

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях  
девона в процессе бурения скважин (на примере Сергиевского  
месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ К БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЕ

Студента 5 курса 532 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического ф-та  
Абдулина Идриса Фаритовича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

**ВВЕДЕНИЕ.** Геофизические исследования скважин имеют большое значение для изучения геологического строения и свойств подземных формаций. Они предоставляют информацию о составе, физических свойствах и потенциальных ресурсах, что помогает геологам и инженерам принимать решения при бурении скважин, разработке месторождений и извлечении полезных ископаемых.

Геолого-технологические исследования – это важная часть геофизических исследований, которые проводятся при бурении нефтяных и газовых скважин. Они позволяют контролировать состояние скважины на всех этапах её строительства и ввода в эксплуатацию.

Главная цель таких исследований – изучение геологического разреза и достижение высоких технико-экономических показателей.

В основу бакалаврской работы войдут материалы собранные мной во время прохождения практики летом 2023 года на Сергиевском месторождении в составе отряда ГТИ предприятия «ГеоПрайм».

Объектом исследования бакалаврской работы является Сергиевское месторождение. Данное месторождение представляет значительный интерес в получении геолого-геофизической информации, не смотря, на то, что оно разбурируется с 90-х годов XX века. Это связано с тем, что до сих пор имеется много сложностей, обусловленных как геологическим строением месторождения, так и коллекторскими свойствами слагающих его пород.

На Сергиевском месторождении бурение скважин сопровождается станцией ГТИ. В процессе бурения скважин проводятся геохимические и геофизические исследования. Таким примером является скважина №2710, где бурение сопровождалось станцией ГТИ с глубины 2572 м до вскрытия проектного мосоловского горизонта 3850 м.

Целью бакалаврской работы является изучение продуктивных коллекторов в карбонатных отложениях девона по данным ГТИ.

Задачи данной работы состоят в следующем:

- дать геолого-геофизическую характеристику Сергиевского месторождения;

- описать методику проведения ГТИ, включающую описание и привязку шлама по глубине, проведение люминесцентно- битуминологического анализа шлама;

- изучить методику проведения и интерпретации данных газового каротажа;

- охарактеризовать комплекс ГИС, проводимый в скважинах Сергиевского месторождения;

- выполнить литолого-стратиграфическое расчленение разреза в исследуемом участке разреза скважины № 2710 по данным ГТИ;

- выделить пласт  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта скважины № 2710 по данным газового каротажа;

- определить характер насыщения пласта мосоловского горизонта по данным газового каротажа;

- выделить продуктивные пласты  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта по качественным признакам по диаграммам комплекса ГИС.

Выпускная квалификационная работа включает в себя следующие разделы: введение, три главы, заключение, список использованных источников и приложения.

Бакалаврская работа включает в себя три основных раздела:

1. Общие сведения и уровень изученности Сергиевского месторождения.
2. Методика исследования.
3. Результаты исследования.

Кроме того, работа содержит введение, заключение, список использованных источников и четыре приложения. Для исследования в работе были описаны интерпретация газового каротажа для выделения нефтенасыщения методами отбора шлама ЛБА, ТВД, ГИС.

## **Основное содержание работы.**

**Раздел 1. Работы «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования».** В основе фундамента Сергиевского месторождения лежат архейские породы. Осадочный слой состоит из отложений девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, неогеновой и четвертичной систем.

В разрезе наблюдаются перерывы в осадконакоплении, размывы и участки, где осадки не накапливались. Также отсутствуют нижнедевонские, мезозойские и палеогеновые отложения.

В ходе геологического развития исследуемой местности периодически возникали условия, благоприятные для формирования природных резервуаров. Это происходило за счёт чередования слоёв пород, образующих коллекторы и флюидоупорные слои.

В тектоническом отношении район работ расположен на юго-восточной окраине Волго-Уральской антеклизы по фундаменту приурочена к Перелюбско-Зайкинской структурному блоку ступени. Эта структура приурочена к восточной части Камелик-Росташинской зоны поднятий в среднедевонско-франское время.

В целом район характеризуется тем, что фундамент и осадочный чехол погружаются в южном направлении.

Согласно данным геофизических исследований и бурения, территория имеет блоковое строение. Два тектонических нарушения (сбросы), ориентированные с северо-юга на юго-север, по данным сейсморазведки, делят поверхность кристаллического фундамента исследуемой территории на три разные по высоте ступени: северную, центральную и южную.

