

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов и определение характера насыщения  
скважины №152 Кельвейского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис»

геологического ф-та

Каракулова Элайджа Асылбековича

**Научный руководитель**

К.Г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К.Г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2024

**Введение.** Геолого-технологические исследования (ГТИ) - это совокупность методов и средств, применяемых на буровой с целью получения достоверной информации о геологии разреза скважины и с целью оптимизации режимов бурения. ГТИ выполняется для бурения разведочных, эксплуатационных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

ГТИ скважин в процессе бурения — являются объединением трех самостоятельных направлений, существовавших до появления ГТИ — газового каротажа, экспрессных петрофизических исследований шлама, керна, информационно-измерительных систем (ИИС) для контроля процесса бурения.

Объектом изучения в бакалаврской работе является Кельвейское месторождение, где ведется доразведка залежи в турнейских отложениях. На месторождении подготовлена к глубокому бурению скважина №152 Кельвская, для вскрытия турнейской залежи. Проектная глубина скважины 1650 м, проектный горизонт заволжский.

**Целью** бакалаврской работы является применение методик выделения пластов-коллекторов их насыщение в процессе и после бурения скважины №152 Кельвейского месторождения.

Для достижения цели необходимо осуществить:

- сбор геолого-геофизических материалов, касающихся строения нефтегазоносности Кельвейского месторождения,
- анализ степени изученности залежей в бобриковских и турнейских отложениях;
- ознакомление с методами проведения газового и механического каротажа;
- ознакомление с методами детального изучения шлама, керна и люминисцентно-битуминологического анализа;
- литолого-стратиграфическое определение разреза по шламу и механическому каротажу;
- выделение пластов-коллекторов по гламу, газовому и механическому

каротажу;

- определить характер насыщения пород-коллекторов по данным газового каротажа, отбора керна и ЛБА;

- обобщение результатов, полученных на исследуемом месторождении и последующий анализ полученных данных с целью выделения продуктивных интервалов разреза.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три раздела:

1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;

2 Методика выполнения работы;

3 Результаты работы.

### **Основное содержание работы.**

**Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ».**

Кельвейское месторождение, расположенного на территории Шенталинского района Самарской области, в 16 км к югу от районного центра Шентала и в 140 км к северо-востоку от областного центра г. Самары, в соответствии с рисунком 1 [1]. Наиболее крупными населенными пунктами в районе расположения месторождения являются с. Крепость-Кондурча, Смагино, Аделаидовка, Ново- Суркино и другие. Связь между населенными пунктами, а также районным и областным центрами осуществляется по грунтовым, грейдерным и асфальтовым дорогам. Железнодорожная станция Кондурча, расположенная на ветке Уфа-Ульяновск, находится в 11 км к северо-западу от площади. Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода Альметьевск - Самара составляет 32 км.

### **Второй раздел «Методика выполнения работы».**

В методике выполнения работы дается краткое описание методов проведения механического каротажа, газового каротажа и люминисцентно-битуминологического анализа.

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения ( $V_{\text{мех.}}$ ) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Сущность метода сводится к регистрации продолжительности проходки скважины - времени  $\tau$ , затрачиваемого на бурение одного метра породы.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым. Кривые изменения механической скорости бурения или ДМК строятся на сводной диаграмме геологических исследований, а сведения об изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку [7].

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа [10]. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу газа можно предположить насыщение коллектора, например в водоносных коллекторах преобладает метан и относительное количество метана достигает до 99 %, тогда как в нефтенасыщенных пластах это значение

не превышает 85%. Однако, не всегда увеличение газопоказаний обуславливает наличие коллектора - ярким примером служит чернойский горизонт представленный битуминозными аргиллитами.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, основанный на наблюдении их люминесценции. ЛБА применяется для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах, минералах, почвах, современных осадках, водах. ЛБА основан на зависимости, существующей между количеством и составом битуминозных веществ и цветом и интенсивностью их люминесценции. Люминесценцию возбуждают ультрафиолетовым излучением (в области 365 нм). Источником служит ртутно-кварцевая лампа сверхвысокого давления. Для выделения нужного участка спектра используют светофильтры. Данные ЛБА могут быть использованы при расчленении и корреляции геологических разрезов, для выделения маркирующих горизонтов, прослеживания признаков миграции битумоидов, выявления нефтесодержащих пород и т. д. ЛБА позволяет осуществлять первичную характеристику группового состава битумоидов и типов РОВ. Основной задачей ЛБА является определение качественного состава и количественного содержания битуминозных веществ в различных средах – в горных породах, в глинистых растворах, в шламе, в воде. Также ЛБА позволяет количественно определять содержание основных групп органических соединений в природных битумах и нефтях.

