

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

Кафедра геофизики

**«Характеристика нефтегазоносности нижнемеловых отложений
Мытаяхинского месторождения по данным методов ГИС»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы заочной формы обучения
геологического факультета
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
Аллахвердиева Бахлула Каримовича

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 2020

Введение. Актуальность работы определяется важностью для задач разработки информации о геолого-геофизических свойствах разреза и в особенности - перспективных интервалов пород-коллекторов. Цель работы: охарактеризовать нефтегазоносность исследуемого интервала нижнемеловых отложений Мытаяхинского месторождения методами ГИС. Объект исследования: нижнемеловые отложения на территории Мытаяхинского месторождения. К задачам работы относятся: получение геологической информации о строении и свойствах разреза путём интерпретации данных комплекса методов ГИС, выделение интервалов пород-коллекторов в исследуемом разрезе, оценка нефтегазоносности выделенных интервалов на основании результатов интерпретации.

Основное содержание работы. Раздел 1 “Геолого-геофизические особенности территории” посвящен описанию расположения и геолого-геофизического строения региона исследования. Включает в себя 3 подраздела.

В подразделе 1.1 “Общее административное положение месторождения” дана информация об административном положении исследуемого месторождения, ближайших населённых пунктах. Месторождение расположен в северной части Тянского лицензионного участка на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

В подразделе 1.2 “Литолого-стратиграфическая характеристика” описано общее строение геологического разреза на территории. Геологический разрез изучаемой территории представлен тремя структурными этажами: палеозойским кристаллическим фундаментом, промежуточным вулканогенно-осадочным комплексом триасового возраста, заполняющим грабенообразные зоны и отдельные впадины и мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Расчленение разреза последнего основывается на регионально-стратиграфических схемах мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Палеозойские отложения представлены миндалекаменными андезитовыми порфиритами. Эти же породы вскрыты и скважиной №227 на Нижне-Сортымской площади.

Туринская серия имеет триасовый возраст, литологически сложена туфами, туффитами псаммитовыми, кислого состава, витрокластическими, пёстроцветными, сероцветными аргиллитами. Толщина туринской серии на Тяньском месторождении достигает 170 м. Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол представлен отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Юрские отложения представлены тремя отделами - нижним, средним, верхним. Мощность толщи пород юрских отложений достигает 650 м. В составе нижнего отдела выделяется горелая свита, средний отдел представлен отложениями тюменской свиты, верхнеюрский отдел объединяет абалакскую и баженовскую свиты. Нефтеносными являются продуктивные отложения тюменской свиты (пласт ЮС2). Меловые отложения представлены двумя отделами – нижним и верхним. Мощность толщи пород меловых отложений 2000-2150 м. Нижнемеловые отложения представлены ахской, черкашинской, алымской и нижней частью покурской свиты. Верхнемеловые отложения представлены верхней частью покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами. Выше залегают отложения палеогеновой и четвертичной систем.

В подразделе 1.3 “Тектоническое строение месторождения” описано положение территории относительно тектонических структур разного порядка. Мытаяхинское месторождение расположено на Северо-западном склоне Сургутского свода и граничит с другой структурой I порядка – Северо-Сургутской моноклиной. Положительные структурные элементы, контролируемые нефтегазоносность связаны со структурой II порядка – Тромъеганским куполовидным поднятием. Оно отделяется от других приподнятых тектонических элементов серией прогибов: на севере от Нумтовского вала – Восточно-Ярсомовским прогибом; на юге от Нижнесортимского структурного носа – Восточно-Нижнесортимским прогибом; на западе от Июльского куполовидного поднятия и Ватлорского вала – Восточно-Ямпинским прогибом; на востоке от Верхне-Надымского вала – Соимской котловиной. Мытаяхинское нефтяное месторождение расположено на

Тромъеганском куполовидном поднятии, контролируется серией положительных структур III порядка, среди которых выделяются: Мурьяунская, Турынская, Лукъявинская, Западно-Перевальная, Васалухинская структуры. В свою очередь, структурный план этих элементов осложнен поднятиями еще более низких рангов.

