

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

Кафедра геофизики

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ
**«Оценка характера насыщения пластов коллекторов в Саратовском
Заволжье»**

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического ф-та
Максутова Темерлана Набиуллиовича

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 2020

Введение. Станция геолого-технологических исследований (ГТИ) является информационно - измерительной системой и активно используется для непрерывного отслеживания технологических параметров в процессе бурения, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. ГТИ выполняет целый ряд геолого-геохимических работ, для выделения в разрезе скважины продуктивных на нефть и газ пластов коллекторов, определения их фильтрационно-емкостных свойства, характер насыщения.

Цель написания магистерской исследовательской работы являлось - определение по данным ГТИ прогнозного характера насыщения перспективных интервалов (в частности каменноугольные терригенные коллекторы бобриковского (C1bb) и карбонатные коллекторы кизелевско-черепетского горизонта (C1kz) визейского и турнейского яруса соответственно) в процессе бурения в разрезе скважины №3 Условного месторождения, расположенной в условиях бортовой части Прикаспийской впадины.

В соответствии с поставленной цели решались следующие задачи:

1. Собрать геолого-геофизическую характеристику для исследуемого месторождения

2. Изучить комплексы геолого-геохимических исследований, в частности газовый каротаж, люминисцентно-битуминологический анализ, термо-вакуумная дегазация шлама и бурового раствора, применяемые для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины

3. Изучить методики выделения перспективных интервалов по данным ГТИ и методики определения характера насыщения по данным газового каротажа

4. Выделить перспективные интервалы по данным ГТИ в изучаемой скважине, определить характер насыщения перспективных интервалов в изучаемой скважине и провести сравнение полученных результатов с результатами геофизических исследований скважин (ГИС).

Актуальность работы заключается в необходимости установления степени применимости указанных методик в осложнённых геологических условиях внешней прибортовой части Прикаспийской впадины.

Структура работы. Магистерская работа состоит из введения, трёх разделов: раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика»; раздел 2 «Методика геолого-технологических исследований скважин»; раздел 3 «Результаты исследования», заключения, списка использованных источников (21 наименование) и три приложения. Работа проиллюстрирована двенадцатью рисунками и 4 таблицами.

Основное содержание работы. В разделе 1 показана геолого-геофизическая характеристика территории исследования. Даны общие сведения о территории исследования.

Исследуемое месторождение расположено в Энгельском районе Саратовской области, в промышленную разработку не вводилось. В орографическом отношении территория района работ расположена на юго-востоке Русской равнины в пределах Сыртового (Низкого) Заволжья

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения рифейского, девонского, каменноугольного, пермского, юрского, неогенового возрастов.

В тектоническом отношении месторождение расположено в Саратовском Заволжье в пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины. Строение этой зоны чрезвычайно сложное. Район месторождения приурочен к внешней части бортовой зоны и его геоструктура во многом обусловлена становлением и длительным развитием Прикаспийской впадины.

В соответствии с нефтегазogeологическим районированием исследуемая территория входит в состав Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ИНГК/D-P), в нефтегазоносный район Нижне-Волжской нефтегазоносной области (2НГК/D-P). Основные перспективные нефтегазоносные комплексы для данной территории являются каменноугольные терригенно-карбонатные породы кизеловско-черепетского, радаевского, бобриковского, тульского и алексинского горизонтов турнейского и визейского ярусов. В девонской системе нефтегазоносные комплексы выделяют в пределах воробьевского, ардатовского и тиманно-пашийского горизонта живетского и франского ярусов соответственно.

В разделе 2 показана методика проведения ГТИ.

Геолого-технологические исследования скважин в процессе бурения — являются объединением трех самостоятельных направлений, существовавших до появления ГТИ – газового каротажа, экспрессных петрофизических исследований, информационно-измерительных систем (ИИС) для контроля процесса бурения.

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. По способу выполнения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ углеводородных газов (УВГ) 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.

Выделение продуктивных пластов в процессе бурения в разрезе производится на основе комплексного использования и оперативной интерпретации геолого-геохимической и технологической информации и включает в себя следующие основные этапы:

- 1 Прогнозирование вскрытия кровли коллектора.
- 2 Определение момента вскрытия коллектора.
- 3 Отбор шлама.
- 4 Проведение анализа ЛБА (люминесцентно-битуминологический анализ).
- 5 Выделение пластов-коллекторов по данным ГзК и оценка их продуктивности.

Признаками подхода к нефтегазоносному 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 . 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.

