

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 Худяковского месторождения Удмуртской республики)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Душекеновой Алины Ирбулатовны

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 2021

Введение. Современные методы ГТИ представляют собой комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины. Геолого-технологические исследования проводятся с использованием взаимосвязанных ресурсов, включающих персонал, средства измерений, средства обслуживания оборудования, технологию и методику. Процесс исследований начинается измерением физических величин датчиками в местах их установки, а заканчивается предоставлением полученной и обработанной информации участникам процесса строительства скважины

Целью работы является изучение методики проведения ГТИ и ГИС, выделение карбонатных коллекторов визейского возраста и определение характера их насыщения на примере эксплуатационной скважины №50 Худяковского месторождения.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной квалификационной работы автором были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизическую характеристику разреза скважины № 50 Худяковского месторождения;
- изучить методику проведения ГТИ;
- изучить методику интерпретации ГзК;
- изучить методику комплексной интерпретацию данных ГИС;
- провести литолого-стратиграфическое расчленение разреза, по данным ГТИ, керна и шлама;
- выделить карбонатные коллекторы визейского возраста по данным ГзК;
- определить характер насыщения по данным ГзК с использованием палетки Пикслера и РАГ;

-выделить в разрезе нефтегазоносные пласты коллекторы и провести предварительную оценку их продуктивности по данным ГИС.

Материал для выпускной квалификационной работы автор получил, работая в компании в ООО НПО «СНГС» г. Саратов

В качестве конкретного материала используются: данные ГТИ-ГИС по исследованию эксплуатационной скважины № 50 Худяковского месторождения; обзорная карта–нефтегазогеологического районирования Удмурдской республики; схема тектонического строения территории Удмуртской Республики; сводный геолого-технологический планшет по данным ГТИ-ГИС Худяковского месторождения.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано четыре раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика разреза;
- 2 Методика исследования;
- 3 Методика комплексной интерпретации данных ГИС;
- 4 Результаты работ.

Основное содержание работы. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика разреза».

В геолого-геофизической характеристике района работ приводятся общие сведения о территории исследования. Эксплуатационная скважина № 50 куста № 84б Худяковского месторождения расположена в Республике Удмуртия, Каракулинском районе, в 5,3км от деревни Малые Калмыши. Разрез скважины представлен породами от пермской системы, нижнего отдела Р1 до каменноугольной системы, нижнего отдела Турнейского яруса, С1t.

Геологический разрез подразделяется на 2 структурных комплекса: фундамент (консолидированная кора) и осадочный чехол. Согласно схеме строения кристаллического фундамента, Худяковское месторождение расположено в пределах Камско-Бельского (Калтасинского авлакогена).

Глубина залегания фундамента в этой области достигает 3-4 км. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт. По сейсмическим

материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простирания. По палеозойским отложениям Худяковское месторождение расположено в пределах юго-восточной части Верхнекамской впадины.

Нефтегазоносными на месторождение являются карбонатные отложения, подольского возраста, насыщенных нефтью, каширского горизонта, верейского горизонта башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты визейского яруса, карбонатные пласты, турнейского яруса нижнего карбона.

Нефтеносность отложений установлена по керну, геолого-геохимическим исследованиям, результатам опробования поисково-разведочных скважин в процессе бурения и в колонне; промышленная нефтеносность подтверждена эксплуатацией турнейского, визейского, башкирского и верейского объектов разработки.

Второй раздел «Методика исследования».

В методике исследования дается краткое описание метод газowego каротажа, физических основ газowego каротажа, технологии проведения газowego каротажа, непрерывной принудительной дегазация бурового раствора, методики интерпретации данных газowego каротажа, методики раздельного анализа газа (РАГ), методики палетки Пикслера.

Газовым каротажем (ГзК) называется комплекс исследований скважин, включающий изучение объемного содержания и состава газов, в первую очередь, УВ в промывочной жидкости, эвакуируемой из скважины. ГзК представляет собой прямой метод выделения пластов, содержащих УВ, в разрезе скважины. Газовый каротаж предназначен для изучения геологического разреза скважины, оперативного выделения в нем перспективных на нефть и газ интервалов с целью детальных геофизических исследований и опробования пластов, а также прогнозной оценки характера их насыщения.

Газ, извлекаемый при газовом каротаже из бурового раствора, по механизму поступления его в буровой раствор разделяется на пять типов:

1 Освобожденный газ – это газ, попадающий в раствор только из выбуренной части породы. Транспортируется такой газ на поверхность в двух состояниях: свободный газ (выделяющийся из шлама по мере снижения гидростатического давления) и газ, остающийся в шламе.

2 Пластовый газ - поступающий в буровой раствор из какого-либо пласта за счет превышения пластового давления над противодействующим эффективным скважинным давлением.

3 Рециркулирующий газ – газ, не успевший выделиться из раствора в атмосферу и закачанный обратно в скважину.

4 Примесный газ – газ, попадающий в буровой раствор на дневной поверхности и не связанный с бурением горных пород.

