазоносность
- 5 Геологическое обоснование доразведки Восточно-Гердбельского месторождения

Заключение

Данная работа содержит 45 страниц, включая 1 рисунок, 3 таблицы и 8 графических приложений. Список использованных источников содержит 15 пунктов.

Основное содержание работы

Геологическое изучение территории южной части Ижма-Печорской впадины, в пределах которой располагается Восточно-Гердъельское месторождение, началось в пятидесятых годах прошлого века. Первыми геофизическими исследованиями стали рекогносцировочные гравиметрические работы 1952–1954 годов, выявившие региональный максимум субмеридионального простираия. Позже гравиметрической съёмкой масштаба 1:100000 была подтверждена связь аномалий силы тяжести с локальными поднятиями — Тэбукским, Расьюским, Западно-Тэбукским и другими. Буровые работы в пределах Тэбукской ступени начались в 1950-х годах. В 1956–1960 годах структурно-поисковым бурением выявлено крупное Велью-Тэбукское поднятие. В 1986–1992 годах глубоким бурением на Расьюской и Усть-Расьюской площадях открыты одноимённые месторождения в терригенных поддоманиковых отложениях. Основной объём эксплуатационного бурения в 1998–2001 годах был сосредоточен на Турчаниновском месторождении [1].

Восточно-Гердъельская структура выявлена работами сейсморазведки в 1994 году и закартирована по отражающим горизонтам nIIIom, nIIItm и nIIIId в результате сейсморазведочных работ МОГТ-2D 2005–2007 годов. Качество подготовки структуры оценено по трём отражающим горизонтам. По горизонту nIIIId изогипса замыкания составляет минус 1750 м, площадь 4,4 км², амплитуда 51,9 м, плотность профилей 0,50 км/км², вероятность существования структуры 0,53, погрешность определения глубины 7,4 м по кровле и 9,8 м по подошве. По горизонту nIIItm изогипса замыкания минус 1820 м, площадь 6,1 км², амплитуда 50,0 м, плотность профилей 2,36 км/км², вероятность существования 0,95, погрешность определения глубины 0,6 м по кровле и 7,3 м по подошве. По горизонту nIIIom изогипса замыкания минус

2000 м, площадь 6,6 км², амплитуда 45,0 м, плотность профилей 2,43 км/км², вероятность существования 0,92, погрешность определения глубины 0,8 м по кровле и 7,3 м по подошве. Высокая вероятность существования структуры по горизонтам nШtm (0,95) и nШom (0,92) обосновывает выделение категорий запасов С₁ и С₂. Поисково-оценочная скважина №1-Восточно-Гердфельская пробурена в 2019 году в присводовой части структуры. При испытании из интервала 1972,0–1985,0 м получен приток нефти из пласта Ia джьерских отложений дебитом 0,38 м³/сут, а из интервала 1944–1985 м получен приток нефти из пласта А тиманских отложений дебитом 3,51 м³/сут. Месторождение открыто в 2019 году и относится к разведываемым, в промышленную разработку не вводилось [1].

Литолого-стратиграфический разрез месторождения изучен по результатам бурения скважины №1. Осадочная толща представлена породами палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста суммарной мощностью более 2230 м, при этом на долю мезозойско-кайнозойских отложений приходится около 169 м. Преобладающими породами являются терригенные образования, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Карбонатные породы имеют подчиненное значение и приурочены преимущественно к верхнедевонско-каменноугольной части разреза. Девонская часть разреза сложена неоднородно: ниже-среднедевонские отложения преимущественно терригенные, верхнедевонские характеризуются терригенно-карбонатным составом. Продуктивные коллекторы приурочены к среднедевонско-нижнефранскому терригенному комплексу и представлены кварцевыми песчаниками пластов Ia и Ib джьерского горизонта, а также пласта А тиманского горизонта. Флюидоупорами служат плотные глинистые прослои аргиллитов, перекрывающие проницаемые пласты. Разрез характеризуется наличием стратиграфических несогласий и перерывов в осадконакоплении [1].

