

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

Кафедра геофизики

**«Определение момента вскрытия и оперативная оценка характера
насыщения пластов-коллекторов по данным ГТИ при бурении
горизонтальных скважин на примере Масленного месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
геологического ф-та
Касьян Оксаны Олеговны

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. Актуальность работы. Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований бурящихся скважин и предназначены для осуществления контроля процессов, происходящих в скважине на всех этапах ее строительства. ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования по параметрам, измеряемыми на поверхности.

Применение ГТИ позволяет оперативно изучать геологический разрез и оценивать перспективность разреза на нефтегазоносность уже на стадии строительства скважин, а в комплексе с данными ГИС (геофизическими исследованиями скважин), дают более полные и надёжные данные, позволяющие быстро и с достаточной точностью оценить продуктивность и характер насыщения исследуемого разреза.

Целью данной работы служит выделение пород-коллекторов по комплексу данных ГТИ и ГИС, на примере скважины X месторождения Масленное, а так же оценка характера насыщения данных коллекторов. Для достижения указанной цели в процессе написания квалификационной работы были поставлены следующие задачи:

- Изучить комплексы геолого-технологических исследований, применяемые для определения момента вскрытия пласта-коллектора в скважине и методики проведения газового каротажа в горизонтальных скважинах;
- Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа в горизонтальных скважинах;

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен краткому описанию района работ и включает в себя 5 подразделов. Подраздел 1.1 «Общие сведения о месторождении». В административном отношении месторождение находится на территории Бalezинского и Кезского районов Удмуртской Республики, в 40 км восточнее г. Глазова и в 25 км северо-восточнее п. Балезино. Подраздел 1.2 «Геолого-геофизическая изученность». Масленная структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1968 г. и подготовлена к глубокому бурению в 1971 г. В глубокое бурение введена в 1972 году. В подразделе 1.3 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» дается стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Глубокими скважинами на месторождении Масленное вскрыты кристаллические породы фундамента и осадочные образования венда и палеозоя. Наиболее древними образованиями, залегающими в основании геологического разреза, являются породы кристаллического фундамента. Подраздел 1.4 «Тектоника» представлено тектоническое строение и районирование территории. В тектоническом отношении Масленное месторождение расположено в Северной структурно-тектонической зоне Верхнекамской впадины основной особенностью которой является отсутствие в разрезе отложений рифейского комплекса протерозоя. По данным геофизических исследований фундамент имеет блоковое строение, ступенчато погружаясь в юго-восточном направлении. Поверхность фундамента облекают породы вендской системы протерозоя. Близость поверхности фундамента к палеозойскому чехлу определила основную особенность тектонического строения Масленного участка: структуры имеют разнообразную форму - от вытянутых по простиранию складок до куполообразных поднятий. В подразделе 1.5 «Нефтегазоносность» промышленная нефтеносность установлена в отложениях верейского горизонта башкирского яруса.

Раздел 2 «Методика проведения геолого-технологических исследований» включает в себя 3 подраздела. В подразделе 2.1. «Геолого-технологические

задачи, решаемые по данным ГТИ» рассмотрены общие сведения о задачах ГТИ. Подраздел 2.2 «Комплекс геолого-технологических исследований» включает в себя описание геолого-технологических исследований, которые являются неотъемлемой частью при выполнении геологоразведочных работ, оценки месторождения и разработки залежей нефти и газа. Данный подраздел состоит из 4 пунктов: 2.2.1 «определение карбонатности пород»; 2.2.2 «люминесцентно-битуминологический анализ»; 2.2.3 «газовый каротаж»; 2.2.4 «Особенности ГТИ в горизонтальных скважинах». В подразделе 2.3 «Интерпретация данных ГТИ» включена вся информация об интерпретации данных ГТИ. Данный раздел состоит из 5 пунктов: 2.3.1 «Прогнозирование вскрытия кровли коллектора»; 2.3.2 «Определение момента вскрытия кровли коллектора»; 2.3.3 «Решения, принимаемые при входе в коллектор»; 2.3.4 «Оценка продуктивности коллекторов по ГТИ»; 2.3.5 «Особенности интерпретации ГТИ в горизонтальных скважинах».

