

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пород-коллекторов и характер насыщения в
процессе бурения по данным ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Саенко Виталия Валерьевича

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. За последние годы значительно возросла роль Геолого-технологических исследований (ГТИ). ГТИ стали необходимыми при проводке всех категорий скважин, в том числе эксплуатационных и специального назначения. Исследованиями ГТИ охвачены все этапы строительства скважины – проводка, крепление, освоение, капитальный ремонт.

Актуальность темы данной бакалаврской работы определяется тем, что до настоящего времени на территории Самарской области изучаются породы-коллекторы в девонских и каменноугольных отложениях, с целью выявления перспективности на нефть и газ. Одним из таких объектов изучения в дипломной работе, где возможен прирост запасов промышленных категорий, является Лапинское месторождение.

Целью моей бакалаврской работы является выделение пластов-коллекторов и характера их насыщения в процессе бурения по данным ГТИ.

В ходе проведения ГТИ решаются геологические задачи [1]:

- построение и проведения литолого-стратиграфического расчленения разреза скважины;
- оперативного выделения пластов-коллекторов;
- определения характера насыщения коллекторов;
- оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов.

Для достижения цели в бакалаврской работе необходимо решить следующие задачи:

- изучить геолого-геофизическую характеристику изучаемого района;
- изучить тектоническое строение и нефтегазоносность Лапинского месторождения;
- ознакомиться с газовым каротажем в процессе бурения;
- ознакомиться с методикой отбора шлама и керна;

- ознакомится с интерпретацией газокаротажных диаграмм по материалам термовакуумной дегазации и отдельного анализа газа;

- выделение пластов-коллекторов и определение характера насыщения по данным шлама и кернового материала и газового каротажа.

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».

Административно Лапинское месторождение расположено на территории Кошкинского района Самарской области, в 2 км на северо-восток от с. Николаевка и в 30 км юго-восточнее от ст. Погрузная железной магистрали Ульяновск-Бугульма. В орографическом отношении Лапинская площадь расположена на левобережном склоне реки Кондурча. Рельеф местности представляет собой слегка всхолмленную равнину, расчлененную долинами рек Кондурча, Липовка, Кандабулак, балками и оврагами шириной до 100 м и глубиной до 15 м.

Второй раздел «Методика выполнения работы».

В методике выполнения работы дается краткое описание методов проведения газового каротажа и ЛБА.

Газовый каротаж является прямым методом выявления нефтегазоносных пластов и основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для

выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов и периодически (с дискретностью, равной времени одного цикла анализа на хроматографе) – компонентный состав УВГ, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения включает непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из нефтегазоносных пластов при простое скважины.

С помощью люминесцентного анализа обнаруживают битумы в шламе (или буровом растворе) по их люминесценции под действием ультрафиолетовых лучей. Для этого служит люминоскоп, входящий в комплект газометрических станций. Люминоскоп — это светонепроницаемая камера, внутри которой находится источник ультрафиолетового излучения — кварцевая лампа. Свет лампы проходит через фильтр (стекло Вуда), непроницаемый для видимой части спектра излучения и пропускающий лишь его ультрафиолетовую часть. Ультрафиолетом облучают исследуемый образец шлама (или жидкости) и визуально определяют интенсивность и цвет его свечения, форму люминесцентного пятна. Для повышения чувствительности анализа на очищенную поверхность шлама наносят каплю хлороформа и наблюдают свечение на месте нанесения капли.

Третий раздел «Результаты работ». Выводы сделанные в ходе рассмотрения строения и изученности Лапинского месторождения, где велось бурение скважины №6 и сопровождалось геолого-геохимическими исследованиями в интервале бурения 470-1937 м.

Скважина №6 Лапинская заложена с целью доразведки залежи нефти в турнейских и заволжских отложениях в южном куполе месторождения. Проектный горизонт – фаменский ярус, проектная глубина – 1940 м.

В ходе строительства скважины достигнут проектный горизонт, бурение завершено на глубине 1937 м.

В качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов отбирался шлам, керн, проводились термо-вакуумная дегазация образцов керна и ЛБА через 5 метров, в продуктивных интервалах через 2 метра, что впоследствии подтверждалось данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

Для выделения в разрезе скважины предполагаемых продуктивных интервалов использовались данные по непрерывной дегазации. Аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два и более раза превышающее фоновые значения наблюдается с интервале 1645-1688 м и равно 7, 5 и 8 см³/л соответственно выделенным интервалам. С целью опробования различных методик интерпретации данных газового каротажа в качестве объекта исследования были выбраны карбонатный пласт-коллектор нижнего карбона турнейского яруса (C_{1t}) залегающий на глубине 1661-1686 м и карбонатный пласт-коллектор верхнедевонский заволжского надгоризонта залегающий на глубине 1879-1893 м (приложение А). Исходя из его значительной мощности 14-25 м и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации.

Анализ шлама, данные ТВД кернов №1, №2, №3 и №4, литологическое макроописание приводится ниже сверху в низ.