Подраздел 1.4 “Нефтегазоносность” включает в себя сведения о перспективных, на коллекторы нефти и газа, стратиграфических интервалах на исследуемой территории. Нефтегазоносность Мытаяхинского месторождения установлена в нижнемеловых отложениях сангопайской свиты готерив-баремского возраста K1br (пласты AC4/0, AC4), K1g (пласты AC7, AC9, AC10/1), усть-балыкской свиты готеривского возраста K1g (пласты BC1, BC4, BC6/1, BC8/2), сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста K1v (пласты AЧ2+3), K1b (пласт AЧ4) и юрских отложениях (продуктивные отложения тюменской свиты J2tm (пласт ЮС2).

Раздел 2 “Методика исследования” включает в себя информацию о комплексе методов ГИС, применяемых на месторождении и даёт их характеристику, описывает интерпретацию результатов. Включает в себя 2 подраздела.

В подразделе 2.1 “Характеристика комплекса методов ГИС” описан комплекс методов ГИС, примененный в данном исследовании и отображенный на каротажных материалах в приложениях Б, В, Г. Комплекс включает в себя Каротаж кажущегося сопротивления (КС); Самопроизвольной поляризации (СП); Боковой каротаж (БК); Индукционный каротаж (ИК); Гамма-каротаж (ГК).

В подразделе 2.2 “Интерпретация результатов ГИС и определение коллекторских свойств” освещены способы интерпретации каротажного материала данного комплекса ГИС с целью выделения коллекторов и получения характеристики нефтегазоносности толщи. ГК в условиях исследуемого месторождения позволяет получить информацию о глинистости и пористости пород, на основании опытных зависимостей $K_p(\Delta I_\gamma)$. Для исключения влияния

источника нейтронов в канале ННК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используются относительное значение гамма-активности пластов-коллекторов - двойной разностный параметр $\Delta I\gamma$. В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные прослои минимальными значениями ГК ($I\gamma_{\min}$) и толщи глин с максимальными значениями ГК ($I\gamma_{\max}$). Физическая основа связи $K_{\text{п}}$ с интенсивностью ГК (или двойным разностным параметром $\Delta I\gamma$) в терригенных глинистых коллекторах обусловлена меньшей пористостью глинизованного коллектора, т.е. по сути обусловлена наличием обратной связи между $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{гл}}$. Эта связь на Мытаяхинском месторождении отражена через метод ГК по формуле 1:

$$K_{\text{п}}^{\text{ГК}} = -12,4 \Delta I\gamma + 19 \quad (1)$$

Коэффициент глинистости определялся связью 2:

$$K_{\text{гл}}^{\text{ГК}} = 0,28 \Delta I\gamma - 0,75 \quad (2)$$

Данные соотношения установлены по данным прямых исследований.

Коэффициент проницаемости получен через коэффициент пористости согласно выражению 3 :

$$\lg K_{\text{пр}} = 144,73 \cdot K_{\text{п}}^2 - 7,63 \cdot K_{\text{п}} - 1,86 \quad (3)$$

Геологическая интерпретация комплекса ГИС заключалась в выделении коллекторов, оценке их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения. Проводится на основании данных комплекса методов ГИС. В качестве косвенных количественных критериев использовались граничные значения фильтрационно-ёмкостных свойств ($K_{\text{п}}^{\text{кр}}$, $K_{\text{пр}}^{\text{кр}}$), показаний методов ГК и каротажа КС, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Критерии выделения коллекторов

Критерии выделения коллекторов	
$\Delta I\gamma \leq 0,68$	$K_{\text{п}} = 15,6\%$

$$K_{пр}=0.8 \text{ мД} \quad \rho_{п}=7.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Также использовались следующие качественные признаки: минимальные показания ГК, превышение показаний БК в коллекторах над уровнем БК глин не менее чем в 1.7-1.8 раз. Напротив, проницаемых интервалов с невысокой относительной глинистостью отмечается наличие отрицательной амплитуды ПС.

Удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы $\rho_{нп}$, которое возрастает в R_n раз по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{вп}$ выражается через 4, как :

$$R_n = \rho_{нп}/\rho_{вп} = R_n \rho_{вп} \quad (4)$$

Коэффициент нефтегазонасыщенности, согласно выражению 5, равен:

$$K_{нг} = 1 - K_v \quad (5)$$

При определении коэффициента нефтегазонасыщения коллектора используется весь комплекс методов, включающий методы определения сопротивления неизменной части коллектора ($\rho_{нп}$). методы пористости для определения по ней параметра пористости (R_n) и методы, позволяющие получить информацию об удельном сопротивлении пластовой воды.

Раздел 3 “Результаты исследования” содержит в себе описание и результаты выделения коллекторов, сводную информацию о фильтрационно-ёмкостных свойствах выделенных интервалов и характеристику их нефтегазонасыщенности.

В подразделе 3.1 “Выделение интервалов коллектора” дано подробное описание интервалов на каротажных диаграммах, качественная интерпретация данных ГИС. Для скважины №2769, на фрагменте каротажной диаграммы в приложении Б, в интервале 2557 – 2558.8м, 2561 – 2563.4м, 2573 – 2573.6м, 2574.4 2576.2м наблюдаем, что дополнительно отмечено на рисунке 1, показания БК на уровне 8-13 Ом, что выше сопротивления в глинистых вмещающих породах (около 7 Ом) и ниже плотных высокоомных интервалов (до 400 Ом),

что соответствует значениям сопротивлений для пород-коллекторов. По методу ГК для данных интервалов получены значения интенсивности 7-8 мкР/ч, что занимает среднее положением между высокоплотными породами с низкими значениями и глинами с типично высокими показаниями ГК. Пересчёт в $\Delta\gamma$ показаний ГК показал соответствие значений критериям коллектора из таблицы 1. Значения метода ПС ведут себя аналогично ГК, подчёркивая границу между глинистыми породам, коллектором и плотными, слабоглинистыми породами, показывая средние значения в 435 мВ. Значения сопротивления и проводимости по зондам КС (потенциал зонд) и ИК составляющие 9-12 Омм и 125 См/м также указывают на средние значения сопротивления, что характерно для нефтенасыщенного коллектора. В интервале 2580.6 - 2582.2м наблюдаются отличия от этой картины: сохраняются типичные средне-низкие показания по ГК и ПС, но сопротивление пород ниже (6-8 Омм), что позволяет делать выводы об ином характере насыщения, а именно предположительно водонасыщенном коллекторе. Для скважины №2771, на фрагменте каротажной диаграммы в приложении В, в интервале 2443.2 – 2436.4м выделен прослой с удельным сопротивлением около 17 Омм по методу БК, что выше сопротивления вмещающей глинистой толщи (7 Омм) и минимальными значениями ПС и ГК, а также удельное сопротивление намного меньше, чем у плотных разностей, что позволило выделить интервал как нефтенасыщенный. Прослой, выделенные в интервале 2446.4-2449м показали аналогичные признаки. Для скважины №2772, на фрагменте каротажной диаграммы в приложении Г, в интервале 2604.4-2606.6м установлено удельное сопротивление по БК 16Омм в сочетании со средне-низкими значениями ПС и ГК предполагает нефтенасыщенный коллектор. Сопротивление в 13 Омм на отметке 2605.6м предполагает большую обводненность на этом участке. Аналогично, на интервале 2619.6-2623.0м – сопротивление падает до 10.3 Омм, низкие значения ПС и ГК, указывают на большую водонасыщенность коллектора.