5 Рейсовый или диффузионный газ – газ, поступивший в буровой раствор во время подъема инструмента за счет эффекта сваби́рования, или газ, поступивший в буровой раствор во время простоя скважины за счет диффузионных процессов, возникающих при наличии градиента концентрации между газонефтенасыщенным пластом и буровым раствором.

При проведении геолого-технологических исследований основными требованиями, предъявляемыми к газовому каротажу, являются: информативность регистрируемых параметров, оперативность интерпретации и достоверность получаемых данных.

Под информационно – измерительной системой понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости. Дегазатор отбирает часть поступающей из промывочной жидкости газовоздушной смеси без подтока воздуха. Газовоздушная линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания 7-9 минут. Хроматограф проводит отбор проб длительностью 1,5 минуты. В автоматическом режиме с циклом между анализами 3 минуты. Регистрируются следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан.

Качество получаемой газокаротажной информации во многом зависит от применяемых технических средств дегазации бурового раствора. Дегазация бурового раствора на выходе из скважины производится дегазаторами непрерывного действия различных типов. Основными параметрами, характеризующими дегазаторы непрерывного действия, являются: степень дегазации, постоянство степени дегазации при изменении свойств и газонасыщенности промывочной жидкости и инерционность дегазационной системы. Степень дегазации поплавковых дегазаторов очень низкая и редко превышает 0,02. Степень дегазации контурных дегазаторов очень сильно зависит от реологических свойств промывочной жидкости и обычно не превышает 0,2. Наибольшей степенью дегазации обладают дегазаторы с механическим дроблением потока (до 6,0 – 8,0). Непрерывная дегазация бурового раствора должна производиться постоянно в процессе бурения скважины, промывки, утяжеления бурового раствора и т.д.

Конструктивно дегазатор состоит из модуля дегазации и пульта управления. Модуль дегазации представляет собой цилиндрическую камеру, внутри которой установлена мешалка пирамидальной формы. Вращение мешалки осуществляется электродвигателем, расположенном на корпусе модуля. В модуле дегазации имеются отверстия для входа и канал для выхода бурового раствора. Канал расположен на боковой стенке камеры, а отверстие на дне камеры. В верхней части камеры имеются секция для сбора газа и штуцера для подключения вентиляционной и газовоздушной линий.

Во время работы модуль дегазации погружается на 9 см в буровой раствор. При этом раствор поступает в дегазатор через отверстие в дне модуля и, за счет центробежной силы, создаваемой мешалкой, покидает его через выходной канал. В результате этого происходит процесс стабильной дегазации раствора, а образовавшийся газ собирается в секции для сбора газа и через газовый штуцер поступает по газовоздушной линии на анализ. Применение дегазатора с активатором центробежного типа соответствует

зарубежным методикам проведения газового каротажа, так как обеспечивает почти 100% дегазацию бурового раствора.

В настоящее время широко известны отечественные и зарубежные методики интерпретации данных газового каротажа, такие как: методика «Запсибнефтегеофизики», методика палеток РАГ, методика «Саратовнефтегеофизики», методика «Геосервис», методика палетки Пикслера, методика обобщенного показателя углеводородного состава (ОПУС) и методика «Geolog». Рассмотрим методику палеток РАГ и методику палетки Пикслера.

Методика палеток отдельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа, полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. На этих палетках, на вертикальных осях откладывались средние величины относительного содержания УВ в процентах. Полученные по результатам газового каротажа, опробования или испытания пластов как для продуктивных, так и для водоносных (непродуктивных) пластов. Через эти точки для каждого пласта проводились кривые (ломанные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте.

При построении графика «палетки Пикслера» используются данные газового каротажа: C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , и сумма газов (C_n). Данные строятся для каждой точки записи.

Так же важным для решения геологических задач является люминесцентно-битуминологический анализ. 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.

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются

под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами. Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности возбуждающего света.

Анализируется количество и состав углеводородных газов, извлекаемых из открытых и закрытых пор шлама. Применяется с целью выявления продуктивных нефтегазоносных пластов и выделения аномально-высоких поровых и пластовых давлений.

Третий раздел «Методика комплексной интерпретации данных ГИС»

В методике интерпретации ГИС применяются комплексы, включающие в себя: каверномер, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК).

Кавернометрия — это измерение среднего диаметра скважины. Геофизическое оборудование, с помощью которого производится кавернометрия, называется каверномер.

Гамма-каротаж — один из методов измерения естественной радиоактивности горных пород в разрезах. Он относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах.

Нейтронный гамма-каротаж основан на измерении характеристик поля γ -излучения, возникающего под действием внешнего источника нейтронов. Результаты измерений при нейтронном каротаже представляют в виде кривой изменения вторичного γ -излучения или плотности тепловых (надтепловых) нейтронов с глубиной.

При боковом каротаже используются экранированные зонды в вариантах трех-, семи- и девятиэлектродных. Они создают фокусированный пучок токовых линий, исходящих из центрального электрода A_0 зонда преимущественно в радиальном направлении, перпендикулярном к оси скважины.

