

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Определение характера насыщения и подсчётных параметров
карбонатных отложений рифейского возраста на территории южной
части Сибирской платформы»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Геофизика при поисках
нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Матвеева Кирилла Андреевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Актуальность исследуемой работы заключается в применении методик «Geoservices» и «ОПУС» для определения характера насыщения и подсчётных параметров карбонатных отложений рифейского возраста на территории южной части Сибирской платформы. Ранее подобных данных на данной территории не имеется.

Цель данной работы заключается в оценке характера насыщения перспективных интервалов в процессе бурения, и изучение геолого-геофизических особенностей строения рифейских карбонатных отложений, являющихся многообещающим поисково-разведочным блоком углеводородов в южной части Сибирской платформы с привлечением геолого-технологических исследований.

Задачами работы является изучение геологического строения района работ; выполнение обзора комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективных интервалов, в разрезе исследуемой скважины локализация перспективных интервалов для определения характера их насыщения, проведение ознакомления к конкретным геологическим условиям методик определения характера насыщения коллекторов по данным газового каротажа; охарактеризовать технико-методический комплекс для определения параметров бурового раствора

Объектом исследования данной работы являются карбонатные отложения рифейского возраста на территории южной части Сибирской платформы.

Научная новизна работы заключается в рассмотрении методик «Geoservices» и «ОПУС» на данной территории, относительно изучаемых карбонатных отложений рифейского возраста.

Научная значимость работы заключается в решении проблем, связанных с определением характера насыщения и подсчётных параметров карбонатных отложений на изучаемой территории.

Положения, выносимые на защиту:

1. Графические приложения в виде геолого-технологического наряда на строительство скважины №1В, а также геолого-геохимический разрез.
2. Результаты выделения зон аномалий в разрезе изучаемой скважины.
3. Результаты расчёта флюидных коэффициентов по методике «Geoservices».
4. Результаты расчёта флюидных коэффициентов по методике «ОПУС».
5. Сводные результаты геохимических исследований.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования». В нём содержится пять подразделов со следующими названиями: «общие сведения о территории исследования», «Краткая геолого-геофизическая», «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза», «Тектоника» и «Нефтегазоносность». Вторая глава «Методика работ» состоит из шести подразделов со следующими названиями: «Геолого-технологические задачи решаемые по данным ГТИ», «Функция процесса промывки скважины», «Датчики для проведения ГТИ», «Геолого-геохимический модуль станции», «Методика проведения ГТИ» и «Выделение интервалов аномальных значений УВ». Также имеется заключающая глава под названием «Результаты работ», состоящая из четырёх подразделов со следующими названиями: «Регистрация технологических параметров», «Определение зон аномалий УВ», «Определение характера насыщения по методике «Geoservices»» и «Определение характера насыщения по методике «ОПУС»».

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследований» содержит пять подразделов.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о территории исследования». Юрубчено-Тохомское месторождение находится на юге Восточной Сибири, в автономном округе Эвенкия, которое расположено между реками Подкаменной Тунгуской и Ангарой. Данное нефтегазоконденсатное

месторождение входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ).

Подраздел 1.2 «Краткая геолого-геофизическая изученность». Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский (КЮТ) ареал нефтегазонакопления представляет собой уникальный нефтегазогеологический объект не только для Сибирской платформы, в пределах которой он расположен, но и для всей планеты. Геологическую среду КЮТа образуют архейско-протерозойский кристаллический фундамент и перекрывающий его рифейско-фанерозойский осадочный чехол. В свою очередь, осадочная толща разделена на два резко разнородных по своей деформированности структурных этажа: рифейский и вендско-фанерозойский. Последний плащеобразно перекрывает складчато-блоковые рифейские комплексы и формирует более простые по строению (по сравнению с рифейскими) структуры. Наиболее крупной из них является Камовский свод, занимающий вершинную часть Байкитской антеклизы.

1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». В геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления принимают участие образования гетерогенного фундамента протерозойского возраста и осадочный чехол, сложенный карбонатными и терригенно-карбонатными породами рифея; терригенными, карбонатно-терригенными и карбонатными породами венда; карбонатными и галогенно-карбонатными нижнего-среднего кембрия, а также глинисто карбонатными породами верхнего-среднего кембрия.

