

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

Кафедра геофизики

«Выделение пластов коллекторов и характер их насыщения»

АВТОРЕФЕРАТ К БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЕ

Студента 5 курса 532 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического ф-та
Бородина Сергея Геннадьевича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Геолого-технологические исследования помогают сделать разработку месторождения более эффективной и обеспечивают безопасность технологического процесса.

Методы геолого-технологических исследований (ГТИ) позволяют быстро обнаруживать пласты-коллекторы, ориентируясь на несколько ключевых признаков:

- изменение литологии;
- изменение физических свойств пород;
- изменение интенсивности свечения пород при ультрафиолетовом освещении;
- увеличение содержания газа;
- изменение состава газа.

Кудряшовское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Ульяновской области, на территории Мелекесского района.

Целью этой бакалаврской работы является определение пластов-коллекторов в отложениях малевского и башкирского ярусов на примере скважины №20 Кудряшовского месторождения. Для этого будут использованы данные механического каротажа, изучения керна и газового каротажа.

Чтобы достичь цели, нужно выполнить следующие задачи:

1. Собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, которые описывают геологическое строение и нефтеносность Кудряшовского месторождения.
2. Изучить основы механического каротажа, газового каротажа, исследования шлама и керна.
3. Рассмотреть литологические, петрофизические и газометрические исследования шлама и керна.
4. Ознакомиться с методами выделения пластов коллекторов по керну, результатам люминесцентно-битуминологического анализа и отдельному анализу газа.
5. Изучить разрез скважины с помощью механического каротажа и

исследования шлама.

6. Определить пласты коллекторы и характер их насыщения на основе данных, полученных из керна, результатов люминесцентно-битуминологического анализа и газового каротажа.

Бакалаврская работа включает в себя три основных раздела:

1. Общие сведения о районе работ.
2. Геолого-геофизическая изученность территории.
3. Исследования шлама и керна, газового и механического каротажа, ЛБА и ТВД, РИГ.

Кроме того, в работе представлены введение, заключение и список использованных источников. В пяти графических приложениях приведены результаты исследований.

В работе были описаны методы определения характера насыщения по данным газового каротажа и ЛБА, а также на основании анализа керна.

Основное содержание работы. Кудряшовское нефтяное месторождение было открыто в 1987 году на территории Ульяновской области. Здесь обнаружены залежи нефти в отложениях черепетского, бобриковского горизонтов, башкирского яруса и верейского горизонта. На месторождении пробурено три скважины.

В составе осадочного чехла присутствуют отложения девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем. Они расположены поверх пород кристаллического фундамента.

Ульяновская область расположена на юго-востоке Токмовского, юго-западе Татарского и севере Жигулёвско-Пугачёвского сводов. Кроме того, она занимает большую часть Ульяновской межсводовой мобильной зоны, которая находится между этими сводами.

К Ульяновской межсводовой мобильной зоне приурочены тектонические элементы различного знака, формирование которых связано с разновозрастными и разнонаправленными дислокациями фундамента.

В пределах этой крупной зоны отрицательного рельефа выделяют Мелекесскую впадину. Она ограничена двумя региональными разломами: Прикамским на северо-западе и Жигулёвским на юге.

Южнее Прикамского разлома, параллельно ему, по кровле фундамента проходит Ульяновско-Мокшинский разлом, который также имеет северо-западное направление.

Юго-восточнее Ульяновско-Мокшинского разлома наиболее погружённую часть Мелекесской впадины выделяют как Ставропольскую депрессию.

Мелекесская впадина, если смотреть на неё сверху, имеет округлую форму, слегка вытянутую в северо-восточном направлении, что касается её кристаллического фундамента.

В пределах Мелекесской впадины развит Усть-Черемшанский прогиб Камско-Кинельской системы прогибов, простирающийся с севера на юго-восток (франско – турнейский комплекс).

Возникшая и развившаяся в семилукско-турнейский период Камско-Кинельской системы прогибов смена режимов поднятий и опусканий блоков привели к образованию линейных грабенов-провалов, заполнившихся в дальнейшем терригенными отложениями нижнего карбона.

Согласно структурной схеме по кровле фундамента, Кудряшовское месторождение расположено в пределах Серноводско-Абдулинского прогиба и относится к внешней бортовой зоне, которая контролировала формирование прогиба. Фации верхнего девона-нижнего карбона имеют преимущественно рифогенный характер (известняки рифогенные и органогенно-обломочные).

По кровле башкирского яруса (ОГ С_{2b}) структура представляет собой антиклинальную складку, в контуре изогипсы -1040 м, с двумя осями простирания в юго-западном и восточном направлениях, размеры структуры 2,4x1,1 км, амплитуда больше 20 м.

