

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

Кафедра геофизики

**Характер насыщения и выделение продуктивных пород-коллекторов по
данным ГТИ**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

геологического ф-та

Алимбекова Ярослава Олеговича

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

Введение. Оперативная интерпретация геологической информации данных геолого-технологических исследований и газового каротажа (ГТИ и ГК) в процессе бурения, позволяет ещё до проведения геофизических исследований в скважине выделить перспективные горизонты. Наиболее оперативными данными являются данные газового каротажа.

В основу бакалаврской работы войдут материалы собранные мной во время прохождения практики летом 2021 года на Ново-Светском месторождении в составе отряда ГТИ предприятия «ГеоТайм».

Целью работы является выделение пластов-коллекторов среднего карбона и верхнего девона, а так же оценка характера насыщения этих пластов использование ГТИ на примере на примере поисково-оценочной скважины №1 Ново-Светской.

Данная цель предполагает решение ряда задач:

- Изучение геолого-геофизических характеристик;
- Выделение пластов-коллекторов по данным ГТИ;
- Ознакомление с методами проведения газового каротажа;
- Определение характера насыщения пластов-коллекторов по газовому каротажу.
- Определить характер пород-коллекторов по данным ЛБА.

Бакалаврская работа состоит из трех разделов: общие сведения и степень изученности, геолого-геофизическая характеристика территории исследования, геохимические исследования газового каротажа прогноз вскрытия пласта-коллектора, определение характера насыщения вскрытого разреза, введения, заключения, списка использованных источников и пяти приложений. Для исследования в работе были описаны определение насыщения по данным газового каротажа, характера насыщения на основании данных ЛБА, ГИС.

Основное содержание работы. В строении осадочного чехла изучаемой территории принимают участие отложения четвертичной, неогеновой, пермской, каменноугольной и девонской систем. В разрезе отмечаются стратиграфические перерывы, обусловленные периодами отсутствия

осадконакопления (эпохи размыва или неотложения осадков), выпадение из разреза нижнедевонских, мезозойских и палеогеновых отложений.

В процессе геологического развития изучаемой территории периодически складывались благоприятные условия для формирования природных резервуаров, выражающиеся в чередовании отложений, слагающих породы-коллекторы и флюидоупоры.

Изучаемая территория расположена на юго-западном борту Бузулукской впадины, в зоне сочленения её с юго-восточным склоном Жигулёвского свода, в пределах преимущественно субширотной ориентированной Пестравско-Украинской гряды выступов кристаллического фундамента.

На структурной карте по ОГ Дкн-«Д» (кровля тиманского горизонта), Ново-Светская структура повторяет свои очертания вышеописанного горизонта, как показано на приложении Б. Размеры структуры по изогипсе - 3220 м 1,5х1,1 км с амплитудой 30 м.

На структурной карте по ОГ «У» (кровля бобриковского горизонта) Ново-Светская структура более пологая по отношению с нижележащими отражающими горизонтами, как показано на приложении В. Размеры структуры по изогипсе -2420м 0,75х0,5 км с амплитудой 20 м.

Исходя из анализа морфологии ловушек по разным горизонтам (размеры, амплитуда, сложность строения), можно предположить возможно нефтеносные комплексы в порядке убывающих перспектив (размеров ожидаемых залежей): окско-башкирские, карбонатные верхнедевонские (петинские) и турнейские, живетско-нижнефранские отложения.

Изучаемый участок приурочен к Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В настоящее время на изучаемой территории в пределах которого расположены изучаемые структуры открыты Пиненковское, Западно-Пиненковское, Восточно-Фурмановское, Крюковское, Хомяковское, Мамуринское, Верхне-Гайское, Шаболовское, Санталовское месторождения нефти.

Западно-Пиненковское месторождение, расположенное в непосредственной близости от изучаемого объекта, по промыслово-геофизическим данным (ГИС) признаки нефтенасыщения выявлены в евлановско-ливенских отложениях, воронежском, петинском, саргаевском горизонтах верхнего девона.

Анализ данных о нефтеносности разреза подтверждает перспективность изучаемых структур. Открытие нефтяных залежей можно, прежде всего, ожидать в отложениях среднего карбона (пласт А₄ башкирского яруса), нижнего карбона (пласты Б₂, Б₃ бобриковского горизонта, В₁ турнейского яруса).

При бурении поисковых скважин на изучаемых объектах необходимо продолжить изучение нефтегазоносности отложений верейского горизонта, окского надгоризонта, тульского, евлановского-ливенского, воронежского и саргаевского горизонтов, а также отложений терригенного девона.