Сергиевская структура расположена на северной ступени и обнаружена только в девонских отложениях. Ступень имеет уклон в южном направлении, предположительно, с амплитудой около 40 метров.

Сергиевское поднятие, расположенное на поверхности кристаллического фундамента и маркирующих поверхностях среднего девона, имеет сложную

блочную структуру. С южной стороны оно ограничено субширотным разломом, амплитуда которого составляет более 200 метров.

Ещё один разлом, субмеридиональный, с амплитудой около 20 метров, делит структуру на две части: в восточной части наблюдается поднятие, а в западной — опускание.

Такие особенности строения Сергиевского поднятия сохраняются на всех маркирующих горизонтах среднего девона.

В нефтегазоносном отношении район работ относится к Южно-Бузулукскому нефтегазоносному району, Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

На этом месторождении промышленная нефть залегает в породах среднего девона: ардатовского, воробьёвского и мосоловского горизонтов. В разработке находятся два пласта  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта.

Пласт  $D_5$  — это основной источник нефти на Сергиевском месторождении.

Пласт коллектора состоит из известняков с небольшими прослойками доломитов. Сверху его покрывает слой аргиллитов, принадлежащих черноморскому горизонту.

В пределах месторождения пласт  $D_5$  делится на два прослоя: пласт  $D_5^{1+2}$  и пласт  $D_5^3$ .

Нефтяная залежь пласта  $D_5^{1+2}$  делится на две части: западную и восточную. В пределах западного блока были пробурены скважины №11 и №14.

Залежь представляет собой пластовую сводовую структуру, которая тектонически экранирована с запада, востока и юга.

В восточном блоке месторождения пласт  $D_5^{1+2}$  имеет пластовую сводовую структуру. Он экранирован тектоническими нарушениями с юга и ограничен литологическими факторами с запада (в районе скважин №4, №8 и 2712).

В этом блоке нефтенасыщенные пласты имеют толщину от 1,5 до 32 метров.

Залежи нефти пласта  $D_5^3$  расположены в восточном блоке Сергиевской структуры. Выделены две залежи: Северная и Южная.

Северная залежь вскрыта двумя скважинами (скв. №4 и скв. №8). Залежь северо-восточного простирания, на западе ограничена тектоническим нарушением, разделяющим восточный и западный блоки.

Южная имеет северо-западное простирание, на юге тектонически экранирована. Средняя нефтенасыщенная толщина в нефтяной зоне залежи – 6,7 мм.

**Раздел 2. Методика исследования.** Геолого-геохимические исследования, проводимые для решения геологических задач, включают следующие в себя следующие этапы: описание и привязку шлама к истинной глубине, люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама и керна, проведение газового каротажа.

Отбор шлама в желобной системе у устья скважины производится методом накопления. Расстояние между точками отбора составляет 5–10 метров по всему разрезу. На перспективных участках отбор может производиться с меньшим интервалом — 1–3 метра.

Чтобы определить, на какой глубине был взят образец шлама, необходимо рассчитать время отставания шлама. Это время, за которое выбуренные частицы шлама двигаются от забоя до места отбора шлама. Время отставания измеряется в минутах.

Окончательное определение глубины залегания пласта производится путём сопоставления литологических колонок, составленных на основе проб бурового шлама, и данных промысловой геофизики.

В отобранном шламе проводят исследования карбонатности, пористости и осуществляют люминесцентный и битуминологический анализы.

На основе анализа состава шлама и оценки его карбонатности создаётся литологическая колонка.

Для интервалов коллекторов, которые были определены по данным ГИС, проводят оценку открытой пористости по шламу.

С помощью люминесцентного и битуминологического анализов можно уточнить характер насыщения пластов.

С помощью люминесцентного анализа можно обнаружить битумы в шламе или буровом растворе. Для этого исследуемый образец шлама облучают ультрафиолетовыми лучами. Затем визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, а также форму люминесцентного пятна. Оценка проводится по пятибалльной шкале.

Чтобы повысить чувствительность анализа, на очищенную поверхность шлама наносят каплю хлороформа. После этого наблюдают за свечением в месте нанесения капли.

Цвет люминесценции зависит от состава битумоидов. Если битумоиды лёгкие, то цвет будет желто-голубоватым, который исчезает по мере испарения хлороформа. Если же битумоиды тяжёлые и содержат много смол и асфальтенов, то цвет будет желтым, который при испарении растворителя становится коричневым.