Подраздел 1.4 «Тектоника». Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) находится на юге Сибирской платформы в пределах Байкитской антеклизы. Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Байкитской нефтегазоносной области в составе Лено-Тунгусской

нефтегазоносной провинции. Это довольно большая область, расположенная на юге Эвенкийского АО Красноярского края в междуречье р. Подкаменной Тунгуски и Ангары.

Подраздел 1.5 «Нефтегазоносность». Нефтегазоносность Байкитской нефтегазоносной области связана с эродированной поверхностью рифейских карбонатных отложений. Продуктивны карбонаты семи толщ – юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, юктенской, рассолкинской, вингольдинской, ирэмэкэнской. Доказана промышленная нефтегазоносность терригенно-карбонатных отложений венда (оскобинская свита и пр.).

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Байкитской антеклизы, выделяемой в Камовский свод. Вместе с Куюмбинским, Оморинским, Камовским и Шушукским месторождениями Юрубчено-Тохомское месторождение образует область гигантского скопления углеводородов, которая входит в состав Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления общей площадью более 20 000 км². Именно здесь впервые в России и в мире получены промышленные притоки нефти и газа из отложений рифейского возраста.

В геологическом строении этой области выделяются два структурных этажа. Нижний образован глубокометаморфизованными архей-протерозойскими породами фундамента. Верхний этаж сложен карбонатно-терригенными отложениями осадочного чехла Сибирской платформы, несогласно залегающими на выветрелой поверхности кристаллического фундамента. Верхний структурный этаж, в свою очередь, разделен на два комплекса: рифейский, имеющий блоковое строение, и пологозалегающий вендско-фанерозойский.

Раздел 2 «Методика работ» содержит шесть подраздела.

Подраздел 2.1 «Геолого-технологические задачи решаемые по данным ГТИ». По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические и технологические.

Решаемые геологические задачи:

1. Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
2. Оперативное выделение в разрезе пластов-коллекторов;
3. Оперативная оценка характера насыщения выделенных коллекторов.

Для решения геологических задач с целью оптимизации получения геолого-геофизической информации, в соответствии с руководящими документами выполнялись следующие виды исследований: отбор шлама и анализ ЛБА - через 5 метров, а при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 1-2 метра.

Осуществляется регистрация следующих геолого-геохимических параметров:

- Измерение вязкости и водоотдачи бурового раствора;
- привязка образцов бурового раствора и шлама к фактическим глубинам залегания;
- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ (ΣC_1+C_5), абс.%;
- относительное содержание УВ газов (C_1-C_5) по ГВЛ, %;
- измерение окислительно-восстановительного потенциала горных пород;

Решаемые технологические задачи:

1. Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.
2. Распознавание и определение продолжительности технологических операций.
3. Диагностика работы бурового оборудования.
4. Поддержание реологических параметров бурового раствора согласно плану программы промывки скважины, такие как вязкость, фильтрация и плотность [6].

Эффективность решения этих задач зависит от свойств, промывочных жидкостей.

Подраздел 2.2 «Функция процесса промывки скважины». Для обеспечения устойчивости стенок скважины и эффективного выноса

выбуренной породы на дневную поверхность, важнейшее значение имеют буровые растворы и технология промывки скважин. От их способности выполнять свои функции в различных геолого-геофизических условиях зависит эффективность буровых работ

Различают физические и химические свойства бурового раствора, в свою очередь, они тщательно интерпретируются при вскрытии продуктивных зон бурения. Физические свойства делятся на термодинамические, тепло-физические, коллоидно-реологические, фильтрационные и электрические.

Свойства бурового раствора:

Термодинамические и теплофизические: Плотность, удельная теплоёмкость, коэффициент теплопроводность, термический коэффициент объёмного расширения.

Коллоидно-реологические: Условная вязкость, пластическая вязкость, ДНС, эффективная вязкость, СНС, показатель консистенции, показатель неньютоновского поведения, показатель седиментации.

При бурении терригенно-карбонатных отложений рифей-вендского комплекса особое значение приобретает поддержание реологических и фильтрационных характеристик бурового раствора в регламентированных пределах. Зависимость изменения реологических параметров промывочной жидкости от литологических особенностей вскрываемых пород детально отражена в геолого-технологическом наряде на скважину №1В.