В соответствии с Технической инструкцией по проведению геологотехнологических исследований нефтяных и газовых скважин. РД 153 – 39.0–069 – 01, геолого-технологические исследования решают геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные задачи. В соответствии с тематикой работы остановимся подробно на геологических и технологических задачах:

- Оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

- ✓ интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;
- ✓ интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.

- Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.
- Оперативное выделение пластов-коллекторов.
- Определение характера насыщения пластов-коллекторов.

•Выявление реперных горизонтов.

Для решения этих задач применяются макро-, и микроописание шлама и керна, определение карбонатности, битуминозности пород, качественное и количественное изучение состава газа, выделившегося при непрерывной дегазации раствора или частичной дегазации раствора, шлама, керна, и т.д. Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну. Определение карбонатности горных 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. Анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе. 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.

Раздел 3 «Результаты исследования». В работе рассматривается применение газового каротажа для определения момента вскрытия пласта и оценки характера его насыщения. Для интерпретации данных газового каротажа была применена для 1 интервала исследования (1500-1530м),представлен на рисунке 1, палетка Пикслера, для 2 интервала (1710-1735м) исследования палетка РАГ.

При построении графика «палетки Пикслера» используются данные газового каротажа: C1, C2, C3, C4, C5, и сумма газов (Cn). Для нашего интервала: C1- 72,6%; C2-18,4%; C3-6,3%;C4- 1,3%;C5 – 1,5%. Данные строятся

масштаб 1:500

Условные обозначения:

Характер насыщения:

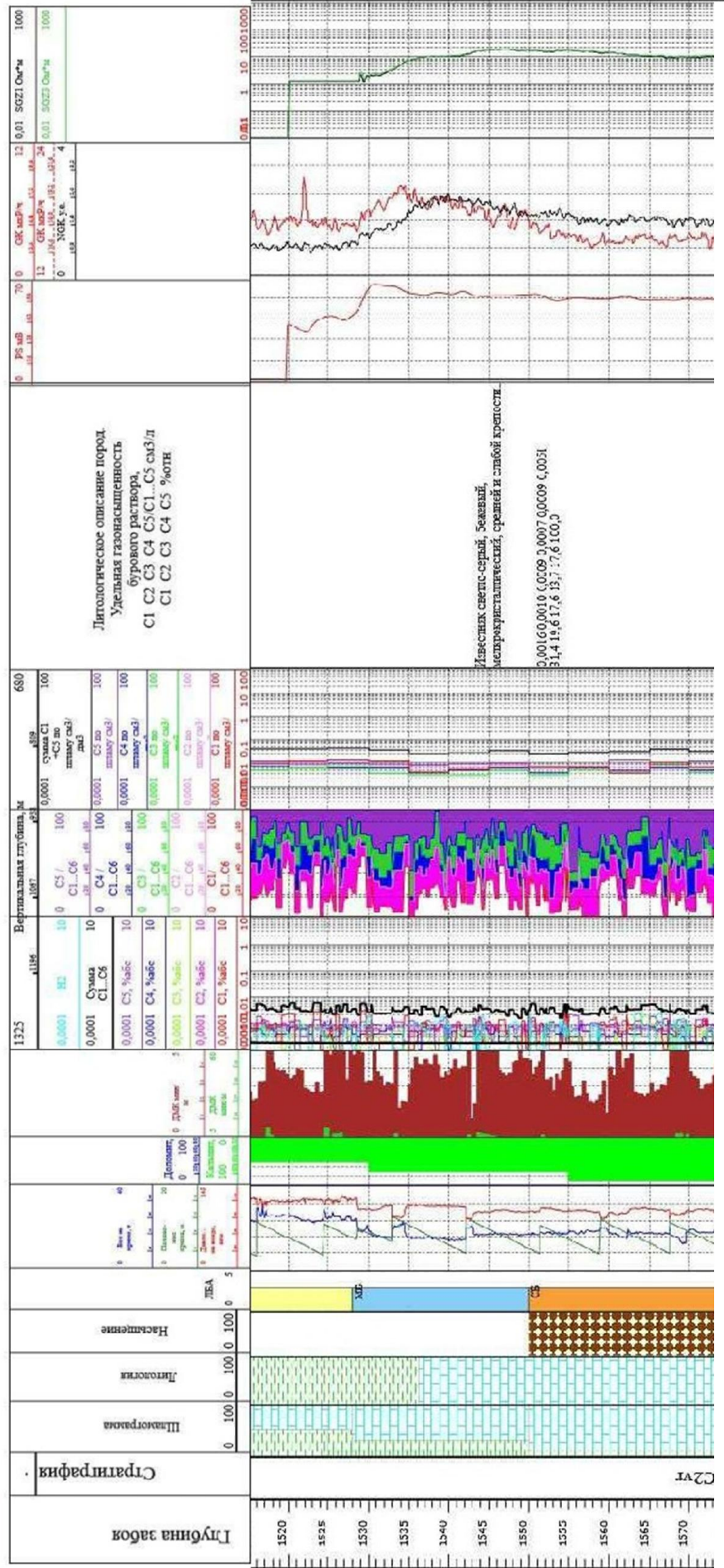


Рисунок 1 - Фрагмент планшета скважине №Х Масленного месторождения

для каждой точки записи. Рассчитываются флюидные коэффициенты по формулам (1-4):

$$K1 = C1/C2 \quad (1)$$

$$K2 = C1/C3 \quad (2)$$

$$K3 = C1/C4 \quad (3)$$

$$K4 = C1/C5 \quad (4)$$

Соответственно при подстановки значений, результаты следующие: K1-3,94; K2-11,52; K3-55,84; K4-48,4.

На каждой из 4 вертикальных линеек в логарифмическом масштабе соответственно ставится отметка со значением определённого коэффициента, затем эти отметки соединяются ломаной линией. По результатам, показанным на рисунке 2, можем наблюдать значения нефти, то есть пласт для нас будет продуктивным.

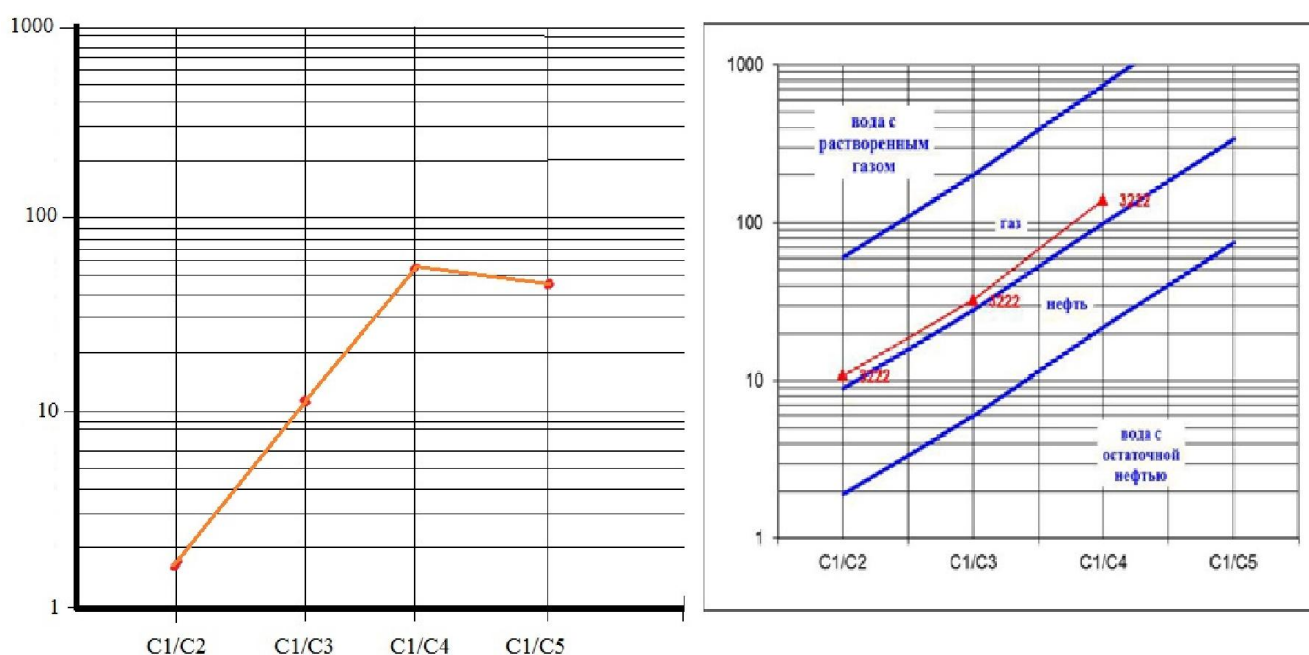


Рисунок 2- Результаты по «палетке Пикслера» для интервала 1500-1530 м.