При индукционном каротаже зонды относятся к установкам с фокусировкой электромагнитного поля, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по толщине и ослаблять влияние ближней зоны.

Четвертый раздел «Результаты работ». В результатах работы отражены результаты проведенных исследований. На скважине № 50 Худяковского месторождения были произведены исследования с целью поиска нефти и газа.

Проектная глубина интервала исследования: 440-1513 м. Основой для решений поставленных в работе задач послужили данные по ГТИ и ГИС. Для интерпретации данных газового каротажа была использована палетка Пикслера и палетка РАГ. Методика основана на соотношениях и граничных значениях компонентов с C_1 - C_5 .

Для выделения в разрезе скважины предполагаемых продуктивных интервалов использовались данные по непрерывной дегазации. С целью опробования различных методик интерпретации данных газового каротажа в качестве объекта исследования были выбраны карбонатные пласты-коллекторы среднего карбона каширского горизонта ($C2ks$) и подольского горизонта ($C2pd$) залегающий на глубине 977-1107 м. Исходя из их значительной мощности ($C2ks$ 83м), ($C2pd$ 42м) и высоким показаниям по УВ составу по данным непрерывной дегазации. В процессе бурения по данным непрерывного газового каротажа промывочной жидкости были оперативно выделены пласты коллекторы в следующих интервалах: 1000-1003м, 1012-1014м, 1021-1023м, 1026-1028м, 1031-1033м, 1036-1038м, 1040-1043м, 1049-1054м, 1056-1061м, 1063-1064м.

По данным компонентного газового анализа, полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Для проведения интерпретации с газокаротажной диаграммы в интервале перспективного участка снимают значения содержания каждого углеводородного компонента (в процентах) и в виде

точек наносят на специальный бланк РАГ. В процессе написания дипломной работы было выполнено нанесение данных газового каротажа из зоны аномалии на палетку РАГ.

Использование хорошо зарекомендовавшей себя в соседних регионах методики Пикслера привело к неоднозначным результатам при интерпретации данных газового каротажа в условиях республики Удмуртии. Данные по нефти попали в непродуктивную часть палетки и даже выходят за её границы, газовый характер насыщения, наоборот, попадает в нефтяной диапазон. Исходя из полученных результатов, палетку Пикслера требовала уточнения граничных значений флюидных коэффициентов, использовавшихся при расчете палетки Пикслера. Палетка Пикслера уточнена с помощью результатов полученных при испытаниях пластов на трубах (ИПТ). Заведомо известное насыщение «нефть» попало в зону непродуктивности. Результаты ТВД проб газа попали в зону «газа». Полученные значения состава газа, нанесенные на уточнённую палетку Пикслера позволил сделать вывод по газонасыщению данных пластов.

Полученные результаты были сопоставлены с данными стандартами комплекса ГИС. Проанализировав интерпретационные возможности различных методов РАГ, Пикслера. При этом выяснилось, что наилучшими информационными возможностями обладает методика определения характера насыщения пластов коллекторов по палеткам Пикслера. Результаты полученные по данным ГТИ были подтверждены данными ГИС.

По результатам промыслово-геофизических исследований (ГИС) на скважине 50 Худяковского месторождения выделены пласты коллекторы с нефтяным характером насыщения в башкирском ярусе. На диаграммах ГИС были выделены пласты коллекторы. Для выделения пластов коллекторов использовались прямые и качественные признаки: сокращение диаметра скважины, ГК, НГК. Отрицательные аномалии ГК и низкие значения НГК. По вышеописанной методике были выделены пласты коллекторы каширского горизонта C2ks (1021 – 1075.3 м.) и подольского горизонта C2pd (988.3 - 1007.7

м.). Для оценки характера насыщения использовались данные бокового и индукционного каротажей.

Заключение. В выпускной квалификационной работе была изучена геолого-геофизическая информация по Худяковскому месторождению, методика проведения геолого-технологических исследований (ГТИ) и методика интерпретации газового каротажа, а также изучен комплекс промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС), и методика комплексной интерпретации данных ГИС.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины № 50 Худяковского месторождения выделены перспективные объекты в карбонатных отложениях подольского возраста в интервалах: 1000,07 - 1003,34м; 1012,81 - 1014,04м.

И в карбонатных коллекторах подольского возраста в интервалах: 1021 - 1023,34м; 1026,53 - 1028,1м; 1031 - 1033,66м; 1036,13 - 1038м; 1040,25 - 1043,43м; 1049,78 - 1053,2м; 1056,53 - 1061,06м; 1063 – 1064м:

Интерпретация анализа состава газа с использованием палетки Пикслера и палетки РАГ позволила отбраковать палетку РАГ по низкому значению метана. В ходе исследования по уточненной палетке Пикслера диапазон значений в зонах «нефти» и «газа» был сдвинут в сторону меньших чисел, что позволило сделать вывод о газонасыщенности данных пластов. Полученные результаты были сопоставлены с данными комплекса ГИС, которые в целом согласуются с данными ГТИ, что свидетельствует об эффективности, применяемой в исследовании методике комплексной интерпретации данных ГТИ и ГИС.

