

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пород-коллекторов по данным газового
каротажа и геофизическим исследованиям скважин
(на примере скважины 70 Лоховского месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы очно-заочной формы обучения
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Извозчикова Александра Сергеевича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. С целью исключения пропуска нефтяных и газовых пластов и получения предварительной информации о характере и степени насыщения и определения литологии разбуриваемых пород, а также контроля соблюдения технологии бурения и качества вскрытия пласта проводятся ГТИ и комплекс ГИС.

Для детальных геологических исследований, решения вопроса о наличии полезных ископаемых, а также для подсчетов их запасов бурят скважины, которые изучают с помощью геофизических методов исследования скважин (ГИС). ГИС необходимы также для надежной интерпретации результатов исследований полевыми геофизическими методами.

Результаты геолого-геохимических исследований и количественная интерпретация проводится только по данным ГТИ. Одним из основных методов для выделения и определения характера насыщения пластов-коллекторов в ГТИ является газовый каротаж.

Одним из важнейших направлений повышения эффективности интерпретации промыслово-геофизических наблюдений является комплексная интерпретация промыслово-геофизических и геологических данных, представляющих собой взаимодополняющие материалы.

Целью бакалаврской работы является выделение продуктивных пород-коллекторов на основе комплексного анализа данных газового каротажа и ГИС в скважине 70 Лоховского месторождения.

Для достижения указанной цели в работе решены следующие **задачи**:

1. Изучить краткую геологическую характеристику района работ.
2. Изучить методику проведения и основы интерпретации данных газового каротажа и ГИС в скважине.
3. Привести результаты исследований.

Бакалаврская работа состоит из введения и 3 разделов: раздел 1 – «Краткая геологическая характеристика района работ»; раздел 2 – «Методика работ ГТИ»; раздел 3 – «Полученные результаты», заключения и списка использованных источников.

Основное содержание работы. В административном отношении Лоховское месторождение расположено в пределах Кинель-Черкасского района Самарской области, в 90 км от г. Самара.

Лоховское месторождение открыто в 1981 году. Промышленная нефтеносность приурочена к кварцевым песчаникам бобриковского горизонта. Пласт залегает на глубине 1885 м. Залежь нефти пластово-сводового типа.

Геологические и геофизические исследования территории, на которой расположено Лоховское месторождение, проведены в значительном объеме.

Первые сведения о геологическом строении района рассматриваемого месторождения были получены в результате структурно-геологических съёмок в масштабе 1:50000, проводившихся в 1939 г. и 1945 г.

Данная территория была охвачена электроразведочными работами, которые проводились в 1944 г. В течении 1950-1960 годов район месторождения перекрывался параметрическим, профильным, структурным бурением [2].

В 1980 г. в результате сейсморазведочных работ выявлено и подготовлено к разведочному бурению Лоховское поднятие [3].

Поисково-разведочное бурение на Лоховском поднятии было начато в 1980 г. Была доказана промышленная нефтеносность пласта С-1 бобриковского горизонта по результатам бурения и опробования поисковой скважины 60, заложенной в своде сейсмического поднятия.

В 1990 г. по результатам детальных сейсморазведочных работ на соседней Ерзовской площади уточнено строение периклинальных частей Лоховского поднятия [5].

Разрез осадочных пород на Лоховском месторождении представлен отложениями среднего и верхнего девона, карбона, перми палеозойской эратемы и четвертичными отложениями.

В тектоническом плане месторождение по кристаллическому фундаменту и девону, приурочено к северной бортовой части Бузулукской впадины и расположено в пределах Сидоровского выступа фундамента, по отложениям

нижнего карбона, в северо-восточной бортовой части Мухановско-Ероховского прогиба [8].

Тектоническое строение района, в котором располагается рассматриваемое месторождение, изучено достаточно хорошо по материалам глубокого бурения на близлежащих нефтяных месторождениях, результатам сейсморазведочных работ и структурного бурения.

Территория исследования характеризуется региональным погружением отложений в юго-восточном и в южном направлении, на фоне которого выделяется ряд поднятий и структурных зон.

На структурных построениях выполненных по кровле основных маркирующих горизонтов девона и карбона проявляется унаследованность структурных форм поверхности кристаллического фундамента, с постепенным выглаживанием структур по вышележащим горизонтам. Отмечается совпадение сводовых частей по всем структурным планам девона и нижнего карбона [6].

Месторождение приурочено к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в пределах Бузулукской нефтегазоносной провинции [9].

Промышленная залежь нефти на Лоховском месторождении приурочена к песчаникам пласта C_1 бобриковского горизонта. Песчаники по составу кварцевые, мелко- и среднезернистые, с кварцевым, реже - карбонатным цементом, с неправильной, чаще полуокатанной формой зерен; тип коллектора - поровый. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,6 до 22,7 м. Пласт залегает на глубине 1885 м. Залежь нефти пластово-сводового типа.

