

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Результаты геолого-геофизических исследований турнейских и
девонских отложений на примере скважины №63 Воронцовского
месторождения»**

Студента 5 курса 531 группы

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Геолого-геофизический сервис»

геологического ф-та

Богданова Данилы Евгеньевича

Научный руководитель

Старший преподаватель _____

Тимофеев В.В.

Зав.кафедрой

К.-г.-м.н.доцент _____

Волкова Е.Н.

Саратов 2026

Введение Преддипломная практика проходила с 21.04.26 по 05.05.2026 на кафедре геофизики. Воронцовское нефтяное месторождение находится к центральной части Большекинельского вала, расположенного между южным крылом Южно-Татарского свода и Бузулукской впадиной.

В административном отношении месторождение расположено на территории Бугурусланского района Оренбургской области. Районный центр – г. Бузулук – расположен в 30 км к северу от месторождения.

Воронцовское месторождение открыто в 1977 г. и находится в разработке. Месторождение является двух купольным и объединяет центральный и северный купола.

Воронцовское месторождение является многопластовым. Промышленно нефтеносные залежи нефти на месторождении открыты в пласте Б2 бобриковского горизонта и пласте Т1 турнейского яруса. Пласт Т1 нижнего карбона является главным объектом разработки.

В 2016 г. детальные сейсморазведочные работы МОГТ 3D выявили и подготовили к глубокому бурению восточный купол по отражающему горизонту «У», связанному с кровлей бобриковских отложений.

Целью проектных работ является опоискование восточного купола и подтверждение нефтеносности турнейских и бобриковских отложений.

Для опоискования северного купола проектом предусмотрено бурение разведочной скважины № 63 в своде поднятия. Проектная глубина скважины № 63 - 1580 м, проектный горизонт – Турнейский ярус. Однако при достижении отметки 1580м, признаков наличия углеводородов не обнаружено, было принято решение о продолжении бурения для достижения доманикового горизонта. Отбор керна производился в интервале 1565-1580м и 2220-2240 м.

Содержание работы:

ВВЕДЕНИЕ

Раздел 1 Тектоника

Раздел 2 Комплекс геолого-геофизических исследований

Раздел 3 Отбор керна

Раздел 4 Геологические условия проводки скважины

Раздел 5 Опробование и испытание перспективных горизонтов

Раздел 6 Геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели проектируемых работ.

Раздел 7 Обоснование выбора базовой скважины.

Раздел 8 Нефтегазоносность

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель данной дипломной работы до изучение геологического строения и перспектив нефтеносности каменноугольных и девонских отложений Воронцовского месторождения.

В задачи ВКР входит: Исследование керна материала скважины № 63 в интервалах отбора (1565-1580 м и 2220-2240 м). Выделение нефтеперспективных комплексов и обоснование причин изменения проектной глубины скважины № 63 в связи с отсутствием признаков углеводородов в турнейском ярусе. Оценка перспектив нефтеносности каменноугольных и девонских отложений восточного купола на основе комплексной интерпретации данных сейсморазведки, бурения и ГИС, а также обоснование дальнейших направлений геологоразведочных работ.

Основное содержание работы. Раздел 1 Тектоника

Исходя из данных о поверхности кристаллического фундамента, Воронцовское месторождение относится к южной части Серноводско-Абдулинской впадины, разделяющей Татарский и Жигулевско-Оренбургский своды.

Согласно геофизическим данным, глубина залегания фундамента в пределах впадины достигает 6 километров. Впадина заполнена рифей-вендскими образованиями.

Судя по осадочному чехлу месторождение расположено на крайнем юге южного склона Татарского свода. Этот склон отчетливо прослеживается по всем горизонтам осадочного разреза и фиксируется по закономерному наращиванию мощностей девонских, каменноугольных и пермских отложений в юго-западном направлении. Региональный наклон варьируется от 2-7 м/км до 10-20 м/км. Он осложнен структурами II и III порядков. К ним относятся валы, зоны поднятий и отдельные локальные поднятия. В южной части Татарского свода выделяется Большекинельский вал, представляющий собой линейную волнообразную структуру северо-западного простирания протяженностью свыше 200 километров при ширине от 5 до 9 километров [4].