**Третий раздел «Результаты работ».** Проектная скважина №152 Кельвейского месторождения с целью доразведки пласта турнейского горизонта. Проектная глубина скважины 1650 м, проектный горизонт – заволжский.

Сопровождение строительства скважины геолого-технологическими исследованиями начато в процессе бурения под эксплуатационную колонну Ø 146мм с глубины 975 м и завершено при глубине забоя скважины 1645 м.

Станцией ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием суммарного газоанализатора, фиксирующего  $\Gamma_{\text{сум}}$  в газозоудшной смеси, и автоматизированного газокаротажного хроматографа «Геопласт-04М», осуществляющего раздельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда  $C_1-C_5$ . Кроме непрерывного фиксирования суммарного газосодержания и частичной газонасыщенности бурового раствора, комплекс геолого-геохимических исследований включает в себя также отбор образцов шлама и керна определение карбонатности пород, предварительное литолого-стратиграфическое расчленение разреза, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб шлама, керна и бурового раствора и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и керна.

Данные регистрировались компьютеризированной системой с шагом опроса 1сек и 10сек, в функции времени, и 0,2 метра в функции глубины. Визуализация параметров проводилась непрерывно на экранах компьютеров, связанных между собой информационной сетью, с привязкой по глубине и по времени в заданном масштабе (приложение Ж).

В разрезе скважины №152 Кельвейского месторождения отобран керн в бобриковском горизонте и турнейском ярусе.

В бобриковском горизонте отобран керн №1 в интервале 1263,2-1281,2м. Проходка- 18м. Вынос керна- 18м (100%). Керн представлен алевролитами, песчаниками и известняками. Присутствует запах сероводорода, по песчаникам отмечен слабый запах УВ.

Термо-вакуумная дегазация образцов керна и ЛБА проводились через 5 метров, при вскрытии пласта в интервале 1274-1300 м через 2 метра. Данные ТВД керна №1 интервал 1263,2-1271,3 м.

По керну определялась карбонатометрия: кальцит – 7%, доломит – 0 %, Н.О. – 93%. По люминесцентно битуминологическому анализу керна 3 балла беловато-желтого цвета, маслянистые и маслянисто-смолистые битумоиды, т.е. компонентный состав: нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов.

В турнейском ярусе отобран керн №2 в интервале 1281,3-1291,53м. Проходка- 10,23м. Вынос керна - 10,23м. (100%). В продуктивном разрезе разбуривались рыхлые породы пласта-коллектора, которые представлены толщей известняков от серых, до темно-коричневых, мелко, - скрытокристаллических, массивных, трещиноватых, с включениями органики (1см) и кальцита (1-3см), плотных, крепкие, с маломощными пропластками аргиллита (до 1-2мм) темно-серого, черного, средней крепости. По известнякам отмечены выпоты темно-коричневой, черной, маслянистой жидкости, с резким запахом УВ.

Термо-вакуумная дегазация образцов керна и ЛБА проводились через 5 метров, при вскрытии пласта в интервале 1274-1300 м через 2 метра. Данные ТВД керна №2 интервал 1281,3-2391,53м.

По керну определялась карбонатометрия: кальцит – 95%, доломит – 0 %, Н.О. –5% По люминисцентно битуминологическому анализу керна 3 балла желтого цвета, маслянисто-смолистые битумоиды, т.е. компонентный состав: нефти и битумоиды с содержанием масел больше 60%, асфальтенов 1-2%.

При проведении газового каротажа в скважине №152 Кельвейского месторождения с глубины 1265 м при подходе к продуктивным коллекторам аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора превышающее фоновые значения их состава.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие характерные фоновые показания в интервале 975-1265 м:

- средний газовый фон бурового раствора 0,002-0,01% абс;
- люминесценция шлама 2-3 балла с беловато-голубым и беловато-желтым цветом свечения, т.е. углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов;
- удельная газонасыщенность шлама 0,02-0,5 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1265-1274 м составляет от 0,015 до 0,03% абс средний уровень 0,0225% абс.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения С1...С6 и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ. Результаты принудительной (термовакuumной) бурового раствора.