Детальное изучение геологического разреза скважин в процессе бурения и выявление всех потенциально перспективных на нефть и газ интервалов является неотъемлемой частью комплекса методов ГТИ.

Объектами оперативных геологических исследований являются: керн, буровой шлам, буровой раствор (промывочная жидкость) и пластовый флюид, несущие прямую геологическую информацию об исследуемом разрезе, что придает особую значимость данному виду исследований.

Данные газового каротажа используются для выделения в разрезе скважины интервалов, перспективных на нефть и газ, и для оценки характера насыщения пластов.

При газовом каротаже в процессе бурения анализируется газ, поступающий в циркулирующую промывочную жидкость из разбуриваемых пород.

Газовый каротаж включает непрерывное определение содержания горючих газов в промывочной жидкости и компонентного состава углеводородов от C_1 до C_6 , кроме того, производится газовый анализ керна и шлама.

Метод газометрии является прямым методом обнаружения в разрезе скважин газоносных и нефтеносных пластов. Основными процессами при проведении газотермических исследований являются: извлечение газа из раствора (дегазация), приготовление газовой рабочей смеси, определение содержания в этой смеси горючих газов (анализ газовой смеси) и установление глубин, к которым относятся результаты анализа. Извлечение газа из раствора осуществляют с помощью дегазаторов.

Для более детального компонентного анализа углеводородных газов применяют хроматографические анализаторы.

Основными узлами хроматографа являются: дозатор, хроматографическая (разделительная) колонка, газоанализатор и регистрирующий прибор. Дозатор отбирает пробы углеводородных газов, подает в разделительную колонку для хроматографического анализа. В хроматографической колонке, заполненной адсорбентом (селикагель, алюмогель, активированный уголь и др.), происходит разделение сложных анализируемых газовых смесей на временные последовательности бинарных смесей газа-носителя и с одним из анализируемых компонентов (метан, этан, пропан, бутан, пентан и гексан). Из колонки поток бинарных смесей, разделенных во времени, направляется на газоанализатор, а результаты анализа - на регистрирующий прибор [12].

Результаты газометрических исследований представляют в виде кривых изменения по разрезу скважины суммарного содержания углеводородных

газов, а также в виде кривой изменения содержания тяжелых углеводородных газов.

Обычно одновременно с кривыми газометрии скважины регистрируется кривая скорости проходки. На кривых газометрии против нефтегазоносных пластов выделяются резко выраженные аномалии повышенного содержания газов. Против газоносных пластов величина аномалий на кривой содержания тяжелых газов заметно меньше, чем против нефтеносных. Последнее связано с тем, что при вскрытии газоносных пластов в буровом растворе наблюдается увеличение содержания углеводородов преимущественно легких фракций.

Для определения продуктивных пластов на этапе предварительной интерпретации выделяют аномалии на диаграммах суммарного газосодержания и приведенного газосодержания, которые приближенно вычисляют с помощью станции путем введения поправки за значения коэффициентов разбавления и дегазации, но без учета фонового газосодержания в буровом растворе, закачиваемом в скважину. Для каждого аномалийного интервала строят кривые компонентного состава газа и сравнивают их с эталонными кривыми компонентного состава для типовых залежей данного района.

Отбор и оперативное изучение бурового шлама и керна – важная и неотъемлемая часть геолого-технологических исследований. Применяемый в настоящее время комплекс исследований каменного материала, включающий макро- и микроописание пород, карбонатометрию, люминесцентно-битуминологический анализ, а также определение плотности и пористости пород не всегда даёт полную геологическую характеристику разбуриваемого разреза скважин, особенно при исследовании сложнопостроенных карбонатных разрезов [14].

Люминесцентный анализ шлама. Цель – выявление интервалов нефтенасыщения и определения состава углеводородов.

Делится на:

- Визуальный осмотр всего шлама под люминесцентной лампой;
- Капельно-люминесцентный (сортовой) анализ.

Капельно-люминесцентный анализ изучают под люминесцентной лампой фильтр с УВ-вытяжкой.

Интерпретацию полученных результатов проводят, исходя из формы люминесцирующего отпечатка (количество) и цвета люминесценции (тип и состав битумоида) вытяжки.

Результаты представляются в виде иллюстрированного заключения и диаграммы (графика) распределения типов битумоидов по разрезу, привязанной к каротажу[15].

Содержание битумоидов (в баллах, %) в исследуемой пробе оценивается, исходя из морфологии и интенсивности свечения отпечатка капиллярной вытяжки на фильтровальной бумаге под люминесцентным микроскопом.