Отличительной чертой Большекинельского вала является его пространственная связь к четко выраженному флексурному уступу, который прослеживается по всем структурным ярусам палеозойского разреза. В кристаллическом фундаменте этой флексуре соответствует зона глубинного разлома. Вал ассиметричен по всей своей протяженности. Южное крыло является крутым от 4 до 6°, переходящим в флексуру. Северное крыло Большекинельского вала - пологое, углы наклона здесь не превышают 0,5-1,0°. При этом сводовая часть и северное крыло вала осложнены серией локальных положительных структур, сгруппированных в зону нефтегазонакопления.

Раздел 2 Комплекс геолого-геофизических исследований. Комплекс ГИС определен исходя из решаемых разведочными скважинами задач и ожидаемых геолого-технических условий бурения.

Исследования подразделяются на общие и детальные. Общие исследования выполняются по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500 и включают следующие методы: стандартный каротаж, потенциал-зонд (ПС), нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), инклинометрию

(точечные замеры через 25 м), кавернометрию (профилеметрию), резистивиметрию и термометрию.

Раздел 3 Отбор керна. В проектной скважине № 63 для изучения литологии, стратиграфии, фильтрационно-емкостной характеристики горных пород, слагающих разрез, а также определения параметров нефтенасыщенности в продуктивных пластах, предусмотрен отбор керна. В результате отбора керна на скважине №63 «Воронцовского» месторождения в интервале 1545 – 1580 м. присутствие углеводородов не обнаружено, несмотря на данные геологоразведки о их наличии. После достижения глубины в 2220 м. начался повторный отбор керна, в интервале 2220-2240 м. (20м). На образцах керна присутствуют следы углеводородов. Количество образцов грунта определяется мощностью, литологической неоднородностью и характером насыщения пласта. Рекомендуются отбирать от 1 до 3 образцов с каждого метра перспективного интервала. В процессе бурения скважин производить отбор шлама через каждые 5 м проходки, из перспективной части разреза через каждые 1-2 метра.

Общая проходка с отбором керна составит 55 м (2,5 % от общей глубины скважины). По мере получения данных о вскрываемом разрезе площади, геологической службе бурового предприятия необходимо корректировать интервалы отбора керна и его метраж.

Для получения более полной информации о разрезе, буровым предприятием принимается решение об отборе грунтов из интервалов, пропущенных при отборе керна, или при его недостаточном выносе.

Раздел 4 Геологические условия проводки скважины. При бурении на Воронцовском месторождении прогнозируются следующие геологические осложнения.

- Кавернообразование, связанное с вывалом слабосцементированных терригенных пород и размывом глинистых отложений, ожидается в интервалах татарского яруса, калиновской свиты и верейского горизонта.

Кроме того, образование каверн вследствие размыва солей прогнозируется в гидрохимической свите.

- Поглощение промывочной жидкости ожидается при вскрытии проницаемых терригенных пород верхней перми в татарском ярусе.

- Нефтегазопроявления в процессе бурения скважин могут быть из нефтегазонасыщенных пластов бобриковского горизонта и турнейского яруса при несоответствии параметров промывочной жидкости проектным, а также при нарушении технологии бурения.

Раздел 5 Опробование и испытание перспективных горизонтов. В процессе строительства скважины проектом предусмотрено опробование перспективных объектов испытателем пластов на трубах и в эксплуатационной колонне.

В открытом стволе проектируется опробовать 2 объекта (инт. 1560-1585 м. и 2220-2240 м.

Испытание проводить по системе – каротаж - ИПТ - каротаж.

В процессе испытания определить следующие параметры пласта:

- тип флюида, насыщающего пласт;
- начальное пластовое давление;
- проницаемость прискважинной и удаленной части;
- дебит притока;
- потенциальный дебит;
- коэффициент продуктивности;
- радиус загрязнения.