В тектоническом отношении изучаемая территория находится в восточной части Тэбукской ступени — положительной структуры второго порядка, расположенной в южной части Ижма-Печорской впадины, являющейся крупным элементом Печорской синеклизы. В разрезе осадочного чехла выделяются два структурных этажа. Нижний этаж — среднедевонско-среднефранский ($D_2-D_3f_1$) — является наиболее дислоцированным и характеризуется развитием конседиментационных грабенообразных прогибов субмеридионального и северо-западного простирания. Верхний этаж — фаменско-нижнепермский (D_3fm-P_1) — структурно выположен, тектонические нарушения здесь затухают. Важной особенностью является широкое развитие дизъюнктивной тектоники: моноклинальное погружение Тэбукской ступени осложнено системой микрограбенов шириной 0,5–2,0 км и амплитудой сбросов 10–70 м. Восточно-Гердзельская структура образовалась в зоне пересечения субширотного структурного носа с субмеридиональным Сосновским грабеном и представляет собой асимметричную антиклинальную складку, западное крыло и присводовая часть которой оборваны сбросовым нарушением амплитудой около 30–40 м. По ОГ nШом размеры структуры в контуре изогипсы минус 2000 м составляют 6,7×2,5 км, амплитуда 45 м. По тиманским и доманиковым отложениям размеры уменьшаются до 3,5×1,6 км и 3,1×1,3 км при амплитудах 60 и 30 м соответственно. По нижнепермским отложениям структурный план упрощается и выполаживается. Благоприятное сочетание структурного и тектонического факторов обеспечило наличие комбинированной структурно-тектонической ловушки в песчаных пластах-коллекторах позднедевонского возраста (тиманский горизонт — пласт А и джьерский горизонт — пласты Ia и Ib). По классификации А. И. Леворсена ловушка относится к комбинированному типу (структурная с тектоническим ограничением) [2, 3].

В нефтегазоносном отношении Восточно-Гердзельское месторождение относится к Велью-Тэбукскому нефтегазоносному району Ижма-Печорской

нефтегазоносной области. Промышленная нефтеносность связана со среднедевонско-нижнефранским терригенным комплексом. По результатам испытания и интерпретации ГИС на месторождении устанавливается единая залежь нефти в пластах Ia, Ib и A тиманско-джьерского горизонта ($D_{3tm+dzr}$). Залежь пластового сводового типа, тектонически экранированная, размеры составляют $4,6 \times 2,0$ км, высота 39,6 м. Водонефтяной контакт скважиной не вскрыт, он принят условно на абсолютной отметке минус 1820 м по последней замкнутой изогипсе [1, 2].

Физико-химические свойства пластовых флюидов не изучены, так как пробы нефти при испытаниях не отбирались; подсчётные параметры приняты по аналогии с соседними Боровым и Ленавожским месторождениями. Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти составили по категории C_1 600 и 181 тыс. тонн, по категории C_2 650 и 194 тыс. тонн соответственно. Растворённого газа по категории C_1 50 и 14 млн m^3 , по категории C_2 55 и 18 млн m^3 . Соотношение запасов категорий C_1 и C_2 составляет примерно 50%/50% процентов, что соответствует стадии доразведки [1].

Анализ геолого-геофизической информации и результатов оперативного подсчёта запасов показывает, что Восточно-Гердьельское нефтяное месторождение на текущий момент является недостаточно изученным. Промышленная нефтеносность установлена по результатам бурения единственной поисково-оценочной скважины №1, пробуренной в сводовой части структуры. Недостаточная изученность подтверждается отсутствием достоверных данных о положении водонефтяного контакта, принятого условно на абсолютной отметке минус 1820 м по последней замкнутой изогипсе, и отсутствием прямых определений свойств пластовой нефти. Периферийные участки залежи, особенно вблизи тектонических нарушений и в зоне предполагаемого водонефтяного контакта, остались не охваченными глубоким бурением [1].

С целью доразведки рекомендуется заложить одну независимую разведочную скважину №2 - ВГ в южной части месторождения. Скважину рекомендуется заложить на восточном погружении структуры, в 1,2 км к югу от скважины №1, с проектной глубиной 2050 метров и проектным надгоризонтом - старооскольским. Перед ней ставятся задачи:

- вскрытие продуктивных пластов тиманского и джьерского горизонтов;
- получение промышленных притоков нефти;
- уточнение модели геологического строения месторождения в южной части;
- получение дополнительной информации о коллекторских свойствах, эффективной нефтенасыщенной толщине тиманских и джьерских отложений;
- возможное вскрытие ВНК и уточнение размера залежи;
- уточнение свойств пластовых флюидов (нефти);
- перевод всех запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁ в соответствии с классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов от 2016 г.

Интервалы отбора керна из тиманского и джьерского горизонтов в скважине №2: 1953 - 1965 м (тиманские отложения), 1973 - 1997 м (тиманские+джьерские+яранские отложения), 2045 - 2050 (забой). Рекомендуемые интервалы опробования ИПТ в скважине №2: 1956 - 1966 м (пласт «А»), 1975 - 1994 (пласты Ia и Ib).