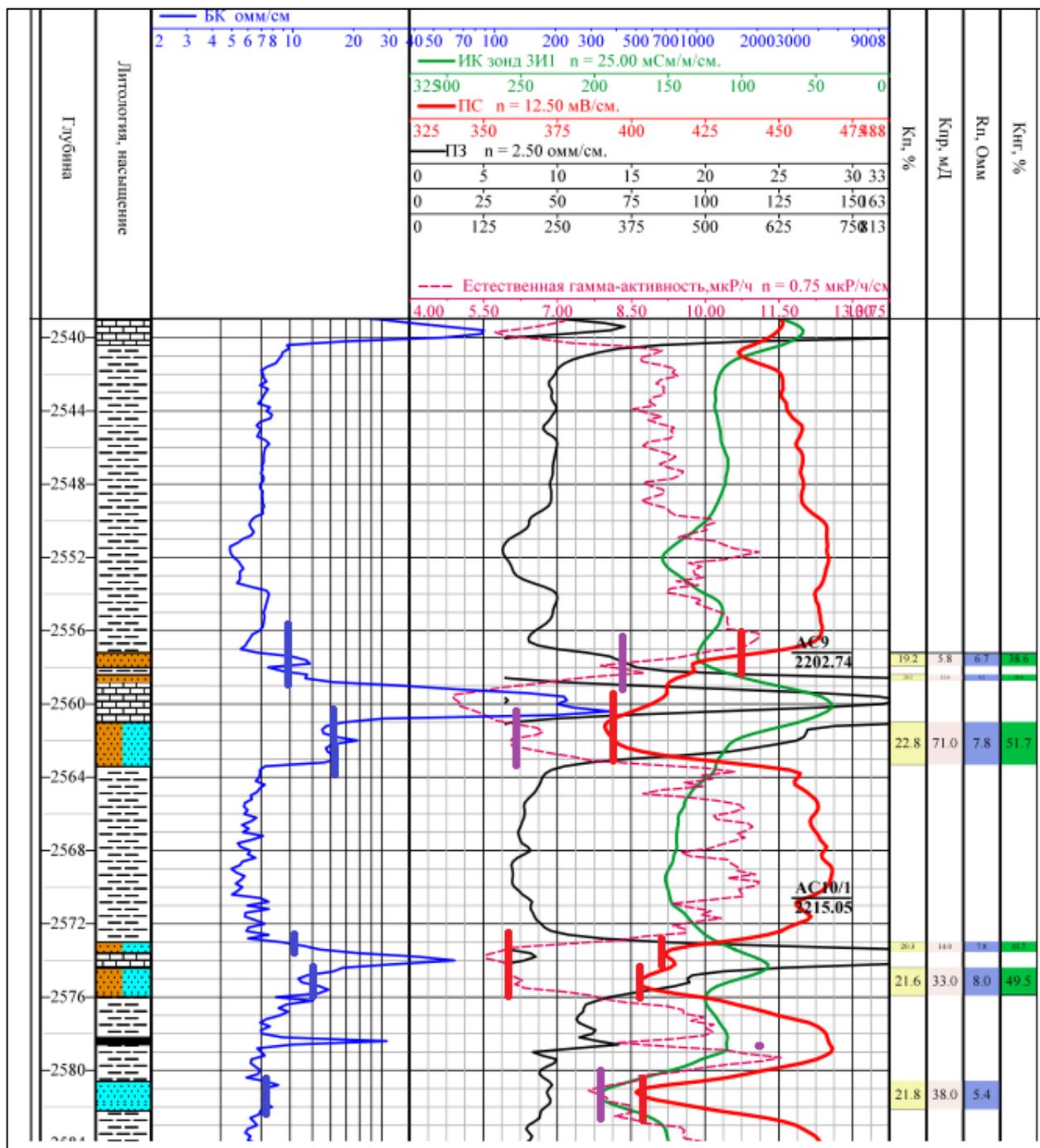


Рисунок 1 – Фрагмент каротажной диаграммы для скважины №2769

Участки на отметке 2626.6 2628.4м и 2631.5 2633.1м на фоне немного более высоких, чем у прошлых коллекторов значений ПС и ГК (452 мВ/см и 6.5-7 мкР/ч) имеют очень низкое сопротивление в 70мм. Вероятнее всего это водонасыщенный коллектор. Таким образом удалось выделить следующие перспективные интервалы, отображенные на фрагментах каротажных диаграмм в приложениях Б, В, Г. По скважине №2769 выделен коллектор в интервалы 2557.2-2582.2 м, общей эффективной мощности 4 м. По скважине №2771

выделен коллектор в интервалы 2433.2-2453.4 м, общей эффективной мощности 5,2 м. По скважине №2772 выделен коллектор в интервалы 2604.4-2626.6 м, общей эффективной мощности 6 м.

Подраздел 3.2 “Оценка коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности” включает в себя сводную информацию о фильтрационно-ёмкостных свойствах выделенных интервалов и характеристику их нефтегазонасыщенности.