Выделение пластов-коллекторов по данным ГзК проводилось по определенным критериям:

- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу
- относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади
- увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов
- газонасыщенности шлама
- превышение процентного содержания битумоида Сб в шламе
- сумма тяжелых углеводородов $\Sigma TУ$
- люминесценция шлама

Методика интерпретации данных газового каротажа проводилась по 3 методикам: палетки РАГ, метод $x\text{-log}$ и методика Чекалина Л.М. (треста «Саратовнефтегеофизика»)

Методика палеток отдельно 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. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией, форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

Метод $x\text{-log}$ (другое название Geoservices) получил широкое распространение и высокую популярность, в ее основе лежит одновременное использование трех параметров, которые строятся в функции глубины: коэффициент влажности, коэффициент баланса и коэффициент характера. Их значения сравниваются с граничными в результате чего определяется прогнозный характер насыщения перспективного пласта.

Формулы коэффициента влажности, баланса, и характера показаны в 1,2,3.

$$W_h = \frac{(C_2 \text{abc} + C_3 + C_4 + C_n)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_n)} \times 100 \quad (1)$$

где W_h – коэффициент влажности, измеряющий соотношение тяжелых компонентов и указывающий на их концентрацию в перспективном пласте

$$B_h = \frac{(C_1 \text{abc} + C_2)}{(C_1 + C_4 + C_4 + C_5)} \quad (2)$$

B_h – коэффициент баланса, показывающий соотношение тяжелых компонентов по отношению к легким (метан и этан) и с учетом коэффициента влажности повышающий уровень достоверности интерпретации

$$C_h = \frac{(C_4 \text{abc} + C_4 + C_5)}{C_3} \quad (3)$$

C_h - коэффициент характера, не учитывающий легкие углеводородные компоненты (метан и этан), а сравнивающий концентрацию тяжелых. С его помощью подтверждается наличие УВ и улучшается распознавание в случаях насыщения очень влажным газом или высокой концентрацией нефти.

Методика Чекалина Л.М. (методика треста «Саратовнефтегеофизика») для определения оценки продуктивности пластов основана на определении остаточной нефтегазонасыщенности проходимых долотом горных пород по данным газового каротажа с помощью специальных палеток для определения нефтегазонасыщенности (НН) и газонасыщенности (ГН).

На данных палетках по вертикальной оси в логарифмическом масштабе откладываются значения V_0 – величина, отображающая объем газа, определенная

в растворе при проходке 1м интервала бурения, по горизонтальной оси – нефтегазонасыщенность N , выражается в процентах по объему породы. Линия соединяющие точки значения V_0 представляет собой функциональную зависимость V_0 от остаточной нефтегазонасыщенности пород.

Объем газа в растворе при проходке 1м определяется по формуле (4):

$$V_0 = 60KQt \quad (4)$$

где K – газонасыщенность единицы объема бурового раствора, $\text{см}^3/\text{л}$, Q – производительность буровых насосов, $\text{л}/\text{с}$, t – время бурения интервала 1м в мин (ДМК).

В зависимости от измерения величин диаметра долота, пластового давления, газового фактора, коэффициента сжатия газов и нефтегазонасыщенности пластов значения V_0 меняется в пределах $0,05\text{-}2\text{м}^3$.

В третьем разделе содержатся результаты исследования по методикам данных в разделе два.

По результатам геолого-геохимических исследований: газового каротажа, анализа ЛБА и данных полученных при проведении ТВД, в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости $0,0724\%$ абс;
- средняя удельная газонасыщенность образцов шлама $3,4 \text{ см}^3/\text{дм}^3$;
- средние показатели по люминесценции хлороформных вытяжек 3 балла, цвет БГ, ГЖ, маслянистые битумоиды
- Среднее значение параметра ДМК – $30,4 \text{ мин}/\text{м}$

По данным геолого-геохимических исследований, по разрезу изучаемой скважины были выделены следующие перспективные интервалы: 2677-2685м, 2688-2707м, 2712-2714м.

1) 2677-2685м

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости $1,2068\%$ абс
- удельная газонасыщенность образцов шлама $48,23 \text{ см}^3/\text{дм}^3$

- люминесценция хлороформных вытяжек до 4 баллов, цвет до желтого, смолистый битумоид
- Среднее значение параметра ДМК – 27,05 мин/м

Аномалия приурочена к вскрытию бобриковского горизонта (C₁bb), при вскрытии пласта значения ДМК изменяется в пределах 31.73 до 7.71 мин/м. Газопоказания по результату частичной дегазации изменяется в пределах 0.0823-2.7726% абс. Кровля пласта представляет собой аргиллиты известковистые темно-серые до черных, горизонтально слоистые, плотные. Продуктивная часть - песчаники кварцевые серые, неровными прослоями буровато-серые, светло-коричневые, участками и прослоями серые алевритистые с примесью глинисто-органического вещества, зерна кварца средней окатанности на кремнистом цементе порово-базального типа, массивные. Подошва - известняки светло-коричневые, мелкокристаллические, массивные, плотные, средней крепости. Шлам с признаками УВ.