О типе битума можно судить по цвету люминесценции экстракта, а о концентрации битумов в растворителе — по плотности экстракта. Плотность определяется с помощью электрофотокалориметра. Хлороформом экстрагируются все компоненты битумов (асфальтены, смолы, масла), а петролейным эфиром — смолы и масла. Зная вес образца извлечённого шлама, а также объём использованного растворителя, можно определить концентрацию битума в хлороформенном экстракте и затем рассчитать содержание битума в единице веса шлама.

Газовый каротаж — это метод, который позволяет определить в разрезе скважины продуктивные пласты, содержащие углеводороды.

Для поиска продуктивных пластов используются информативные газы, такие как предельные углеводороды, от метана до пентана (от C1 до C5).

Газы, которые выделяются из промывочной жидкости, могут быть природными (из газовых залежей), попутными (из нефти на нефтяных месторождениях) или представлять собой газоконденсат.

Основной компонент природного газа — метан (C1), самый лёгкий углеводородный газ. В небольших количествах в составе также присутствуют более тяжёлые компоненты: этан (C2), пропан (C3), бутан (C4) и пентан (C5).

После того как промывочная жидкость выходит на поверхность, из неё отбирают газы. Этот процесс называется дегазацией.

Выделившаяся из промывочной жидкости газовоздушная смесь (ГС) попадает в газовоздушную линию (ГВЛ). Пройдя через барбатер, который улавливает влагу, ГС с помощью насоса поступает в хроматограф. Туда же подаётся воздух, который необходим для работы хроматографа. Этот воздух проходит через устройство для осушки.

Также рассчитываются следующие показатели:

- \* суммарное содержание углеводородных газов ( $\Gamma_{\text{сум}}$ );
- \* относительные содержания углеводородных компонентов в пробе газа, которые представляют собой процентное объёмное содержание отдельных компонентов, рассчитываемое по формуле;
- \* флюидные коэффициенты — это отношения между компонентами.

Суммарное газосодержание  $\Gamma_{\text{сум}}$  зависит от наличия газовой аномалии в разрезе скважины. Оно может быть определено как сумма абсолютных компонент, полученных в результате компонентного анализа с помощью хроматографа на станции ГТИ, или с использованием специального датчика, установленного непосредственно на устье скважины.

По кривой  $\Gamma_{\text{сум}}$ , которая непрерывно регистрируется в зависимости от времени и глубины, можно выделить аномальные участки. На этих участках показания газового сенсора превышают фоновые значения в два раза и более. После этого определяется природа газовых аномалий.

На основе результатов компонентного газового анализа образцов пластовых флюидов создаются графики, которые называются РАГ. На вертикальной оси этих графиков отображаются средние значения содержания углеводородов в процентах. Для каждого пласта через полученные точки проводятся ломаные линии, которые характеризуют средний компонентный



состав газа в этом пласте. Затем полученные графики накладываются на палетку РАГ для сравнения фактических кривых с эталонными.

Выявление и оценка продуктивных пластов в разрезе по данным ГИС решается с помощью следующего комплекса геофизических методов: кавернометрия-профилеметрия, каротаж сопротивлений (КС), каротаж потенциала собственной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК).

**Раздел 3. Результаты работ.** Геолого-технологические исследования проводились на скважине №2710. Их целью было оперативное выявление продуктивных нефтяных пластов-коллекторов  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта в разрезе скважины, а также определение характера их насыщения.

По данным ГТИ в скважине №2710 в интервале исследований 3652-3850 м вскрыты пласты  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта D2ms.

Всего в интервале исследований были проведены оперативные макроописание разреза, люминесцентно-битуминологический анализ и отдельный покомпонентный анализ газа.

В скважине №2710 отбор, описание проб шлама и ЛБА проводились через 5 метров; при вскрытии пластов через 1-2 метра. При частичной дегазации бурового раствора на устье (ГВЛ) регистрировались фоновые газопоказания.

При проведении газового каротажа в скважине №2710 начиная с глубины 3712 м, параллельно с ростом концентрации углеводородов, при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в несколько раз превышающее фоновые значения. При подходе к нефтяному пласту в смеси возрастало содержание в растворе метана или тяжелых УВ.

В результате было выявлена аномальная зона в мосоловском горизонте в интервале 3700-3850 м (глубина по стволу) и представлены преимущественно известняками светло-серыми, белыми, скрыто-, мелкокристаллическими, плотными, средней крепости с признаками УВ в шламе.