По кровле верейского горизонта (ОГ ОГ С_{2vг}) поднятие также имеет две оси простирания в юго-западном и восточном направлениях, размеры структуры 2,6x1,2 км, амплитуда 25 м.

Кудряшовское месторождение относится к Восточно-Зимницкой зоне нефтегазонакопления Мелекесского нефтегазоносного района Мелекесско-Абдуллинской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На Кудряшовском месторождении нефть залегает в средне- и нижнекаменноугольных отложениях. В частности, нефть обнаружена в пластах А₃ (верейского горизонта) и А₄ (башкирского яруса).

Нефтяные залежи во всех пластах имеют форму пластово-сводовых.

Методика исследования.

Главной задачей партии ГТИ являются геолого-геохимические исследования:

- Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза на основании интерпретации шлагограммы, кернового материала и детально-механического каротажа (ДМК);

- Выделение коллекторов и оценка характера насыщения перспективных интервалов разреза.

Для решения этих задач проводятся следующие исследования:

- Отбор, подготовка шлама и керна к исследованиям;
- Литологическое описание пород, отобранных в виде шлама, и послойное литологическое описание керна;
- Выявление реперных горизонтов;
- Детально-механический каротаж (первоочередное расчленение разреза);
- Оперативное выделение пластов-коллекторов;
- Определение пористости пород;
- Газовый каротаж;
- Люминесцентно-битуминологический анализ шлама и керна;
- Оценка характера насыщения перспективных интервалов разреза;
- Фильтрационный каротаж (расходометрия).

Отбор шлама производится для оперативного получения информации о свойствах пород, которые бурят, а также для изучения геологического строения пластов, которые вскрывает скважина.

Пробы шлама необходимо отбирать из интервалов, бурения от 5 м (при исследовании скважин по всему разрезу) до 1-2 м (в перспективных участках разреза и при подходе к маркирующим горизонтам). Время отбора должно обеспечивать вынос шлама из интервала проходки не менее 0,5 м.

При отборе шлама изучается:

1) Фракционный анализ. Перед анализом выделяют основную породу с помощью шлагограммы, которая базируется на использовании зависимостей между типом разреза. После отделения из шлама обвальской породы тщательно отмывают частицы породы от ПЖ и выделяют основную породу и литологические разности (если они присутствуют).

Затем проводят фракционный анализ шлама основной породы, используя сита с диаметром отверстий 2,3,5,7, мм.

После выделения основной породы и проведения фракционного анализа составляется предварительное литологическое описание. Шлам исследуется с применением бинокулярного стереоскопического микроскопа типа МБС.

2) макро- и микроскопические исследования образцов горных пород осуществляются для визуальной оценки литологического состава разбуриваемых пород. Исследования шлама проводятся с помощью бинокулярного, стереоскопического микроскопа МБС-10, керна – с помощью лупы с 6-12-кратным увеличением, входящего в состав геологического модуля станции ГТИ.

При визуальных исследованиях керна и шлама определяются следующие признаки, характеризующие образец горной породы:

- название и цвет породы;
- структура и текстура породы, степень и крупность уплотненности породы;
- состав и тип цемента;

- тип коллектора и характеристики пористости.

3) Определение карбонатности образцов осуществляется для литологического описания карбонатных пород осадочного комплекса.

Уровень общей и дифференциальной карбонатности определяется на основе реакции взаимодействия кальцита и доломита с водным раствором соляной кислоты определённой концентрации.

Карбонатность породы можно определить с помощью реакции с соляной кислотой. При взаимодействии с ней известняки бурно выделяют углекислый газ в виде пузырьков. Доломиты, которые часто похожи на известняк внешне, не вскипают в куске, но вскипают в порошке.

Из каждой литологической разновидности пород отбирают образцы керна для более подробного исследования на станции и, при необходимости, для дальнейшего детального анализа в лабораторных условиях.

4) Люминесцентно-битуминологический анализ основывается на способности битумоидов излучать «холодное» свечение при воздействии ультрафиолетовых лучей. Интенсивность и цвет этого свечения позволяют определить наличие и качественный состав битумоида в исследуемых породах.

Обнаружение, начальная диагностика и определение характера распределения битумных веществ в горной породе включают в себя следующие этапы [13]:

- визуальный осмотр шлама (керн) с целью выявления присутствия битумных веществ;

- капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количества битумных веществ в образце.

Наличие битумоидов можно определить по свечению углеводородов, которые находятся в порах и трещинах горных пород. Это свечение возникает при облучении ультрафиолетовыми лучами.

При визуальном просмотре отмечают цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных. При визуальном осмотре можно увидеть цвет,

размер и яркость свечения битуминозных веществ, а также то, как они расположены относительно друг друга.