2) 2688-2707м

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0,8073% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 146,15 см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек 4 балла, цвет до коричневого, смолистый битумоид.
- Среднее значение параметра ДМК – 24,36 мин/м

Аномалия приурочена к вскрытию кизеловско-черепетского горизонта (C₁kz). При вскрытии пласта значения ДМК изменяется в пределах 59.1 до 2.01 мин/м. Газопоказания по результату частичной дегазации изменяется в пределах 0.0619-2.7764% абс. Кровля пласта представляет собой известняки преимущественно светло-коричневые, кристаллитов кальцита, массивные, плотные, средней крепости. Продуктивная часть - известняки доломитистые преимущественно серые и темно-серые, неоднородные, среднезернисто-псевдооолитовые, мелкопористые. Шлам с признаками УВ.

3) 2712-2714м

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0,1206% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 47,79 см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек 3 балла, цвет беловато-голубой, легкий битумоид.
- Среднее значение параметра ДМК – 47,69 мин/м

Аномалия приурочена к подошве кизеловско-черепетского горизонта. При вскрытии пласта значения ДМК изменяется в пределах 57.91 до 26.89 мин/м. Газопоказания по результату частичной дегазации изменяется в пределах 0.0914-0.1736% абс. Продуктивная часть - известняки серые мелкокристаллические и среднекристаллические плотные, массивные

По результатам трех методик для выделенных интервалов можно сделать следующие выводы:

- По методике РАГ все выделенные интервалы можно охарактеризовать как нефтенасыщенные

- По методике $x\text{-log}$ интервал 2712-2714м однозначно интерпретируется как нефтенасыщенный ($W_h > 17.5$). Интервалы 2677-2685 и 2688-2707м характеризуются нефтенасыщенными только благодаря вспомогательному параметру C_h

- По методике треста «Саратовнефтегеофизика» наоборот, интервал 2712-2714м характеризуется как водонасыщенный. Интервалы 2677-2685 и 2688-2707м нефтенасыщенные

- Интервал 2712-2714м возможно находится в пределах водонефтяного контакта (ВНК) именно этот интервал имеет наименьшие показатели удельной газонасыщенности и люминесценции хлороформных вытяжек

Полученные данные коррелируются с данными ГИС для исследуемого интервала, представлены в сводном планшете приложения В.

По данным ГИС интервал 2677-2716м характеризуется как пласт коллектор.

По заключению комплексной интерпретации данных ГИС проведенных СНГС-ГЕО, определение коэффициента открытой пористости K_n выполнено по

материалам АК, ГГКП И ННК. Среднее арифметическое число открытой пористости составило – 0,19.

Коэффициент нефтенасыщенности коллектора (K_n) определялся по данным бокового каротажа, в его основе лежит зависимость величины коэффициента увеличения сопротивления нефтенасыщенного пласта (P_n) от коэффициента водонасыщенности (k_v). Нефтенасыщенными пластами являются интервалы 2677-2685м, 2689-2707м. K_n составил 0,68 и 0,56 соответственно.

Заключение. В соответствии с поставленной задачей магистерской работы, было выполнено:

1. дано описание комплексов геолого - технологических исследований
2. изучено геологическое и тектоническое строение района работ,
3. описаны методы и методики выполнения геолого - технологических исследований, газового каротажа,
4. дана комплексная интерпретации геолого-геохимических исследований, применяемой для выделения коллекторов и двух распространённых методик определения характера насыщения – x -log и методики построения палетки РАГ, а также методика треста «Саратовнефтегеофизика»

В процессе подготовки данной работы выполнен анализ материалов геолого-технологических исследований (по данным ДМК, газового каротажа, ЛБА, ТВД шлама), который позволил выделить в разрезе исследуемой скважины три перспективные зоны (2677-2685м, 2688-2707м, 2712-2714м).

В дальнейшем в данных интервалах было произведено определение характера насыщения по методикам x -log и методики построения палетки РАГ, треста «Саратовнефтегеофизика».

Выбранные методики интерпретации материалов газового каротажа (x -log и РАГ) показали достаточную эффективность для решения задачи определения прогнозного характера насыщения пород коллекторов в разрезе изучаемой скважины, кроме интервала 2712-2714м. Данный интервал дал противоположные результаты, метод x -log определил его как нефтенасыщенный, а метод треста «Саратовнефтегеофизика» как водонасыщенный.

Метод «Саратовнефтегеофизика» является более предпочтительный для определения характера насыщения, т.к. сопоставляется с данными комплексной интерпретации геолого-геохимических исследований и заключением по данным ГИС.