Отбираются пробы на экспресс анализ и определения качественного соотношения жидкостей (нефть, вода, раствор), на определение физико-химических свойств нефти.

Раздел 6 Геолого-экономическая эффективность и основные технико-экономические показатели проектируемых работ. Для оценки геолого-экономической эффективности проектируемых работ на площади необходимо показать ожидаемые результаты геологического доопысывания

объекта, которые могут быть представлены в виде ожидаемого прироста запасов нефти, газа и конденсата различных категорий. Сопоставив ожидаемый прирост запасов углеводородов с затратами на проведение проектируемых работ, рассчитываются следующие показатели экономической эффективности поисковых и оценочных работ. Таким образом, при подтверждении нефтеносности турнейских и девонских отложений на восточном куполе Воронцовского месторождения прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки составит 155,9 т.у.т./м, затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов – 491,6 р./ т.у.т.

С учетом развитой инфраструктуры Воронцовского месторождения, разработка восточного купола является экономически рентабельной.

Раздел 7 Обоснование выбора базовой скважины. В соответствии с проектным геологическим разрезом, наличием зон возможных осложнений, глубины залегания проектного и продуктивных горизонтов выбрана базовая скважина из числа ранее пробуренных на Воронцовском месторождении.

При выборе базовой скважины во внимание принимался ряд параметров, а именно: её назначение (разведочная), проектный горизонт с глубиной его залегания, геологический разрез, принятый способ бурения, категория пород по твердости и абразивности, а также конструкция.

Исходя из совокупности этих критериев, базовой выбрана скважина №56 Воронцовского месторождения.

Раздел 8 Нефтегазоносность. Воронцовское месторождение относится к категории многопластовых. На сегодняшний день промышленная нефтеносность месторождения связана с залежами нефти пласта Б2 бобриковского горизонта и пласта Т1 турнейского яруса, причем последний является основным эксплуатационным объектом.

Породы-коллекторы пластов Б2 и Т1 гидродинамически разобщены. Средняя толщина разделяющей их глинистой перемычки составляет 12 метров. Выдержанность перемычки исключает межпластовые перетоки при разработке. Каждый пласт имеет самостоятельный водонефтяной контакт.

Пласт Б2 залегает в кровле бобриковского горизонта. Промышленная нефтеносность связана с отложениями бобриковского горизонта. Пласт Б2 представлен буроватыми и темно-серыми песчаниками - мелкозернистыми, пиритизированными, неравномерно глинистыми, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами. Песчаные прослои тяготеют преимущественно к кровле бобриковского горизонта, реже встречаются в его средней и подошвенной частях. Во многих скважинах самый верхний прослой песчаника залегает непосредственно под известняками тульского горизонта. Снизу песчаники повсеместно подстилаются аргиллитами и алевролитами.

Характерной чертой пласта Б2 является его резкая литологическая изменчивость по простиранию. На расстоянии до 0,7 км песчаники способны полностью замещаться алевролито-аргиллитовыми разностями. Покрышкой служат окремненные и глинистые известняки тульского горизонта, а подошвой - одновозрастные глины и аргиллиты мощностью 5-6 метров.

На основе результатов опробования и геофизических исследований скважин ВНК залежи надежно устанавливается на абсолютной отметке минус 1489,0 м (кровля эффективной части пласта, скважина № 412).

Форма залежи имеет сложный характер, что связано с существованием обширных зон замещения коллекторов плотными породами на западе, севере и в своде поднятия. Тип залежи - пластовая сводовая, литологически экранированная. Площадные размеры 3,5 × 2,7 км при высоте 21,6 м. Краевая часть залежи представлена узкой (50–100 м) водонефтяной зоной, охватывающей около 11% площади.

Пласт Т1 залегает в верхней части турнейского яруса на глубине 1659 м (в пределах залежи) непосредственно под нижней глинисто-алевролитовой пачкой бобриковского горизонта и распространен повсеместно. Пласт представлен известняками серыми и светло-серыми, органогенно-обломочными, перекристаллизованными, пористыми и кавернозными с тонкими прослоями доломитов и плотных мелкозернистых пелитовых разностей. Доломитизация пород неравномерная, глинистость слабая.