Методика исследования. При изучении разрезов скважин, особенно для выделения нефтегазоносных пластов, применяют ряд физико-химических методов, объединяемых под названием геохимических. Наибольшее распространение получили газометрия скважин и методы изучения шлама, относящиеся к числу прямых методов исследования разрезов скважин.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф (ХГ), в котором происходит деление газовой смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов углеводородных газов, находящихся в газовой смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

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. 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 %.

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

Концентрация углеводородов в буровом растворе прямо пропорциональна объему породы, разрушаемой долотом в единицу времени, произведению коэффициентов пористости k_n и нефтегазонасыщения $k_{нг}$, пластовому давлению $p_{пл}$ (в газоносных пластах) или газовому фактору $S_{пор}$ поровой жидкости (в нефте-, водонасыщенных породах) и обратно пропорциональна расходу Q бурового раствора в единицу времени. Чтобы при интерпретации вычислить содержание газа в единице объема пласта, необходимо параллельно с газосодержанием выходящего бурового раствора $\Gamma_{вых}$ регистрировать его расход $Q_{вых}$ и скорость бурения o_5 , учитывать диаметр скважины.

Существуют две разновидности газометрии: в процессе бурения и после бурения. В первом методе газосодержание выходящего бурового раствора исследуют одновременно с бурением.

Извлеченная из бурового раствора газовоздушная смесь поступает в дегазируемую порцию жидкости через интегрирующий контур с аэратором,

который представляет собой сосуд или трубку с большим числом мелких отверстий, обеспечивающих барботирование газовой смеси через буровой раствор. В результате происходит усреднение состава газовой смеси за некоторое время и, следовательно, сглаживание кратковременных пульсаций.

Часть газа из интегрирующего контура направляется на газоанализаторы газометрических (газокаротажных) станций, устанавливаемых на специальных автомобилях или прицепах.

Суммарное содержание углеводородов в газовой смеси определяется в пульте суммарного газоанализатора с помощью катарометра. Он устанавливает содержание углеводородных газов (имеющих большую теплопроводность по сравнению с воздухом) по различию теплопроводности газовой смеси, проходящей через рабочую камеру, и чистого воздуха, подаваемого в компенсационную камеру. Чувствительные элементы (резисторы), помещенные в эти камеры, служат плечами моста постоянного тока и несколько нагреваются током питания моста. С помощью реохорда мост балансирует при пропускании через обе камеры чистого воздуха. При наличии в исследуемой смеси углеводородных газов, повышающих теплопроводность в рабочей камере, изменяется степень охлаждения ее чувствительного элемента, а значит, и электрическое сопротивление последнего, т.е. равновесие мостика нарушается.

Определенную информацию о пройденных скважиной породах можно получить, отбирая и исследуя шлам, т.е. частицы разбуренной породы, выносимой раствором. Отбор шлама в процессе бурения рекомендуется проводить через 5 метров проходки, перед вскрытием и в нефтегазоносном пласте через 2-3 метр, а в интервалах отбора керна - через 1 метр.

Отобранный шлам отмывают от глинистого раствора, высушивают, описывают, проводят исследования карбонатности, пористости и осуществляют люминесцентный и битуминологический анализы.

Признаками подхода к нефтегазонасыщенному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются:

– аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям;

– изменение значений флюидных коэффициентов CH_4/C_2H_6 , C_2H_6/C_3H_8 и т.д.

– уменьшение значения флюидного коэффициента $CH_4/\Sigma TУ$ (тяжелых углеводородов).

– Параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к продуктивным коллекторам происходит изменение (по сравнению с фоновым) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов, при подходе к газовому - возрастает роль метана. Значение флюидных коэффициентов изменяется в сторону как увеличения, так и уменьшения.

Результаты работ. Бурение скважины №1 Ново-Светского месторождения сопровождалось геолого-геохимическими исследованиями в интервале бурения 80-3190м.

При проведении ГТИ проведен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием проб шлама, отобранного в процессе бурения, газового каротажа, данными этих данных с учетом результатов ГИС.

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 данным газового каротажа.