Геофизические исследования скважин (ГИС или каротаж) заключаются в измерении вдоль ствола скважины физических свойств горных пород, а также физических полей (естественных или искусственно создаваемых в скважинах). Физические свойства горных пород определяются их составом, строением, а также характером насыщения порового пространства пород, поэтому по результатам ГИС по ряду скважин можно составить представления о геологическом строении исследуемой территории. Результаты ГИС изображаются в виде диаграмм, представляющих собой графики изменения измеряемых параметров с глубиной. Методы ГИС включают: электрический, радиоактивный, акустический каротаж и ряд других видов исследования скважин [16].

Полученные результаты. Эксплуатационная скважина 70 Лоховского месторождения заложена для разработки пласта Б2 (С1) бобриковского горизонта. Проектная глубина ствола – 2031м, проектный горизонт – турнейский.

Сопровождение строительства скважины 70 Лоховского месторождения геолого-технологическими исследованиями начато в процессе бурения с глубины 1540м и продолжено до завершения спуска НКТ при глубине забоя 1800 м.

Станцией ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием суммарного газоанализатора, фиксирующего газы в газовой смеси, и автоматизированного газохроматографа, осуществляющего раздельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда C₁-C₅. Кроме непрерывного фиксирования суммарного газосодержания и частичной газонасыщенности бурового раствора, комплекс геолого-геохимических исследований включает в себя также отбор образцов шлама, определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминологического анализа капиллярных вытяжек, макроописание пород, предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб бурового раствора и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и геофизические исследования.

Геофизические исследования содержат информацию о стратиграфической разбивке, характера насыщения пластов коллекторов. Сводная оценка литологии, стратиграфии и нефтегазонасыщенности разреза приведена в сводном планшете по данным ГТИ и ГИС.

За время работы станции ГТИ бурением вскрыты отложения каменноугольной системы.

По отобранным образцам шлама через 5 метров и через 2 м в продуктивном интервале, проводились исследования: определение карбонатности пород, люминесцентно-битуминологический анализ капиллярных вытяжек, макроописание. По этим данным определялась литологическая характеристика разреза.

Литологическое расчленение разреза по ГИС в песчано-глинистом разрезе применялись методы: кавернометрия и ПС ГК, НГК, АК, в карбонатном разрезе карбонатном разрезе КС, НГК, АК, ГК. Принадлежность породы к той или иной литологической разности определяется совокупностью характерных признаков на диаграммах ГИС.

По газовому каротажу в скв. №70 с глубины 1540 м регистрировались

фоновые значения газов $C_1 \dots C_5$, а при приближении к продуктивному пласту бобриковского возраста рост концентрации метана и тяжелых газов увеличивался (аномальные значения 4-8 кратное увеличение газонасыщенности бурового раствора относительно средних фоновых значений по всему стволу),.

По аномальным значениям газов $C_1 \dots C_5$ (по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов) определялся характер насыщения пласта-коллектора. Для этого абсолютные в относительные значения газов $C_1 \dots C_5$ и флюидных коэффициентов наносились на палетки РАГ.

По газовому каротажу в интервалах 1755-1765 м, 1762,3-1789м, были выделены пласты-коллекторы бобриковского возраста.

Сравнивая палетку РАГ с эталонной кривой компонентного состава газа видно, что газы C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 имеют схожий характер с линией (2), характер насыщения в интервалах 1755-1765 м, 1762,3-1789м - нефть или газ.

Литологическое расчленение разреза по ГИС, позволили выделять проницаемые песчаные породы-коллекторы, уплотненные карбонатные породы и глинистые разности. Принадлежность породы к той или иной литологической разности определяется совокупностью характерных признаков на диаграммах ГИС.

Оценка продуктивности в интервалах 1755-1765 м, 1762,3-1789м подтверждается высокими сопротивлениями КС (269,7-460,8 и 316-599,62 Ом*м) и БК (940,51-3728,37 и 551,5-3552,74 Ом*м). По ГИС пласт-коллектор в бобриковском горизонте – терригенный порового типа. Представлен пласт песчаниками кварцевыми, серыми, темно-серыми, средней крепости, мелкозернистыми.

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе изучено геологическое строение района работ, рассмотрены методы газового каротажа, интерпретация газокаротажных данных методом РАГ, исследования шлама, макро- и микроописание пород, карбонатометрия, ЛБА и физико-геологические основы методов ГИС.

В результате выполненной работы, в разрезе эксплуатационной скважины

70 Лоховского месторождения по данным газового каротажа были выделены перспективные терригенные пласты-коллекторы в бобриковском горизонте каменноугольной системы.

По данным газового каротажа, шлама и ГИС выделены пласты-коллекторы песчаники бобриковского возраста в интервалах 1755-1760,3м, 1762,3-1789м, 1798-1800м насыщенные нефтью.

По результатам интерпретации данных газового каротажа информативными методиками определения характера насыщения для рассматриваемого месторождения являются методика РАГ, ЛБА и интерпретация ГИС - БК, КС, ПС показали схожий характер насыщения – нефть.