В интервале 470-566 м выделены сакмарский и ассельский ярусы. Интервал пройден сплошным бурением и представлен известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

Интервал 566-855 м представлен отложениями верхнего карбона и сложен известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

В интервале 855-1175 м залегает нерасчлененная группа пластов мячковского, подольского и каширского горизонтов. Интервал 855-1105 м в кровле сложен известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости. Центральная часть интервала (1105-1162м) представлена известняками белыми, светло-серыми, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости. Подошва интервала (1162-1175 м) представлена равномерным переслаиванием глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой и известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

Верейский горизонт вскрыт в интервале 1175-1219 м и представлен переслаиванием глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой и известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

Отложения башкирского яруса представлены в интервале 1219-1333 м и сложены известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

В интервале 1220-1238 м отобран керн №1 (вынос керна 18 м - 100%). Отобранный керн представлен известняком серым, темно-серым, коричневатым, мелкокристаллическим, с включениями кальцита, от средней крепости до крепкого, плотным, с редкими прожилками глины зеленой, слоистой, средней крепости, легко размывается водой. Без признаков УВ.

В интервале 1333-1547 м выделены нерасчлененные отложения серпуховского яруса и окского надгоризонта. Интервал представлен известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

Тульские отложения вскрыты в интервале 1547-1600 м и по данным анализа каменного материала сложены в кровле известняками белыми, от светло-серых до серых, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости. Центральная часть интервала (1570-1586 м) представлена переслаиванием глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой и известняков белых, от светло-серых до серых, мелоподобных, скрыто-мелкокристаллических, плотных, массивных, средней крепости. Подошва интервала (1586-1600) представлена переслаиванием глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой с известняками белыми, от светло-серых до серых, коричневатыми, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости и песчаниками серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, слабосцементированными, слабой крепости.

Отложения бобриковского горизонта залегают в интервале 1600-1644 м, и представлены в кровле интервала (1600-1620 м) переслаиванием глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой с песчаниками серыми, кварцевыми, мелкозернистыми, слабосцементированными, слабой крепости. Центральная часть интервала (1620-1640 м) представлена глинами серыми, тёмно-серыми, пластичными, вязкими, легко размываемыми водой. Подошва интервала (1640-1644 м) представлена переслаиванием известняков белых, светло серых, мелоподобных, скрыто-мелкокристаллических, плотных, массивных, средней крепости и глин серых, тёмно-серых, пластичных, вязких, легко размываемых водой.

Породы турнейского возраста выделяются в интервале 1644-1868 м и представлены известняками белыми, светло-серыми, мелоподобными, скрыто-мелкокристаллическими, плотными, массивными, средней крепости.

В интервале 1648-1666 м отобран керн №2 (вынос керна 18 м - 100%). Отобранный керн представлен известняком светло-серым, серым, плотным,

крепким, скрытокристаллическим, со следами органических остатков фауны, с редкими прослойками глины серой до 5 мм, с выпотами темно-коричневой жидкости, с запахом УВ на свежем сколе по всему слою.

По отбору шлама породы заволжского возраста выделяются в интервале 1644-1868 м и представлены переслаиванием известняков светло-серых, от серых до почти черных, местами глинистых, скрыто-мелкокристаллических, плотных, массивных, средней крепости.

В интервале 1875-1893 м отобран керн №3 (вынос керна 18 м - 100%). Отобранный керн представлен известняком темно-серым, до черного, плотным, крепким, скрытокристаллическим, образец воду не впитывает, с единичным пропластком в 4,5 м от кровли мощностью в 20 см, с выпотами темно-коричневой жидкости по субвертикальной трещиноватости, с запахом УВ на свежем сколе. Карбонатометрия: кальцит – 90%, доломит – 2%, Н.О.– 8%. ЛБА: 4 ОК-СБ, 4 К-СБ.

В интервале 1875-1893 м отобран керн №4 (вынос керна 10,5 м - 90%).

Отобранный керн представлен известняком темно-серым, местами коричневатым до черного, плотным, крепким, скрытокристаллическим, образец воду не впитывает, трещины заполнены кальцитом (CaCO_3), с запахом H_2S (сероводород). Карбонатометрия: кальцит – 95%, доломит – 2%, Н.О.– 3%. ЛБА: 3 СК-МСБ, 4 К-СБ, 3 ОЖ-МБ, 3 ОЖ-МБ, 3 Ж - МБ.

При проведении газового каротажа в разведочной скважине №6 Лапинского месторождения с глубины 1645 м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора 3-4 кратное увеличение превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастают тяжелые углеводороды (приложение Д).

