

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

Кафедра геофизики

**«Оценка характера насыщения бобриковского и тульского горизонтов в
скважине №31 ЗБС Комаровского месторождения на основе газового
анализа образцов шлама, керна и бурового раствора»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы очно-заочной формы обучения
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Якименко Дениса Владимировича

Научный руководитель

д.г.-м.н., профессор

подпись, дата

В.А. Огаджанов

Зав. Кафедрой

к.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025

Введение. Контроль над технологией проводки скважин с регистрацией прямых признаков нефтегазоносности осуществляется станциями ГТИ. Проводимые в процессе проводки скважин геолого-технологические исследования включают регистрацию параметров бурового раствора и режимов бурения, отбор и изучение литологии образцов шлама и керна. В процессе бурения производится регистрация газопоказаний с отбором проб бурового раствора и образцов шлама для определения количества и состава газа. Геохимические исследования включают определение состава газа, содержащегося в буровом растворе и люминесцентно-битуминологический анализ отбираемых образцов шлама.

Методы ГТИ позволяют оперативно выявить пласты-коллекторы по ряду критериев: смена литологии; изменение физических свойств пород; изменение интенсивности свечения пород под УФ лампой; повышение газопоказаний; изменения компонентного состава газа.

Целью бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов в отложениях тульского и бобриковского горизонтов в скважине №31 ЗБС Комровской на примере исследований шлама, керна и бурового раствора по данным термовакuumной дегазации.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- собрать и проанализировать геолого-геофизические материалы, характеризующие геологическое строение и нефтеносность Комаровского месторождения;
- рассмотреть основы исследований шлама и бурового раствора;
- рассмотреть метод термовакuumной дегазации;
- рассмотреть методы выделения пластов коллекторов по керну, люминесцентно битуминологическому анализу, отдельному анализу газа;
- определить литологический состав горных пород и их нефтегазонасыщенность по данным исследований керна и шлама;
- определить нефтегазонасыщенность по данным дегазации бурового раствора.

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

Основное содержание работы. Комаровское месторождение, открытое в 1954 г., расположено в Кузнецком районе Пензенской области в 15 км на юго-восток от г. Кузнецка.

На подготовленном в 1948-1949 гг. структурным бурением Комаровском поднятии, а в 1950-1953 гг. были пробурены поисковые скважины №№ 1, 2, 4, 9, из которых в скважине № 2 (первооткрывательнице) из пласта B_0 получен промышленный приток нефти с водой.

На месторождении выявлены две залежи нефти, приуроченные к песчаным пластам B_0 тульского и B_1 бобриковского горизонтов.

В 2006 - 2007 гг. на площади были проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ-2D. По результатам этих работ было существенно уточнено геологическое строение месторождения, выявлены перспективные объекты, неосвоенные бурением.

В пределах Комаровского месторождения осадочные отложения представлены породами каменноугольной, юрской, палеогеновой и четвертичной систем.

В тектоническом отношении Комаровское месторождение расположено в пределах Жигулевско-Пугачевской, дислокации, представленных пределах Жигулевско-Пугачевской, дислокации, представленных Чибирлейским и Кикинским выступами и разделяющим их Неверкинским грабеном.

На Комаровском поднятии структурные планы по кровле продуктивных пластов B_0 и B_1 тульского и бобриковского горизонтов совпадают и представляют собой брахиантиклинальные складки субмеридиального северо-восточного простирания, осложненную в сводовой части двумя куполами. Размеры поднятия в пределах замкнутой изогипсы -1035 м составляют 10,2 x 2,8 км при амплитуде до 22 м.

Комаровское месторождение в нефтегазогеологическом районировании, находится в пределах Жигулевско-Самаркинского нефтегазоносного района Средне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтеносность Комаровского месторождения связана с терригенными отложениями из которых получены промышленные притоки нефти, индексируются в составе бобриковского и тульского горизонтов снизу-вверх как пласты B_1 и B_0 .

По литологическому составу пласты представлены высокопористыми, разнотекстурными песчаниками. Средняя глубина их залегания составляет 1330м.