При проведении газового каротажа в скважине №1 Ново-Светской в перспективном участке разреза в интервалах 1793-1802м и 3190-3126м параллельно с ростом концентрации углеводородов при подходе к

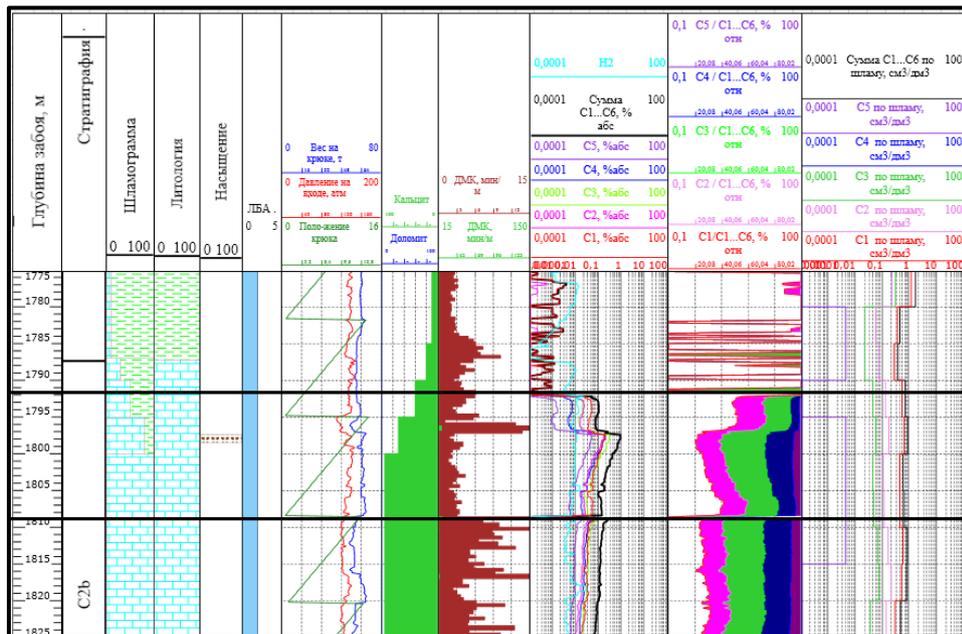
продуктивному коллектору регистрировалось изменение (аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора в два раза превышающее фоновые значения) их состава: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастают тяжелые углеводороды C2, C3, C4, C5. В результате было выявлено, что аномальная зона исследуемого пласта разбита на 2 блока насыщения (таблица 2, рисунки 4 и 5, приложение Д).

Таблица 2 - Результаты газопоказаний

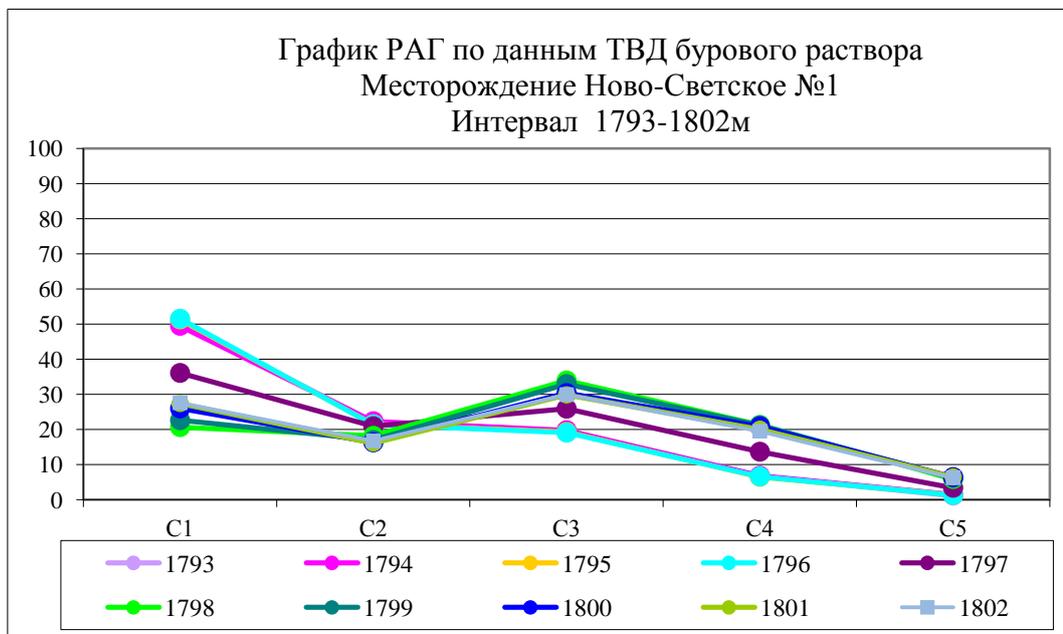
Глубина	C1 / C1...C6	C2 / C1...C6	C3 / C1...C6	C4 / C1...C6	C5 / C1...C6
В интервале 1793-1802м					
1793	51	22,08	19,36	6,57	0,99
1794	49,54	22,33	19,79	6,86	1,48
1795	51,36	21,54	19,19	6,53	1,38
1796	51,59	21,41	19,18	6,56	1,27
1797	41,25	21,78	23,78	10,75	2,44
1798	23,32	18,28	32,45	20,48	5,48
1799	20,71	18,23	33,84	21,32	5,9
1800	22,91	16,95	32,67	21,21	6,26
1801	26,06	16,29	30,4	20,8	6,46
1802	27,5	16,2	29,75	20,05	6,51
В интервале 3095-3105м					
3095	79,05	13,27	5,77	1,43	0,48
3096	81,59	12,24	4,61	1,09	0,47
3097	81,75	12,56	4,37	1,02	0,31
3098	82,35	12,2	4,35	0,85	0,26
3099	83,51	11,63	3,88	0,74	0,24