Для решения всех обозначенных задач рекомендуется провести полный комплекс геолого-геофизических исследований. Отбор керна планируется сплошным в целевом интервале, шлама — с интервалом 10 м по всему стволу и 1–3 м в продуктивной части. Комплекс ГИС включает стандартный каротаж (ПС, КС), БКЗ, БК, ИК, МК, БМК, АК, ГК, НК, резистивиметрию, термометрию и инклинометрию в масштабах 1:500 (по всему стволу) и 1:200 (в продуктивных интервалах). Для контроля технического состояния

применяются кавернометрия, акустическая цементометрия (АКЦ+ФКЦ), ОЦК, гамма-гамма-цементометрия и локатор муфт. Геолого-технологические исследования проводятся в процессе бурения и включают газовый каротаж с регистрацией газопоказаний, люминесцентно-битуминологический анализ шлама и контроль параметров бурового раствора. Опробование в открытом стволе предусматривается испытателем пластов на трубах (ИПТ) в интервалах, уточняемых по данным керна, шлама и оперативной интерпретации ГИС и ГТИ. Испытание в эксплуатационной колонне рекомендуется проводить снизу вверх с вызовом притока методом свабирования. Критически важным является раздельное опробование верхней нефтенасыщенной и нижней предположительно водонасыщенной частей разреза для обоснования положения ВНК. При получении притоков производятся гидродинамические исследования: замеры дебитов, пластового и забойного давлений, температуры, газового фактора, снятие КВД, отбор поверхностных и глубинных проб пластовых флюидов. Лабораторные исследования керна включают палеонтологический, палинологический, петрографический, химический и рентгеноструктурный анализы, определение коллекторских свойств, карбонатности и глинистости. Приоритетной задачей является отбор представительных глубинных проб пластовой нефти, что позволит отказаться от использования параметров-аналогов и существенно повысить достоверность подсчёта запасов и проектирования разработки [4,5].

Положительные результаты бурения скважины № 2 – ВГ позволят перевести все запасы категории C_2 в категорию C_1 и подготовить Восточно-Гердъельское месторождение к разработке. Следовательно, в конструкции скважины необходимо предусмотреть возможность перевода её в эксплуатационную с целью последующей промышленной добычи нефти.

Заключение

По результатам обобщения геолого-геофизических данных и анализа бурения скважины №1 установлено, что Восточно-Гердбельское месторождение на текущий момент обладает низкой степенью разведанности. Запасы углеводородов, приуроченные к продуктивному тиманско-джерскому горизонту, числятся в категориях C_1 и C_2 при соотношении примерно 50 на 50 процентов, что подтверждает необходимость проведения дополнительных геологоразведочных работ. Нефтеносность доказана в интервале нижнефранского подъяруса, где тектонически экранированная залежь контролируется сбросовым нарушением. Отсутствие прямых данных о положении водонефтяного контакта, принятого условно на отметке минус 1820 м, и свойств пластового флюида снижает достоверность текущих подсчётов.

С целью доразведки залежей нефти Восточно-Гердбельского месторождения рекомендуется заложение одной независимой разведочной скважины №2-Восточно-Гердбельская с проектной глубиной 2050 метров. Скважина нацелена на оконтуривание залежи с востока, вскрытие и уточнение положения водонефтяного контакта, а также перевод запасов категории C_2 в промышленную категорию C_1 .

В разведочной скважине предложен комплекс геолого-геофизических и других исследований, сопровождающий процесс бурения. Выполнение комплекса геолого-геофизических и лабораторных исследований в процессе бурения позволит уточнить строение залежи, а в случае получения при испытании продуктивных пластов промышленных притоков углеводородов — прирастить запасы категории C_1 .

В конструкции скважины необходимо предусмотреть возможность перевода её в эксплуатационный фонд с целью последующей промышленной добычи нефти.

Список использованных источников

1. Сальникова, С. А. Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа Восточно-Гердъельского месторождения Республики Коми [Текст]: отчет / С. А. Сальникова. — М.: ООО «НОВА технолоджиз», 2019. — 159 с.
2. Колотухин, А.Т. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран: Учебное пособие / А.Т. Колотухин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова. - 2-изд., перер, и доп. - Саратов: ООО Издательский Центр «Наука», 2022. - 320 с.
3. Прищепа, О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / О. М. Прищепа, В. И. Богацкий, В. Н. Макаревич и др. / Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журн. – 2011. – Т. 6, № 4.
4. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
5. Рязанцев, Н. Ф. Испытание скважин в процессе бурения [Текст] / Н. Ф. Рязанцев, М. Л. Карнаухов, А. Е. Белов. — М.: Недра, 1982. — 310 с.