При проведении газометрии скважин исследуют содержание углеводородных газов в буровом растворе, выходящем из скважины на поверхность. Наибольшую информацию о продуктивности пород дают предельные углеводороды от метана CH_4 до гексана C_6H_{14} . Определенную информацию несут некоторые другие углеводороды (непредельные, изомерные соединения).

При разбуривании продуктивных пластов нефть и газ, находившиеся в порах коллектора, поступают в буровой раствор и выносятся с ним на поверхность.

Термовакuumная дегазация (ТВД) проб бурового раствора — метод извлечения свободных и растворённых газов из проб шлама и бурового раствора.

Основная задача применения термовакuumных дегазаторов — определение газосодержания бурового раствора, шлама и керна.

Принцип действия основан на извлечении газов за счёт нарушения термодинамического равновесия при создании вакуума и термостатированном нагреве шлама или бурового раствора до установленной температуры.

Для получения прямой геологической информации о литологическом составе, фильтрационно-емкостных свойствах и характере насыщения

вскрываемого разреза в скважинах отбираются образцы пород, называют керном. По керну можно определить:

- литологический состав;
- глубину залегания и мощность пластов;
- коллекторские свойства;
- пористость и проницаемость;
- насыщенность коллектора, определение его коэффициента нефтегазонасыщенности;
- структуру, текстуру, петрографические свойства и возраст.

Отбор шлама осуществляют для оперативного получения информации о свойствах разбуриваемых пород и изучения геологического строения разреза, вскрываемого скважиной.

Отбор шлама (мелкие кусочки пород) следует производить из потока выходящей промывочной жидкости одним и тем же способом в определенном месте желобной системы.

Шлам отбирают с помощью специального набора сит через равные интервалы разреза: в однородных толщах через 5-10 м, в перспективных участках разреза через 1-2 м, для наиболее полного определения литологического состава. Время отбора должно обеспечивать вынос шлама из интервала проходки не менее 0,5 м.

Задачи, решаемые отбором шлама:

- определение литологического состава горных пород;
- нефтегазонасыщенность.

Пробы бурового раствора отбираются периодически в процессе бурения скважины с целью определения газонасыщенности бурового раствора и определения его параметров.

Отбор проб бурового раствора необходимо производить по возможности ближе к устью скважины в строго определенном месте (для определения коэффициента дегазации производить отбор проб перед дегазатором). Изменение места отбора проб в процессе проведения исследований на

скважине существенно влияет на количественный и качественный состав газовой смеси в выходящем буровом растворе.

Для извлечения газов из проб бурового раствора делается анализ на термовакuumном дегазаторе (ТВД).

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну. В процессе исследований устанавливается цвет, структура породы, текстура породы, твердость, степень уплотненности породы, крепость породы, состав цемента, тип цемента, тип коллектора, пористость и кавернозность, трещиноватость, битуминозность, нефтеносность.

Определение карбонатности пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой, и проводится с целью определения литологического состава пород.

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяет визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Визуальный осмотр шлама на присутствие битумоидов. Для этого 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.

Капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне). Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система.

Термо-вакуумная дегазация 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. Следует отметить, что данный метод является дополнительным при выявлении продуктивных пластов-коллекторов.

Основным методом компонентного газового анализа - анализа, при котором определяется содержание отдельных компонентов в газовой смеси от метана (C1) до гексана (C6) - является газовая хроматография.

Газовый хроматограф представляет собой аналитический прибор, с помощью которого осуществляется определение количественного состава смеси веществ, доведенных до газообразного состояния путём нагрева пробы. Исследуемое вещество может быть жидким, газообразным или твёрдым. В данном случае проба находится в виде раствора.

Методика палеток раздельно анализа газа является методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. По данным компонентного газового анализа полученного при ТВД шлама и бурового раствора и параметры полученные через программное обеспечение хроматографа, строились палетки РАГ.