На основании результатов интерпретации комплекса методов ГИС, установлены фильтрационно-ёмкостные характеристики исследуемых интервалов коллекторов, значения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты оценки коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности выделенных коллекторов

Скважина 2769 Интервал	H	рп аПС	$\Delta\gamma$ (ГК)	Хар-р насыщения	Кнг	Кпо Кгл	Кпр
2557.2 2558.0	0.8	6.7 0.5	0.65	нефть	38.6	19.0 20.52	5.8
2558.4 2558.8	0.4	9.2 0.58	0.67	нефть	48.8	20.2 15.4	12
2561.0 2563.4	0.4	7.8 0.81	0.63	н+в	51.7	22.8 10.1	71
2573.0 2573.6	0.6	7.8 0.59	0.57	н+в	45.7	20.3 11.3	14
2574.4 2576.2	1.8	8.0 0.70	0.58	н+в	49.5	21.6 9.6	33
2580.6 2582.2	1.6	5.4 0.72	0.71	вода		21.8 15.2	38
Скважина 2771 Интервал	H	рп аПС	$\Delta\gamma$ (ГК)	Хар-р насыщения	Кнг	Кпо Кгл	Кпр
2433.2 2435.0	1.8	16.8 0.93	0.03	нефть	61	24.2 6.0	154
2435.0 2435.4	0.4	11.8 0.81	0.19	нефть	58.6	22.8 11.6	71
2435.4 2436.4	1	11.8 0.81	0.07	нефть	58.6	22.8 7.4	71
2446.4 2447.4	1	8.8 0.72	0.08	нефть	51.7	21.7 7.7	36

Продолжение таблицы 1

2448.0 2449.0	1	8.8 0.73	0.18	нефть	51.1	21.9 11.2	40
Скважина 2772 Интервал	Н	рп аПС	$\Delta\gamma$ (ГК)	Хар-р насыщения	К _{нт}	К _{по} К _{гл}	К _{пр}
2604.4 2605.0	0.6	15.9 0.72	0.21	нефть	37.0	19.0 20.52	37.0
2605.0 2605.6	1	15.0 0.80	0.21	нефть	49.0	20.2 15.4	64.0
2605.6 2606.6	1	14.6 0.71	0.31	н+в	35.0	22.8 10.1	35.0
2619.6 2623.0	3,4	10.3 0.67	0.33	н+в	41.1	21.2 15.6	42.4
2626.6 2628.4	1.8	7.1 0.48	0.96	вода		19 28.3	4.9
2631.5 2633.1	1.6	7.2 0.40	0.59	вода		18.1 27.1	2.3

Наибольшие значения $K_{нт}$ 51.1 – 61%, $K_{п}$ 21.7-24.2% установлены по скважине 2771, наименьшие $K_{нт}$ 37.1 – 45.7%, $K_{п}$ 18.1-22.8% - по скважине 2772. Во все трёх скважинах выявлены нефтегазоносные интервалы. Наибольшая проницаемость коллектора установлена в скважине 2771.

Заключение. В ходе выполнения работы было проведено расчленение разреза с выделением областей пород-коллекторов и установлены их фильтрационно-ёмкостные свойства, путём интерпретации материалов каротажа по скважинам №2769, 2771, 2772. Породы коллекторы выявлены в интервале 2557.2-2582.2 м, общей эффективной мощности 4 м по скважине №2769, по скважине №2771 в интервале 2433.2-2453.4 м, общей эффективной мощности 5,2 м, по скважине №2772 выделен коллектор в интервале 2604.4-2626.6 м, общей эффективной мощности 6 м. Наибольшие значения $K_{нт}$ 51.1 – 61%, $K_{п}$ 21.7-24.2% установлены по скважине 2771, наименьшие $K_{нт}$ 37.1 – 45.7%, $K_{п}$ 18.1-22.8% - по скважине 2772. Из полученных данных сделаны выводы о нефтегазоносности исследуемого участка нижнемеловой толщи Мытояхинского месторождения и проведен сравнительный анализ по скважинам. Таким образом, в ходе

интерпретации установлено, что исследуемый интервал разреза на площади, охарактеризованной скважинами №2769, 2771, 2772 является перспективным объектом для дальнейшей промышленной эксплуатации.