

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов-коллекторов в процессе бурения на
примере Микинского месторождении Западной Сибири»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 403 группы очной формы обучения

геологического факультета

направления 05.03.01 «Геология»

профиль «Нефтегазовая геофизика»

Дубровиной Татьяны Алексеевны

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Бакалаврская работа посвящена проблеме использования данных ГТИ при изучении перспективных пластов-коллекторов.

Актуальность данной проблемы имеет большое практическое значение, так как эффективное ее решение позволяет значительно сократить материальные затраты на выявление новых месторождений углеводородного сырья, повысить надежность подготовки структур к глубокому бурению, сосредоточить поисково-разведочные работы на наиболее важных направлениях.

Целью выпускной квалификационной работы стало изучение перспективных пластов-коллекторов по данным ГТИ. Особый интерес в получении геолого-геофизической информации представляет Микинское месторождение, которое не смотря на то, что разбуривается с 70-х годов, до сих пор содержит в себе много сложностей, обусловленных как геологическим строением, так и коллекторскими свойствами пород.

Задачи данной работы состоят в следующем:

- дать геолого-геофизическую характеристику Микинского месторождения;
- изучить литолого-стратиграфическое расчленение разреза по скважине 2162 по данным ГТН, ГТИ и ГИС;
- выделить продуктивные пропластки пласта Б9 по качественным и количественным признакам по материалам ГИС;
- определить коэффициенты пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) выделенных продуктивных пластов;
- определить характер насыщения пласта Б9 по данным ГТИ.

В качестве практического материала в работе используются: общие сведения о месторождении Микинское и результаты ГТИ и ГИС по скважине № 2162, сводная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению Микинское, сводные планшеты ГТИ и ГИС по скважине № 2162, обзорная карта месторождений углеводородного сырья Удмуртской Республики, тектоническая схема Удмуртской Республики.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- 2 Методика выполнения работы;
- 3 Результаты исследований.

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ». В разделе представлена геолого-геофизическая характеристика района работ. Приводятся общие сведения о территории исследования. Микинское нефтяное месторождение расположено на территории Воткинского и Шарканского районов Удмуртской Республики, в 4-15 км севернее г. Воткинск и в Пермском крае.

Осадочный чехол Микинского месторождения вскрыт до глубины 2431 м, представлен породами нижнерифейского и вендского комплекса протерозойской группы, девонской, каменноугольной и пермской систем палеозойской группы и четвертичными образованиями. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт.

Микинская структура осложнена тремя куполами: северным – Чужеговским (2002 г.), западным — Воткинским (1970 г) и восточным — Черепановским (1970 г.)

Согласно схеме строения кристаллического фундамента, Микинское месторождение расположено в пределах Камско-Бельского (Калтасинского авлакогена. Глубина залегания фундамента в этой области достигает 5,5-6 км. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт. По сейсмическим материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо- западного простирания.

Нефтеносными на месторождении являются карбонатные пласты каширского горизонта, верейского горизонта башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты визейского яруса, карбонатные пласты,

турнейского яруса нижнего карбона, заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона.

Нефтеносность отложений установлена по керну, геохимическим, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне; промышленная нефтеносность подтверждена эксплуатацией турнейского, визейского, башкирского и верейского объектов разработки. Этаж нефтеносности каширских отложений составляет 23 м, верейских - 66 м, башкирских – 81 м, визейских - 84 м, турнейских - 91 м, девонских - 24 м.

Второй раздел «Методика выполнения работы». В разделе дается краткое описание геофизических методов выделения продуктивных пластов-коллекторов в процессе бурения и характеристика их насыщения.

При проведении геолого-технологических исследований решаются несколько типов задач. Наиболее общими являются геологические, технологические и информационные задачи.

При проведении геолого-геохимических исследований проводятся литологическое описание шлама, люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама и керна, термо-вакуумная дегазация.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама, керна и промывочной жидкости проводится с целью определения остаточного нефтебитумосодержания горных пород. Анализ основан на свойстве битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Свойство нефти люминесцировать имеет большое практическое значение, оно позволяет:

- обнаружить весьма незначительные количества ее (следы) в керне (люминесцентно-битуминологический анализ обнаруживает в породе битумы при их концентрации от 0,005 %);

- устанавливать (достаточно точно) процент нефтенасыщения в сложнопостроенных коллекторах с неясновыраженным слоистым или пятнистым нефтенасыщением;

- отбивать слабонефтенасыщенные участки отложений, зачастую не видимых в дневном свете, что немаловажно при подсчете запасов и разработке месторождений;

- увидеть слабовыраженную или невидимую в дневном свете сложную геометрию текстур и трещин, неравномерную карбонатизацию.

Люминесцентно-битуминологический анализ применяется в сочетании с геологическими данными для оценки перспектив нефтегазоносности геологических регионов, районов или отдельных структур, а так же для стратиграфического расчленения толщ осадочных пород, особенно если они лишены остатков фауны и флоры, и для корреляции нефтяных пластов.

Газовый каротаж (ГзК) – метод исследования скважин, основанный на определении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости.

ГзК применяется для оперативного выделения перспективных на нефть и газ участков в разрезе скважины и прогнозной оценки характера их насыщения, интервалов притока пластового флюида в скважину или поглощения фильтрата промывочной жидкости в пласт с целью предотвращения аварийных ситуаций, измерения параметров режима бурения.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) является инструментом для извлечения углеводородных газов из открытых пор шлама, а также для извлечения газа, содержащегося в буровом растворе. После извлечения газа определяется его количество и при помощи хроматографа анализируется его состав. Такой анализ проводится с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения зон аномально высоких поровых и пластовых давлений.

Одной из классических прогнозных методик оценки характера насыщения пластов-коллекторов является методика палеток раздельного анализа газа (РАГ).

