

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

Кафедра геофизики

**«Определение момента вскрытия пласта коллектора на примере
Масленного месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Аксеновой 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 2019

Введение. Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) - комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины. Это единственный метод, который позволяет получать важную информацию, касающуюся как литологии, так и осложнений, возникающих в процессе бурения без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования, то есть непосредственно в процессе бурения.

Целью написания выпускной работы является определение момента вскрытия пласта коллектора по данным ГТИ на примере скважины №7 Масленного месторождения. 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;
- Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа;

Основное содержание работы. Масленное месторождение открыто в 1977 году. 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.

Масленная структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1968 г. и подготовлена к глубокому бурению в 1971 г. В глубокое бурение введена в 1972 году. Глубокими поисково-разведочными скважинами вскрыты породы кристаллического фундамента, венда, девонской, каменноугольной, пермской систем палеозоя и четвертичной системы. Кристаллический фундамент вскрыт скважиной 381 на глубине 2681 м. Вскрытая толщина фундамента составляет 122 м. Скважины 380 и 382 вскрыли отложения венда, остальные скважины закончены бурением в отложениях башкирского яруса среднего карбона.

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.

Масленная структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, состоящую из двух поднятий: Масленного и Южно-Масленного, разделенные узким прогибом, которые в свою очередь осложнены рядом куполообразных поднятий разной величины и ориентировки.

В соответствии с Технической инструкцией по проведению геологотехнологические 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. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа. При проведении исследования для выделения продуктивных интервалов была использована методика интерпретационного кода. Сущность методики заключается в анализе изменений данных геологогеохимических и геолого-технологических исследований, таких как механическая скорость бурения, изменение расхода или объема бурового раствора, газосодержания бурового раствора, повышение люминесценции шлама (ЛБА), повышение пористости пород. Чем интенсивней происходит изменение того или иного параметра, тем более высокий балл ставится данному интервалу. По результатам исследования баллы суммируются и сравниваются с априорными коэффициентами. 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 (ломаные линии), характеризующие средний компонентный состав газа в пласте, Материалом для исследования послужили данные проведенных

геолого-технологических исследований по скважине №7 Масленного месторождения

На первом этапе квалификационного исследования данные ГТИ и газового каротажа были проанализированы при помощи методики интерпретационного кода. Стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза выполнены с использованием данных ГТН, ГТИ и ГИС.

Разрез нижнепермской системы изучен в интервале 935-1298м и представлен известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Разрез верхнего отдела каменноугольной системы гжельского яруса изучен в интервале 1298-1415м и представлен известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Отложения касимовского яруса в интервале 1415-1520м представлены известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Мячковский горизонт среднего отдела каменноугольной системы 1520-1590 сложен известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Подольский горизонт выделен в интервале 1590-1644м и представлен в кровле известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости. Подошва представлена неравномерным переслаиванием глин серых, слабопластичных, гидрофильных с известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Разрез каширского горизонта изучен в интервале 1644-1742м и представлен в кровле известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости. Подошва сложена переслаиванием переслаиванием глин серых, вязких, слабопластичных, гидрофильных с

известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости.

Верейский горизонт 1742-1805 представлен неравномерным переслаиванием разных мощностей переслаиванием глин серых, вязких, слабопластичных, гидрофильных с известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости. Подошва сложена переслаиванием известняков от светло-серых до бежевых, мелкокристаллических, разной крепости с аргиллитами темно-серыми, плотными, средней крепости.

В интервале 1805-1882м башкирский ярус сложен известняками от светло-серых до бежевых, мелкокристаллическими, разной крепости. Подошва представлена аргиллитами темно-серыми, плотными, средней крепости.

На втором этапе данной работы по результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0,0815% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама до $4,67 \text{ см}^3 / \text{дм}^3$;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды; 3 балла, голубовато-желтого цвета – маслянистые битумоиды; 3 балла, желтого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды.

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

- 1446,89-1448,36м:
 - ✓ уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,295% абс;

- ✓ удельная газонасыщенность образцов шлама до $2,828\text{см}^3/\text{дм}^3$;
- ✓ люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов касимовского возраста, насыщенных газом.

- 1611,04-1621,32м:
- ✓ уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 1,5852% абс;
- ✓ удельная газонасыщенность образцов шлама до $3,86\text{см}^3/\text{дм}^3$;
- ✓ люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов подольского возраста, насыщенных нефтью.

- 1680,6-1683,61м; 1687,93-1689,86м; 1734,6-1737,63м:
- ✓ уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 1,1275% абс;
- ✓ удельная газонасыщенность образцов шлама до $2,106\text{см}^3/\text{дм}^3$;
- ✓ люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов каширского возраста, насыщенных газом.

- 1765,37-1768,96; 1782,32-1788,29м; 1791,46-1793,34м; 1796,3-1798,34м:
- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,4214% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до $1,127\text{см}^3/\text{дм}^3$;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого цвета – легкие битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов верейского горизонта, насыщенных газом.

- 1805,3-1826,04м:
 - ✓ уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора до 0,419% абс;
 - ✓ удельная газонасыщенность образцов шлама до $1,19\text{см}^3/\text{дм}^3$;
 - ✓ люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, желтого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды.;

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского возраста, насыщенных нефтью.

Более подробно рассмотрели интервал 1805-1826 т.к. он несет наибольшую информативность. Интерпретация остальных интервалов происходила аналогично.

Момент вскрытия пласта происходит на глубине 1805. На это нам указывает максимальная скорость механической проходки, расход и объем бурового раствора, газонасыщенность бурового раствора углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов и люминесценция. Так же благодаря люминесцентно-битуминологическому анализу мы можем видеть присутствие маслянисто-смолистых битумоидов, что указывает, на нахождение в данном интервале нефти.

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

Заключение. По результатам выполненной работы было изучено геолого-геофизическое строение района работ масляного месторождения и использованы данные методики проведения геолого-технологических исследований (ГТИ), которые были направлены на определение момента вскрытия пласта коллектора скважины 7