Цвета, которые можно наблюдать при визуальном осмотре, обычно не такие разнообразные, как при проведении капельно-люминесцентного анализа — они могут быть голубыми, синими, беловато-голубыми или беловато-жёлтыми веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Первоочередное расчленение разреза, выделения коллекторов и зон АВПД производится по данным механического каротажа. Этот метод заключается в изменении скорости бурения ($V_{\text{мех.}}$) и продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК) и зависят от литологического состава и коллекторских свойств пород.

Кривые изменения механической скорости бурения (ДМК) строятся на основе сводной диаграммы геологических исследований. Данные об изменении и средних значениях механической скорости записываются в ежедневную сводку.

Газовый каротаж — это метод исследования, который позволяет определить количество и состав газа, попавшего в буровой раствор. Газ проникает в раствор из пластов, которые разбуриваются или вскрываются скважиной.

Этот метод применяется для выявления пластов, содержащих нефть и газ, а также для обнаружения зон аномально высокого пластового давления (АВПД). Кроме того, газовый каротаж помогает предотвратить возможные выбросы нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$

горючих газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе)- компонентный состав углеводородных газов и водорода, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж — это процесс, который проводится после завершения бурения скважины. Во время каротажа непрерывно измеряется уровень углеводородных газов (УВГ) в скважине, а также периодически анализируется состав газа, который попал в буровой раствор. Этот газ проникает в раствор в результате диффузии и фильтрации УВГ из водо-, нефте- и газоносных пластов, когда скважина простаивает или промывается.

Одна из методик интерпретации газового каротажа — это методика палеток отдельно анализа газа.

На основе данных компонентного газового анализа строятся палетки РАГ. Чтобы рассчитать состав газа, используют данные частичной и глубокой дегазации.

Затем точки, которые были нанесены на бланк, соединяют линией. Форма этой линии показывает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов.

После этого бланк накладывают на палетку РАГ, чтобы сравнить фактические кривые с эталонными.

Результаты исследований. Скважина №20 Кудряшовская заложена с целью разработки пластов верейского горизонта и башкирского яруса.

В процессе бурения скважины с глубины 440 м станцией ГТИ регистрировались газовые показания, механическая скорость бурения, отбирался шлам и керн.

В ходе работы проводились исследования: литологическое макроописание шлама, кернового материала, оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, фиксирование суммарного газосодержания в газовой смеси, термовакуумная дегазация (ТВД) проб шлама, образцов керна, люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и образцов керна.

По комплексу проведенных исследований в скважине №20 Кудряшовской вскрыты пласты: верейского и башкирского возрастов, которые оказались продуктивными.

Данные по результатам непрерывной частичной дегазации БР в интервале 440-1070 м были получены данные ГВЛ и сделаны ТВД раствора и шлама, а также определялась литология по шламу, керну, карбонатометрия и ЛБА.

Для визуального исследования из пробы шлама отбирали сухие частицы основной породы без загрязнений буровым раствором. Затем их рассматривали под люминесцентным осветителем.

Битумоиды обнаруживались по свечению углеводородов, которые находятся в порах и трещинах горных пород. Это свечение было вызвано облучением ультрафиолетовыми лучами.

В ходе анализа шлама и керна было установлено, что продуктивный разрез содержит трещиноватые породы пласта-коллектора малевского горизонта и башкирского яруса. Эти породы представлены слабглинистыми известняками, органогенно-обломочными, серого и коричневато-серого цвета, мелко- и среднекристаллическими, с включениями органических остатков.

Повышенное содержание лёгких газов (метана) и тяжёлых углеводородов (пентана и гексана) в шламе и керне свидетельствует о наличии признаков нефти.

По данным интерпретации ДМК и отбора керна данных газового каротажа наблюдаются повышенные значения газопоказаний с уменьшением значений ДМК в трещиноватых известняках, что говорит о хороших коллекторских свойствах пород.

Анализируя результаты интерпретации механического каротажа данным ДМК, керна и газового каротажа, показали схожий характер насыщения – нефть.

Анализ результатов газового каротажа позволяет сделать вывод о том, что в данной работе использовались методы РАГ и ЛБА. Оба метода указывают на наличие нефти в пласте.

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в данной работе описаны основы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны методы и методики выполнения геологических исследований, литолого-стратиграфическое расчленение разреза по механическому каротажу и отбору шлама, выделение пластов-коллекторов и определение их характер насыщения по керну и газовому каротажу.

В разрезе скважины №20 Кудряшовской выделены карбонатные пласты-коллекторы в интервалах 910-928 м малевский горизонт и 931-970 м башкирский ярус. Пласты-коллекторы насыщены нефтью

По результатам сравнения полученных результатов по керну и газовому каротажу с данными ГИС подтверждено, что пласты коллекторы башкирского и петинского горизонтов имеют хорошие коллекторские свойства.