Средний уровень фоновых газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора составляет 0,0082 % абс. Увеличение количества суммарного газа при непрерывном бурении связано, прежде всего, с наличием пласта-коллектора.

По аномалии газонасыщенности бурового раствора в мосоловском горизонте выделяются четыре пласта в интервалах 3711-3718 м, 3722-3735 м, 3737-3758 м, 3759,5-3800,1 м. Согласно результатам газового каротажа и построения палеток РАГ, в этих интервалах обнаружена аномалия, которая связана с вскрытием карбонатных коллекторов, насыщенных нефтью.

Были получены следующие данные:

- уровень газопоказаний при частичной дегазации бурового раствора составил до 1,4% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама достигала  $100 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ ;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама была 3–4 балла, цвет — беловато-жёлтый, консистенция — маслянистая. Также были обнаружены битумоиды (нефти и битумы с низким содержанием смол и незначительным содержанием или полным отсутствием асфальтенов).

Уровень газовых аномалий значительно превышает фоновые значения, увеличиваясь в 100–1000 раз.

Повышенное содержание метана свидетельствует о наличии газа. Если же в воздухе присутствует не только метан, но и более тяжёлые углеводороды, такие как пентан и гексан, это может указывать на наличие нефти.

В результате анализа данных газового каротажа мы применили методы интерпретации, основанные на использовании палеток РАГ и ЛБА. Эти методы позволили выявить схожие признаки насыщения пластов нефтью.

По результатам комплексной интерпретации ГИС в скважине №2710 мосоловский горизонт в интервале 3713,8-3759,0 м сложен известняками, участками глинистыми. Выделенные коллекторы низкопористые ( $K_p=3,4-7,8$  %), высокоомные УЭС БК=445-1968 Ом, трещиноватые, нефтенасыщенные.

В интервале 3765,6-3814,8 м сложен карбонатными неравномерно пористыми породами.

Интервал 3780,0-3800,5 м прописан повторно, по временным замерам подтверждается трещиноватая зона в интервале 3780,6-3784,3 м (породы, вероятно, продуктивные) и нефтенасыщенный коллектор в интервале 3785,3-3789,9 м.

В интервале 3789,9-3790,9 м по данным временных замеров УЭС БК уменьшилось с 181 до 166 Ом, ИК с 25 до 11 Ом, что вероятно связано с глубокой зоной проникновения фильтрата бурового раствора (в водонасыщенных пластах, отмечается увеличение УЭС), поэтому пласт с преобладанием нефти.

По данным текущего комплекса в интервале 3790,9-3813,2 м по нормализации НГК-БК отмечаются трещиноватые породы с  $K_{п}=3-4,5\%$ , высокоомные, продуктивные.

Обращает на себя интервал 3812,5-3813,2 м, в котором на фоне высоких значений сопротивлений БК и ИК, отмечается падение УЭС большого зонда БКЗ, что не исключает присутствие воды в пласте (возможно с преобладанием нефти). Кнг на низкопористых трещиноватых коллекторах рассчитаны ориентировочно (отсутствуют зависимости).

**Заключение.** В бакалаврской работе описаны методы проведения геолого-технологических исследований. Они включают газовый каротаж, ЛБА, термовакуумную дегазацию шлама и бурового раствора. Эти методы помогают быстро определить породы-коллекторы в разрезе скважины во время бурения. Также представлена методика использования палеток РАГ для определения характеристик продуктивных пластов.

Выполнен анализ материалов исследований скв. №2710, который позволил выделить по данным газового каротажа, ЛБА и ТВД шлама в разрезе исследуемой скважины четыре перспективные зоны 3711-3718 м, 3722-3735 м, 3737-3758 м, 3759,5-3800,1 м. Эти интервалы приурочены к вскрытию карбонатных коллекторов афонинско-бийской толщи в пластах  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$

мосоловского горизонта. В определённых частях разреза было определено насыщение методом построения палеток РАГ. Согласно полученным данным, все карбонатные породы-коллекторы в этих интервалах являются нефтенасыщенными.

В результате анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) были обнаружены пласты-коллекторы и определены их характеристики в определённых интервалах. Это позволило определить коллекторские свойства продуктивного пласта мосоловского горизонта на Сергиевском месторождении.

Описанные методы позволяют эффективно выделять карбонатные продуктивные коллекторы в пластах  $D_5^{1+2}$  и  $D_5^3$  мосоловского горизонта. Это помогает прогнозировать насыщенность в разрезе скважины №2710 Сергиевского месторождения.