Подраздел 2.3 «Датчики для проведения ГТИ». Обеспечение методов ГТИ осуществляется комплексом датчиков, регистрирующих параметры бурения и являющимися первичными источниками данных. Расход промывочной жидкости на входе измеряется датчиком РГР-100, установленным в нагнетательной линии, либо датчиком ультразвуковым "ARTWIK". Электромагнитный преобразователь или основан на доплеровском эффекте. Диапазон измерения от 0 до 100 л\сек. Точность измерений 1%.

Высота положения тальблока измеряется датчиком оборотов лебёдки (ДОЛ), установленным на лебедке. Диапазон измерения от 0 до 40 м. Точность измерений – 1см. Данный датчик является основой для расчета глубины долота.

Число ходов бурового насоса измеряется индуктивным датчиком, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно ходам насоса. Точность измерений – 1 ход насоса.

Обороты ротора измеряется индуктивным датчиком, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно оборотам вала ротора, установленным на приводе стола ротора. Точность измерений – 1 оборот ротора.

Расход промывочной жидкости на входе измеряется датчиком РГР-100, установленным в нагнетательной линии, либо датчиком ультразвуковым "ARTWIK". Электромагнитный преобразователь или основан на доплеровском эффекте. Диапазон измерения от 0 до 100 л\сек. Точность измерений 1%.

Подраздел 2.4 «Геолого-геохимический модуль станции». Включает газовый хроматограф, анализатор суммарного газосодержания, газовоздушную линию и дегазатор бурового раствора, а также рычажные весы, фильтр-пресс и вискозиметр.

Наиболее важной составной частью модуля является газовый хроматограф. Для безошибочного, четкого выделения продуктивных интервалов в процессе их вскрытия нужен очень надежный, точный, высокочувствительный прибор, позволяющий определять концентрацию и состав предельных углеводородных газов в диапазоне от 1-10⁻⁵ до 100 %.

Для выделения забойного газа, растворенного в буровом растворе, используются дегазаторы двух типов поплавковые дегазаторы пассивного действия;

дегазаторы активные с принудительным дроблением потока. Так же, геолого-геохимический модуль станции доукомплектован прочими

приборами и методикой для определения реологических параметров бурового раствора.

Могут обеспечить коэффициент дегазации до 80-90 %, но менее надежны и требуют постоянного контроля.

Подраздел 2.5 «Методика проведения ГТИ». Сбор с датчиков и обработка сигналов поступающих с датчиков осуществляется выносным технологическим модулем коммутации и сбора информации «Пульт бурильщика» располагаемым на буровой в непосредственной близости от бурильщика. Также «Пульт бурильщика» обеспечивает контроль и наглядное отображение основных технологических параметров бурения, вывод аварийной сигнализации и сообщений для бурильщика в процессе бурения.

Производится расчет нагрузки на долото, текущей глубины забоя, глубина положения долота, ДМК, механической скорости бурения, относительной концентрации углеводородных газов, средняя скорость проходки, рейсовая скорость проходки, нормализованная скорость проходки, скорость СПО, суммарный объём во всех емкостях, изменение объёма в рабочих емкостях в процессе циркуляции, объёмы и интенсивность поглощения и проявления, балансы объёмов при вытеснении и доливе скважины. «Привязка» данных хроматографического анализа к истинным глубинам с учетом отставания по раствору и газовоздушной линии.

Производится автоматическое определение технологических этапов на буровой.

Вся информация обрабатывающим комплексом сохраняется во внутреннем формате.

Для преобразования данных бурения с учетом времени отставания используется программа «Локальный просмотр данных», с помощью функции автоматического поиска данных бурения все необходимые параметры (газопозаказания, ДМК, механическая скорость) привязываются к технологическим параметрам и отображается в так называемом поглубинном файле. Данная процедура обеспечивает геолога возможностью внесения

данных геохимических исследований и фракционного анализа шлама и в дальнейшем позволяет с достаточной точностью строить литологический разрез пробуемой скважины.

Подраздел 2.6 «Выделение интервалов аномальных значений УВ».

Расчет флюидных коэффициентов с последующим определением характера насыщения продуктивной толщи проведен в интервалах аномальных значений суммы УВ по трем методикам

1. По параметрам Wh, Bh, Ch (методика «Geoservices»).
2. По коэффициентам ОПУС (Обобщенный показатель УВ по методике Лукьянова Э.Е.).
3. По значениям параметра «Сумма ТУ (% отн.).