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 $C1...C6$ и флюидных коэффициентов наносятся на палетки РАГ. Газы поступившие в хроматограф пересчитываются из абсолютных значений по формуле в удельную газонасыщенность. Относительные газопоказания по продуктивным пластам В1 и Дл представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты газопоказаний

Глубина, м	Относительные значения, %отн.				
	$C1 / C1...C6$	$C2 / C1...C6$	$C3 / C1...C6$	$C4 / C1...C6$	$C5 / C1...C6$
Пласт В1 (интервал 1661-1672 м)					
1661	9,88	12,35	39,51	28,4	9,88
1663	9,95	11,52	41,88	26,7	9,95
1666	4,9	11,76	38,24	28,43	16,67
1670	4,55	9,09	36,36	31,82	18,18
1672	3,33	11,67	36,67	28,33	20
Пласт Дл (интервал 1880-1893 м)					
1883	25,93	7,41	55,56	3,7	7,41
1887	32	8	52	4	4
1890	13,64	18,18	50	9,09	9,09
1893	48,65	0	43,24	0	8,11

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

1. 1661 - 1672 м уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,0192% абс, удельная газонасыщенность образцов

шлама до $4,125 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 5 баллов, темно-коричневого цвета – смолисто-асфальтовый битумоид (битумоиды с содержанием: асфальтенов более 20%). Аномалия приурочена к вскрытию коллекторов турнейского возраста, насыщенных нефтью.

2. 1672 - 1686 м уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,0254% абс, - удельная газонасыщенность образцов шлама до $5,436 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек шлама 5 баллов, темно-коричневого цвета – смолисто-асфальтовый битумоид (битумоиды с содержанием: асфальтенов более 20%). Аномалия приурочена к вскрытию коллекторов турнейского возраста, со смешанным насыщением (нефть+вода).

3. 1880 - 1893 м уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,0063% абс, удельная газонасыщенность образцов керна до $0,9096 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, люминесценция хлороформных вытяжек керна 4 балла, оранжево-коричневого, коричневого цвета – смолистый битумоид (битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (13-20%). Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов заволжского горизонта, насыщенных нефтью.

4. 1893-1905 м уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,0051% абс, люминесценция хлороформных вытяжек керна 3 балла, желтого цвета - маслянистый битумоид, 4 балла, оранжево-коричневого, коричневого цвета – смолистый битумоид (битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов (13-20%). Аномалия приурочена к вскрытию коллекторов заволжского возраста, насыщенных водой.

При интерпретации газового каротажа в скважине №6 Лапинской выделены два перспективных объекта пласт В1 турнейского возраста в интервале 1661-1672 м - пласт-коллектор мощности 11 м насыщенный нефтью и пласт Дл заволжского возраста в интервале 1880-1893 м - пласт-

коллектор мощности 11 м насыщенный нефтью, по керну №2 и №3 и высоким показаниям по данной непрерывной дегазации. Коллектор представлен известняками светло-серыми, серыми, темно-серыми до черных, плотными, крепкими, трещиноватыми, скрытокристаллическим, со следами органических остатков фауны. С запахом и выпотами УВ.

Анализируя результаты интерпретации газового каротажа все применяемые в данной работе методики, показали характер насыщения коллектора – нефть.

Превышение газовых аномалий относительно фоновых показаний изменяется в пределах 10-100 раз представлен в таблице 2.

Таблица 2 - 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 ³ /дм ³	ЛБА	Интерпретация ГазК (характер насыщения)	
					РАГ	керну
Турнейский ярус (пласт В1)						
1661 - 1672	0,0022 - 0,0192	3-кратное увеличение газосодержания БПЖ	4,125	5 ТК САБ-1	нефть	нефть
1672 - 1686	0 - 0,0254	4-кратное увеличение газосодержания БПЖ	2,539 - 5,436	5 ТК САБ-1	Нефть +вода	Нефть+вода
Заволжский надгоризонт (пласт Дл)						
1880 - 1893	0,0015 - 0,0063	2-кратное увеличение газосодержания БПЖ з	10,37 - 304,64	4 К СБ	нефть	нефть
1893 - 1905	0,0016 - 0,0042	2-кратное увеличение	9,05 - 25,96	4 К СБ, 3 Ж	вода	вода

		газосодержания БПЖ		МБ		
--	--	--------------------	--	----	--	--

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе изучено тектоническое строение и нефтегазоносность района работ. В пределах Лапинского месторождения пробурена одна поисково-оценочная скважина, которая подтвердила нефтеносность в пластах А4 башкирского яруса, В₁ турнейского яруса и Дл заволжского надгоризонта. Лапинское месторождение на данном этапе изученности считается не подготовленным к промышленной разработке: запасы категории С₁ составляют 60 %. С целью доразведки была заложена в южном куполе скважина №6. Бурение скважины сопровождалось с регистрацией газопоказаний, отбора шлама и керна.

В работе описаны методики выполнения геологических исследований газового каротажа, шлама и керна.

В процессе геолого-геохимических исследований отбора шлама и керна, данных газового каротажа были выделены перспективные объекты турнейского яруса в интервалах: 1661 - 1671,8 м – пласты-коллекторы, насыщенные нефтью, 1671,8 - 1686,5 м – пласты-коллекторы со смешанным нефтенасыщением (нефть+вода), заволжского горизонта: 1879,5-1892,8м – пласты-коллекторы, насыщенные нефтью, 1892,8 -1905 м – насыщенные водой.

-