Пласт характеризуется значительной литологической неоднородностью. Его разрез представлен чередованием проницаемых и плотных непроницаемых пропластков невыдержанных по площади и по разрезу. Коллекторами служат пористые разности.

Эффективные толщины по пласту в целом изменяются от 2,4 м (скв. № с448Р) до 19,7 м (скв. № 460), составляя в среднем 11,1 м. Толщина отдельных проницаемых пропластков в пределах нефтенасыщенной части колеблется от 0,2 до 7,2 м, суммарная нефтенасыщенная – от 2,1 до 17,5 м (в среднем 8,3 м). На большей части площади залежи нефтенасыщенные толщины распределены относительно равномерно. В северо-западной части залежи отмечается значительное увеличение толщины нефтенасыщенного коллектора, достигающей своей максимальной величины в районе скважины № 460. В отличие от пласта Б2 в разрезе пласта Т1 отдельные пропластки пород-коллекторов имеют толщину более 4 м и сравнительно хорошо выдержаны по площади.

Количество проницаемых нефтенасыщенных пропластков изменяется от 2 до 9. Коэффициент расчлененности нефтенасыщенной части залежи равен 6,3, а коэффициент «песчанистости» равен 0,51.

По большинству скважин ВНК по ГИС отбивается на отметках от минус 1539 до минус 1540 м. По результатам опробования скважин ВНК залежи находится на отметках -1538,8-1542,0 м. ВНК принят на отметке минус 1540 м.

Залежь пласта Т1 массивная. Размеры залежи составляют - 3,7 x 3,2 км, высота залежи - 29,2 м.

Доманиковая толща (D3 dm) состоит из двух основных типов пород, каждый из которых превалирует в отдельных интервалах разреза. Черные, богатые УВ, известковистые радиоляриевые кремнистые породы с подчиненными кремнистыми известняками слагают большую часть верхнефранского подъяруса. Подобные же кремнистые породы доминируют в

разрезах заволжского (верхнефаменского) и верхней части турнейского интервалов, а также в доманиковом и мендымском горизонтах.

Второй тип пород представлен в основном серыми и темно-серыми тонкодетритовыми известняками, в отдельных прослоях — кремнистыми, со значительно меньшим количеством ОВ. По-видимому, тонкослоистые высококремнистые породы, характеризующиеся высокими показателями, гамма-активности, образовались в основном из планктона, медленно отлагавшегося в бескислородной среде в глубоком бассейне при высоком стоянии уровня моря и отсутствии активных источников сноса. Плитчатые и массивные детритовые известняки накапливались в результате сравнительно быстрого сноса материала с шельфов и рифов, обнаженных при падении уровня моря. Оба типа пород характеризуются низким содержанием глинистого минерала (обычно 5-7 %, но не более 10 %). Кремнисто-карбонатный состав и низкое содержание глин обеспечивают значительную хрупкость доманиковых пород, что позволяет успешно проводить гидроразрыв пласта.

Породы доманиковой толщи содержат высокие концентрации УВ и, по мнению большинства геологов, являются основной нефтематеринской свитой

Заключение. По результатам бурения скважины №63 до проектной глубины 1580 м. с отбором керна в интервале (1545-1580 м.) – 35 м. признаков содержания углеводородов не обнаружено, несмотря на данные сейсморазведки и проведенного комплекса геофизических работ, о наличии в данном интервале перспективных залежей нефти. Бурение было продолжено для достижения доманикового горизонта до глубины 2240 м, в результате отбора керна в интервале (2220-2240 м.) – 20м. и данных геофизики в данном интервале подтверждено наличие УВ. Таким образом, при подтверждении нефтеносности доманиковых отложений на восточном куполе Воронцовского месторождения прирост ожидаемых запасов на 1 м проходки составит 155,9 т.у.т./м, затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов – 491,6 р./ т.у.т.

С учетом развитой инфраструктуры Воронцовского месторождения, разработка восточного купола является экономически рентабельной.