При наличии данных по шламу (керну) – микро и макро описание, ЛБА и др., эти данные используются для уточнения интервалов коллекторов и характера насыщения.

Раздел 3 «Результаты работ» содержит четыре подраздела.

Подраздел 3.1 «Регистрация технологических параметров». Бурение скважин сопровождалось геолого-технологическими исследованиями, которые проводились партиями ГТИ ООО «Геоконтроль+».

Для исследований использовалась компьютеризированная станция ГТИ с автоматизированным газокаротажным хроматографом «Хромопласт», осуществляющим отдельный компонентный анализ по углеводородным газам предельного ряда C1-C5. А так же комплектом оборудования для регистрации реологических и фильтрационных параметров бурового раствора. Параллельно информация о строительстве скважины в реальном времени передавалась на пульт бурильщика, установленный непосредственно на буровой. Данные регистрировались с шагом опроса 10 сек. во временном масштабе, 0.2 метра в глубинном масштабе. Реально-временная визуализация параметров проводилась непрерывно на экранах компьютеров с привязкой по глубине и по времени в заданном масштабе. Обработка и визуализация геолого-технологических исследований

производилась в специализированном программном пакете «Локальный просмотр данных».

Подраздел 3.2 «Определение зон аномалий УВ». В процессе выполнения исследования было проведено определение порогового аномального значения УВ, по формуле 1.

$$C_{a.ув.} = C_{ф.ув.} + 3 \cdot \sigma \quad (1)$$

Пороговое аномальное значение по сумме УВ составило 0,1 об. %.

Подраздел 3.3 «Определение характера насыщения по методике «Geoservices»». В интервалах аномалий, выделенных выше, был произведён расчет флюидных коэффициентов по методике «Geoservices», по формуле 2.

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + \dots + C_5)}{(C_1 + C_2 + \dots + C_5)} \times 100; \quad B_h = \frac{(C_1 + C_2)}{(C_1 + C_4 + C_4 + C_5)}; \quad C_h = \frac{(C_4 + C_4 + C_5)}{C_3}. \quad (2)$$

Подраздел 3.4 «Определение характера насыщения по методике «ОПУС»». Далее в интервалах аномалий, выделенных выше, был произведён расчет при помощи методики «ОПУС», по формуле 3.

$$ОПУС = \frac{C_1 \times C_2 \times C_3 \times \dots \times C_{n-1}}{(C_2 + C_3 + \dots + C_n)^{n-1}}, \quad (3)$$

Закключение. В соответствии с поставленной задачей в работе выполнено описание комплексов геолого-технологических исследований, изучено геолого-геофизическое строение разреза скважины по данным ГТИ. Описаны методы и методики выполнения геолого-технологических исследований и приёмы интерпретаций результатов. Дано описание трёх методик определения характера насыщения – Geoservices, ОПУС и суммы тяжёлых компонентов.

В процессе написания работы выполнен анализ глубинных диаграмм геолого-технологических исследований, а также материалов ГИС, который позволил выделить в разрезе скважины 5 перспективных зон при помощи методики порогового аномального значения, залегающих на глубинах (2175-2215), (2450-2685), (2710-2740), (2860-2953) и (3275-3310) метров. В дальнейшем в данных интервалах было произведено определение характера

насыщения при помощи методики Geoservices, ОПУС и суммы тяжёлых компонентов. Была реализована регистрация реологических и фильтрационных параметров бурового раствора на глубине 2200, 2670 и 3300 метров в продуктивных зонах, в соответствии с регламентом плана программы промывки. Проектные характеристики промывочной жидкости по данным ГТН составляли: Плотность $1,17 \pm 0,02$ г/см³, ПВ 10-40 сП, ДНС 10-35, СНС 3-15/5-30, УВ/В 30-40/60-70%. Фактические параметры варьировались в пределах допустимых значений. Плотность 1,15-1,18 г/см³, ПВ 16-23, ДНС 16-23, СНС 5-8/12-18, УВ/В 35-40/65-70. Своевременный мониторинг данных характеристик промывочной жидкости обеспечил произвести безаварийную проходку в штатных условиях.