Продолжение таблицы 2

3100	83,3	11,76	3,9	0,79	0,25
3101	82,95	11,76	4,18	0,83	0,28
3102	81,84	12,39	4,43	0,99	0,34
3103	76,34	14,93	6,45	1,71	0,57
3104	80,78	12,58	4,99	1,21	0,44
3105	81,88	12,2	4,57	1,01	0,34
3106	82,35	12,14	4,23	0,96	0,32

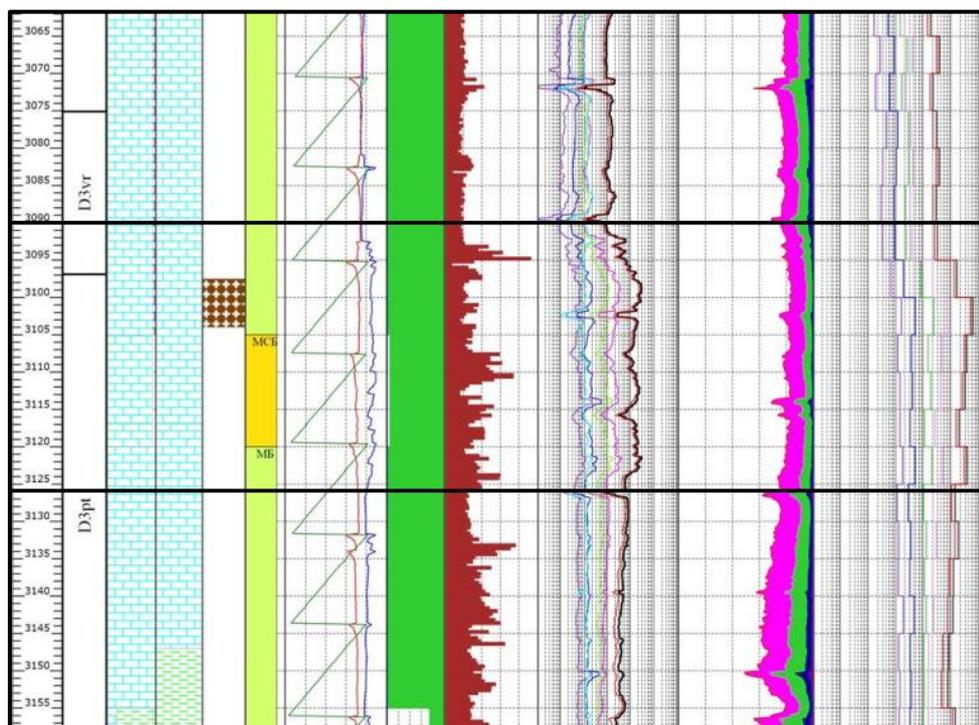


А-газовый картаж

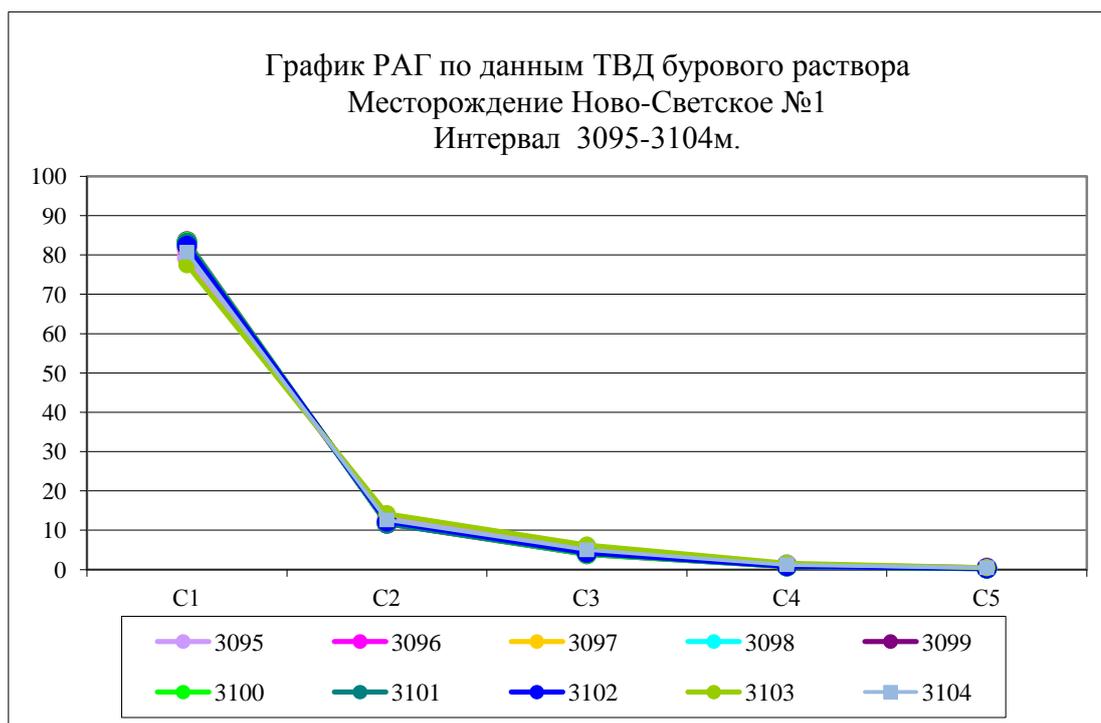


Б - график

Рисунок 4 – Газовый картаж и график РАГ



А-газовый каротаж



Б - график

Рисунок 5 - Газовый каротаж и график РАГ

На кривых суммарных газопоказаний РАГ по раствору в интервалах 1793-1802м и 3095-3104м выделяются аномальные участки превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений, суммарного газа в процессе

непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. Значения по увеличению газов в интервале 1793-1802м: C1 до 0,1569%абс, C2 до 0,1293%абс, C3 до 0,2309%абс, C4 до 0,147%абс, C5 до 0,088%абс. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) говорит о признаках нефти. В интервале 3095-3104м: C1 до 2,263%абс, C2 до 0,3152%абс, C3 до 0,092%абс, C4 до 0,079%абс, C5 до 0,079%абс. Повышенное содержание легких газов (метан) и тяжелых (пентан, гексан) говорит о признаках нефти. При значении газов более 0,1% коллектор считается насыщенным нефтью.

В пласте-коллекторе в интервале 1797,4-1798,5м люминесценция хлороформных вытяжек шлама составила 2 балла, беловато-голубого цвета, что говорит о присутствии в породах легких битумоидов (углеводородные флюиды. Не содержащие смол и асфальтенов).

В интервале 3097,5 – 3104м люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, голубовато-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянистых битумоидов (нефти и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов).