Далее, мы проверяем полученные данные по методике «GEOLOG».

Подставив наши значения газопоказаний в формулы $Wh = \frac{(C2+C3+...+C5)}{(C1+C2+...+C5)} \times 100$;

и $Bh = \frac{(C1+C2)}{(C1+C4+C4+C5)}$; получаем, что показатель $W_h = 27,4$, а $B_h = 1,18$, что показывает нам присутствие нефти.

По данным ЛБА у нас выходит, что есть присутствие маслянистых битумоидов, что также указывает на нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1-2%.

Так же, на рисунке 1, с 1520 м идет увеличение ПС, что по литологии дает нам понять, что идут глины, также идет снижение показателей НГК, что свидетельствует нам о том, скорее всего, может быть пористость и коллектор может быть нефтенасыщенным.

Что касается показателя ГК, на данном участке, есть уменьшение, что по литологии говорит нам о переходе к известняку. Коллекторы выделяются по наименьшим показаниям гамма каротажа (отклонение кривой влево), соответствующим чистым неглинистым разностям пород. Следует учитывать, что плотные неглинистые породы (неколлекторы) также будут характеризоваться низкими значениями ГК.

Далее я рассматривала участок интервала 1710-1735м. На данном интервале мы определим момент вскрытия пласта и также определим характер насыщения, но уже по другим методом. Как мы видим, на рисунке 3, моментом вскрытия пласта можно считать с глубины 1733м. На это нам указывает максимальная скорость механической проходки и провалы скорости по детальному механическому каротажу, расход и объем бурового раствора, увеличение газовых показателей углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов и люминесценция. Так же благодаря люминесцентно-битуминологическому анализу мы можем видеть присутствие синего, легкого битумоида, что приближает нас к углеводородным флюидам, не содержащие смол и асфальтенов маслянисто-смолистых битумоидов, что указывает, на нахождение в данном интервале нефти.

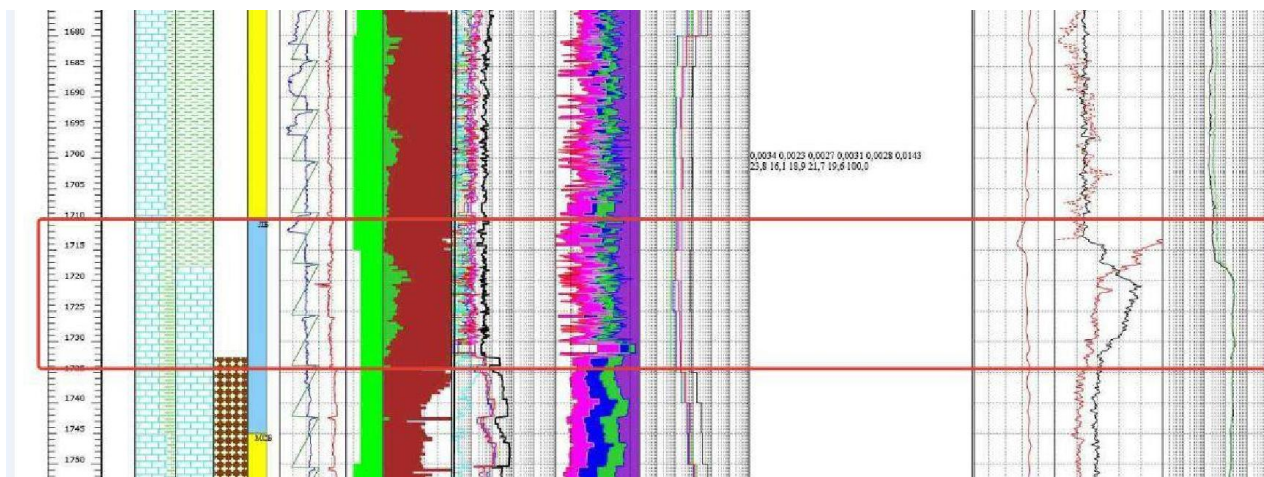


Рисунок 3- Фрагмент планшета с исследуемым интервалом.