В пласте-коллекторе в интервале 1265-1274 м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 3 балла беловато-желтого цвета маслянистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора в интервале 1274-1300 м составляет от 0,06 до 0,1 % абс средний уровень 0,0479 % абс.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения С1...С6 и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ. Результаты принудительной (термовакuumной) и бурового раствора.

В пласте-коллекторе в интервале 1274-1300 м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 3 балла желтого цвета маслянисто-смолистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60% и асфальтенов 1-2%.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие показания по газовому каротажу:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового



раствора в интервале 1300-1315 м составляет от 0,03 до 0,09 % абс средний уровень 0,06 % абс.

При выявлении газовой аномалии, поступающего в буровой раствор пластового газа, определялся характер насыщения пласта по изменению относительного состава газа и флюидных коэффициентов, для чего значения  $C_1 \dots C_6$  и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ. Результаты принудительной (термовакuumной) и бурового раствора.

В пласте-коллекторе в интервале 1305-1315 м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 3 балла желтого цвета маслянисто-смолистые битумоиды, что говорит о присутствии в породах нефти и битумоиды с содержанием: масел больше 60% и асфальтенов 1-2%.

По данным интерпретации проведенных анализов:

- в интервале 1265-1274 м: 2-кратная аномалия по газовому каротажу до 0,03 %абс, удельная газонасыщенность пород  $1,8 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ , люминесценция 3 БЖ МБ, слабый запах УВ. Компонентный состав УВ газа по ТВД керна №1 характерен для газовых залежей. По совокупности перечисленных характеристик объект характеризуется как остаточно нефтенасыщенный;

- в интервале 1274-1300 м: 10-кратная аномалия по газовому каротажу до 0,1 %абс, удельная газонасыщенность пород  $8-8,5 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ , люминесценция 3 БЖ МБ, 3 Ж МСБ, выпоты УВ в породе. Компонентный состав УВ газа по ТВД керна №2 характерен для нефтяных залежей (палетка РАГ на рисунке 5). По совокупности перечисленных характеристик объект характеризуется как нефтенасыщенный;

- в интервале 1300-1315 м: повышенный газовый фон до 0,09 %абс, наличие маслянисто-смолистых битумоидов в шламе с количественной оценкой 3 балла, удельная газонасыщенность пород  $0,9-1,5 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ , при этом отмечается повышение глинистости и снижение УЭС пласта. Возможный характер насыщения объекта - вода с нефтью.

Результаты интерпретации газового каротажа, литологических, петрофизических, газометрических исследований шлама по скважине №152

Кельвейского месторождения представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты интерпретации газового каротажа и газометрических исследований шлама

Интервал по стволу, м	Суммарные газопоказания по буровому раствору, % абс	Превышение относительно фоновых газопоказаний	Удельная газонасыщенность шлама см <sup>3</sup> /дм <sup>3</sup>	Керн	ДМК	ЛБА	РАГ
1265-1274	0,015-0,03	80раз	1,8 (керн)	остаточная нефть	80	3 БЖ МБ	остаточная нефть
1274-1300	0,06-0,1	100раз	≈1/8-8,5 (керн)	нефть	15-80	3 БЖ МБ, 3 Ж МСБ	нефть
1300-1315	0,03-0,09	70раз	0.9-1,5	вода	10-15	3 Ж МСБ	нефть+ вода

**Заключение.** В работе изучен геологический разрез, тектоническое строение исследуемого участка Кельвейского месторождения, описаны методики выполнения геологических исследований газового и механического каротажей, отбор керна и шлала, люминисцентно-битуминологический анализ шлама и керна, определения характера насыщения при помощи построения применяемых в работе методик.

В результате проведенных геохимических исследований в скважине №152 выявлены особенности геологического строения Кельвейского месторождения, зафиксированы аномалии в отложениях бобриковского и турнейского возраста, связанные с вскрытием объекта насыщенного остаточной нефтью, нефтью и водой.

в интервале: 1274-1300м, выделены пласты-коллекторы в турнейском ярусе.

Определение характера насыщения пород коллекторов при помощи построения палеток диаграмм отдельного анализа газа, отбора керна №1, ЛБА в бобриковском горизонте в интервале 1265-1274 м коллектор насыщен остаточной нефтью.

Определение характера насыщения пород коллекторов при помощи построения палеток диаграмм отдельного анализа газа, отбора ядра №2, ЛБА в турнейском ярусе в интервале 1274-1300 м коллектор насыщен нефтью, в интервале 1300-1315 м коллектор насыщен нефтью с водой.