Пробы пластовых флюидов подвергаются глубокой термо-вакуумной дегазации с использованием прибора ТВД. Выделяемая в результате газовая смесь анализируется с использованием хроматографов собственного производства на содержание УВ пяти компонентов – от метана до пентана включительно.

В скважинах Микинского месторождения был проведен комплекс методов ГИС, который включал в себя: каверномер, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), микробоковой каротаж (МБК).

Кавернометрия - это измерение среднего диаметра скважины. Геофизическое оборудование, с помощью которого производится кавернометрия, называется каверномер. В результате измерений этот прибор формирует так называемую кавернограмму, то есть кривую зависимости диаметра скважины от глубины.

Гамма-каротаж – один из методов измерения естественной радиоактивности горных пород в разрезах. Он относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу, включая кондуктор.

Сущность гамма-каротажа заключается в изучении естественной радиоактивности горных пород по стволу скважины путем регистрации интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов (в основном U, Th и K^{40}).

В данной работе диаграмма ГК использовалась для литолого-стратиграфического расчленения, и для определения $K_{глин}$ в исследуемых пластах.

Нейтронный гамма-каротаж основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов.

В данной работе диаграмма НГК использовалась для литолого-стратиграфического расчленения, и для определения $K_{\text{пор}}$ в исследуемых пластах.

При боковом каротаже (БК) используются экранированные зонды в вариантах трех-, семи- и девятиэлектродных. Они создают сфокусированный пучок токовых линий, исходящих из центрального электрода A_0 . Зонда преимущественно в радиальном направлении, перпендикулярном к оси скважины. Этим в значительной степени исключается влияние на результаты измерения скважины и вмещающих пласт пород, а переходный процесс на границе имеет малую протяженность.

В данной работе диаграмма БК использовалась для литолого-стратиграфического расчленения, и для определения характера насыщения в исследуемых пластах.

При индукционном каротаже (ИК) зонды относятся к установкам с фокусировкой электромагнитного поля, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по толщине и ослаблять влияние ближней зоны. Индукционными зондами измеряют кажущуюся электропроводность пространства σ_k (в Сим/м или мСим/м).

Кривые кажущейся электропроводности в пластах ограниченной мощности практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие пласты имеют одинаковую электропроводность. Ветви аномалии против пласта более пологи, чем на диаграммах экранированных зондов БК, т.к. в индукционном каротаже переходный процесс на границах занимает существенно больший интервал глубин. Поэтому границы пластов находятся по точкам перегиба на кривых σ_k , то есть по середине аномалии кажущейся электропроводности. Если диаграмма σ_k записана в нескольких масштабах, средняя электропроводность или точка перегиба определяются на том участке диаграммы, где изменение σ_k против границы записано полностью.

Отсчет существенных значений производится в точках экстремумов $\sigma_{k \min}$ и $\sigma_{k \max}$, если пласт однороден. В неоднородных пластах значения отсчитываются как средневзвешенные по мощности.

Третий раздел «Результаты исследований». В результатах работы отражены результаты проведенных исследований, которые были проведены с целью выделения продуктивных пластов-коллекторов, оценки их коллекторских свойств и характера насыщения. На скважине 2162 Микинского месторождения были проведены геохимические исследования в интервале 533-1415 м, был проанализирован шлам на литологический состав, люминисцентно-битуминологический анализ, термовакуумная дегазация шлама и бурового раствора.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0,02% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 0,08см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета, легкие битумоиды.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины выделены перспективные объекты в интервалах:

1) 0,0927 – 0,8248 м; 1332,6 – 1337 м:

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов верейского возраста, насыщенных нефтью.

2) 1359,7 – 1361,3 м; 1362,7 – 1364,9 м; 1370,8 – 1371,8 м; 1377,8 – 1379,3 м:

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского возраста, насыщенных нефтью.

Геофизические исследования в скважине были проведены по следующему типовому комплексу методов ГИС:

- гамма-каротаж;
- нейтронный гамма-каротаж;
- боковой каротаж;
- микробоковой каротаж;
- индукционный каротаж;
- кавернометрия.

В соответствии с прямыми качественными признаками комплекса ГИС, выполненного в исследуемых скважинах, пласт коллектор характеризуется уменьшением диаметра скважины на диаграммах каверномера, изменениями значений глинистости на диаграммах ГК.

Для определения коллекторских свойств изучаемого продуктивного пласта были подсчитаны удельное электрическое сопротивление, опираясь на диаграмму БК, коэффициент глинистости по диаграмме ГК, коэффициент пористости с использованием диаграммы НГК, коэффициент нефтегазонасыщения.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n) для продуктивных пластов Микинского месторождения использовались зависимости $P_n = f(K_v)$ и $P_n = f(K_p)$, полученные эмпирическим путем по результатам измерения удельного электрического сопротивления образцов пород с различной степенью их насыщения.

В результате интерпретации данных ГТИ были выделены шесть нефтенасыщенных пластов-коллекторов. В результате интерпретации материалов комплекса ГИС были выделены пласты-коллекторы и определены коллекторские свойства продуктивного пласта Б9 Микинского месторождения.

Заключение. Таким образом, на примере скважины 2162 Микинского месторождения, была доказана эффективность использования комплексной

интерпретации данных ГТИ и ГИС, с целью выделения пород-коллекторов, оценки их коллекторских свойств и характера насыщения.

В работе данные, полученные исследованиями ГТИ, являлись основными и проводились по всему разрезу скважины 2162, однако для подтверждения полученных сведений был проведен дополнительный анализ и интерпретация диаграмм ГИС, что позволило определить характер насыщения пластов коллекторов, а также оценить их коллекторские свойства.