Подтвердить данную информацию мы можем с помощью относительного содержания каждого измеренного газового компонента в смеси, т. е. проводить раздельный анализ газа (РАГ).

Методика палеток раздельно анализа газа (РАГ) является классической методикой прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным компонентного газового анализа полученного при опробовании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. На этих палетках, на вертикальных осях откладывались средние величины относительного содержания УВ в процентах. Полученные по результатам газового каротажа, опробования или испытания пластов как для продуктивных, так и для водоносных (непродуктивных) пластов. Через эти точки для каждого пласта проводились кривые (ломанные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте. Результаты представлены на рисунке 4. Ппласт является нефтенасыщенным.

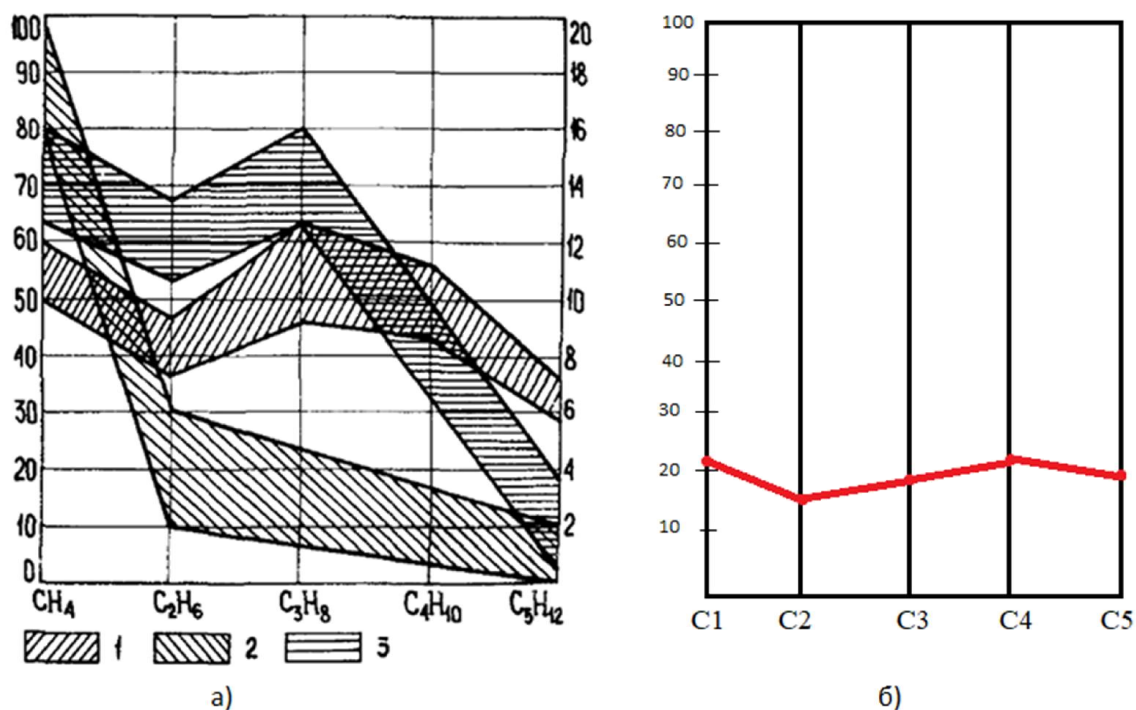


Рисунок 4 – а) Палетка РАГ: 1- нефтеносные; 2- газоносные; 3-водоносные пласты. б) РАГ для интервала 1710-1735м.

Заключение. В соответствии с поставленными в ведении задачами в выпускной квалификационной работе дано описание геологического строения района работ, выполнен обзор комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективных интервалов, и проверены методики на горизонтальной скважине.

Несмотря на известные трудности и ограничения, геолого-технологические исследования успешно решают стоящие перед ними задачи в подобных условиях, что и продемонстрировано в данной работе.