При проведении ГИС в выделенных интервалах 1797,4-1798,5м и 3097,5-3104м продуктивных пластов диаграммы ГК, НГК и ПС показали низкие значения сопротивления, что говорит о хороших коллекторских свойствах пород.

Интервал 1797,4-1798,5м по данным ГИС коллектор водонасыщен, как показано в таблице 5. Но по данным ГТИ повышение газов.

Интервал 3097,5-3105,1м по данным ГИС коллектор насыщен нефтью.

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в бакалаврской работе описаны комплексы ГТИ, изучено геологическое и тектоническое строение района работ. Описаны методы и методики выполнения геологических исследований, газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа. Дано описание методик определения характера насыщения при помощи построения палеток РАГ.

В разрезе изучаемого Ново-Светского месторождения, выделены продуктивные пласты и описан характер их насыщения:

в интервале 1797,4-1798,5м:

- уровень газосодержания БПЖ до 0,83%абс;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 2 балла, беловато-голубого цвета, что говорит о присутствии в породах легких битумоидов.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов пласта башкирского яруса, насыщенных остаточной нефтью.

в интервале 3097,5 - 3104м:

- уровень газосодержания БПЖ до 2,7679%абс;
- люминесценция хлороформных вытяжек шлама 4 балла, голубовато-желтого цвета, что говорит о присутствии в породах маслянистых битумоидов.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов пласта Д_{3рт} петинского горизонта франского яруса, насыщенных нефтью.

По результатам сравнения полученных результатов с данными ГИС подтверждено, что башкирский и петинский возрасты горизонты являются нефтенасыщенными.