Результаты исследований. Скважина №31 ЗБС Комаровская заложена с целью разработки пластов Б₀ тульского и Б₁ бобриковского горизонтов. Проектная глубина 2000 м, проектный горизонт турнейский.

В процессе бурение бокового ствола скважины №31 ЗБС с глубины 1239 м до 1902 м станцией ГТИ регистрировались отбирался шлам, керн и буровой раствор.

В ходе работы проводились исследования: литологическое макроописание шлама, кернового материала, оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, термовакuumная дегазация (ТВД) проб шлама, образцов керна, люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и образцов керна.

По комплексу проведенных исследований в скважине №31 ЗБС Комаровской вскрыты пласты: тульского и бобриковского возрастов, которые оказались продуктивными.

Отбор, описание проб шлама и ЛБА проводились через 5 метров; при вскрытии пластов через 1-2 метра.

На основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления с ГТН и эталонно-прогнозной моделью контролировалось приближение забоя скважины к предполагаемому продуктивному пласту. Повышенное внимание уделяется дегазация раствора, шлама и керна.

За время работы станции ГТИ бурением вскрыты отложения черемканского-прикамского, верпуховского-визейского, алексинского, тульского, бобриковского, кизелово-черепетского возрастов.

Стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза выполнены по данным ГТИ с помощью анализа каменного материала.

В интервале тульского и бобриковского горизонтах отобран керна №1 и №2.

Керн № 1. Интервал отбора: 1828,6– 1834 м. Проходка – 5,4 м. Вынос керна – 5,4 м (100%).

Керн № 2. Интервал отбора: 1834 - 1840м. Проходка – 6 м. Вынос керна – 1 м (16,6%).

По керну №1 и №2 присутствует темно-коричневая маслянистая жидкость с резким запахом УВ

Данные по результатам непрерывного отбора шлама и раствора сделаны ТВД раствора и шлама, а также определялась литология по шламу, керну, карбонатометрия и ЛБА.

Для визуального просмотра из пробы шлама отбирались сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматривались под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживались по

свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

По анализу шлама и керна в продуктивном разрезе разбуривались трещиноватые породы пласта-коллектора тульского горизонта и терригенные породы бобриковского горизонта. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) в шламе и керне говорит о признаках нефти.

Анализируя результаты интерпретации ТВД раствора, шлама и керна, применяемые в данной работе методики палеток РАГ и ЛБА, показали схожий характер насыщения – нефть.

Результаты интерпретации литологических, петрофизических, газометрических исследований шлама в скважине №31 ЗБС Комаровской представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты интерпретации литологических, петрофизических, газометрических исследований шлама, керна и раствора

Интервал, м	Возраст отложений	Газопоказания по буровому раствору, % абс	Удельная газонасыщ. по шламу, см ³ /см ³	ЛБА, (балл, цвет, тип)	Признаки продуктивности	Характеристика объекта, насыщение
1828,7 - 1829,7	C ₁ tl	0,0291 - 0,0375	0,2143-0,532	4 Ж МСБ, 3 ГЖ МБ	По керну №1 присутствует темно-коричневая маслянистая жидкость с резким запахом УВ	Коллектор-известняк возможно насыщенный нефтью
1836,2 - 1838,33	C ₁ bb	0,0284 - 0,2162	1,2143-1,432	3 ГЖ МБ	увеличение газопоказаний изменение относительного состава, увеличение тяжелых компонентов	Коллектор-песчанник возможно насыщенный нефтью

Закключение. В соответствии с поставленными задачами в данной работе описаны основы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. В бакалаврской работе рассмотрены методика интерпретации диаграмм раздельного анализа газа по материалам термовакuumной дегазации шлама, керна и раствора.

По результатам сравнения полученных результатов по шламу и раствору, определялся состав газа и выделялись пласты-коллекторы, были выделены перспективные объекты в интервалах 1828,7 - 1829,7м – карбонатный пласт-коллектор тульского возраста, возможно насыщенный нефтью; 1836,2 - 1838,33м – терригенный пласт-коллектор бобриковского возраста, возможно насыщенный нефтью.