

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных карбонатных пластов верейского и
башкирского возраста в процессе бурения на примере Ново-
Оренбургского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического факультета
Черноусова Сергея Владимировича

Научный руководитель
к. г.- м. н., доцент

Калинникова М.В.

подпись, дата

Зав. кафедрой геофизики
к. г.- м. н., доцент

Волкова Е.Н.

подпись, дата

Саратов 2020 г.

Введение. Разведка и разработка нефтегазовых месторождений сопровождается значительными трудностями в проводке и освоении скважин вследствие сложности вскрываемого геологического разреза. В этих условиях особенно актуальными являются задачи, связанные с разработкой новых технологий прогнозирования геологического разреза, выделения продуктивных пластов-коллекторов и оценки их характера насыщения. Важнейшим резервом в реализации этой задачи является развитие и внедрение в практику геологоразведочных работ прогрессивного направления промышленной геофизики - геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения.

Геолого-технологические исследования, в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС), проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Они способны решать комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик, определение характера насыщения продуктивных пластов, оптимизацию отбора керна, экспрессного опробования и изучения методами ГИС выделенных объектов, обеспечения безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных технико-экономических показателей процесса бурения.

Целью работы: является выделение продуктивных карбонатных пород-коллекторов верейского горизонта (C_{2vr}) и башкирского яруса (C_{2b}) в процессе бурения 220 скважины Ново-Оренбургского месторождения по данным ГТИ, а также определение характера насыщения данных коллекторов по методике палеток РАГ и методу флюидных коэффициентов.

Объектом для настоящей работы послужили материалы геолого-технологических исследований, полученные при бурении 220 скважины Ново-Оренбургского месторождения.

Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи:

- Собрать информацию о геолого-геофизической характеристике исследуемого месторождения;
- Изучить комплексы геолого-технологических исследований, применяемые для выделения потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;
- Подробно рассмотреть методики проведения и интерпретации данных газового каротажа, люминисцентно-битуминулогического анализа и термо-вакуумной дегазации шлама и бурового раствора, которые направлены на оперативное выделение потенциально продуктивных интервалов в разрезе бурящейся скважины;
- Изучить методику построения палеток раздельного анализа газа (РАГ) и метод флюидных коэффициентов, с целью определения характера насыщения потенциально-продуктивных пластов;
- Выделить перспективные интервалы по данным геолого-технологических исследований в 220 скв. Ново-Оренбургского месторождения и определить характер насыщения выделенных перспективных интервалов по методике палеток РАГ и методике флюидных коэффициентов.

Актуальность настоящей работы заключается в необходимости установления степени применимости указанных методик в достаточно сложных горно-геологических условиях Ново-Оренбургского месторождения.

Данная работа состоит из введения, основной части, которая включает в себя три раздела – «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования», «Методика выполнения работы», «Результаты исследования», содержащие 15 подразделов заключения и списка литературы, который содержит 22 наименования, а также в работу входят 12 рисунков, 4 таблицы и 3 приложения. Общий объем работы составляет 55 страниц.

Основное содержание работы Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ» содержит пять подразделов.

Подраздел 1.1 «Основные сведения о районе работ». Содержит информацию о физико-географических условиях, в которых расположено

изучаемое месторождение. В административном отношении Ново-Оренбургское месторождение расположено в юго-западной части Оренбургской области в пределах Ташлинского района, в 10-12 км к юго-востоку от с. Ташла.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого – стратиграфическая характеристика разреза», приведено описание литолого-стратиграфического разреза Ново-Оренбургского месторождения. Площадь Ново-Оренбургского месторождения расположена в юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы на юго-восточном борту Бузулукской впадины. Разрез исследуемого месторождения является типичным для данной части Бузулукской впадины, в строении которого установлены палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные образования.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади. В тектоническом отношении территория Ново-Оренбургского месторождения расположена в юго-восточной части Волго-Уральской антеклизы на юго-восточном борту Бузулукской впадины. По кристаллическому основанию площадь находится в пределах Кошинского выступа кристаллического фундамента. Кошинский вал является частью южной границы Бузулукской впадины в зоне соочленения ее с Прикаспийской синеклизой. С севера на восток Кошинаская горстовидная зона протяженностью 70 км ограничена Перелюбско-Рубежанским прогибом. С востока Кошинский вал граничит с Чарским выступом, в целом обе структуры образуют собой блоковую систему.

Подраздел 1.4. «Нефтегазоносность» содержит информацию о нефтегазаностном районе в котором расположено исследуемое месторождение, также в этом подразделе приведена характеристика данного района. Ново-Оренбургское месторождение приурочено к Южно-Бузулукскому нефтегеологическому району. Нефтяные залежи 220 Ново-Оренбургской скв. приурочены к башкирским карбонатным и верейским теригенно-карбонатным отложениям среднего отдела каменноугольной системы. В литологическом

отношении породы-коллекторы представлены известняками в разной степени кавернозно-пористыми.

Раздел 2 «Методика выполнения работы» содержит 2 подраздела.

Подраздел 2.1 «Общие сведения о ГТИ» содержит определение, описание и задачи, которые выполняет ГТИ.

Подраздел 2.2 «Комплекс геолого-химических исследований» состоит из шести подразделов, в которых приведена информация о методах и анализах, направленных на решение геологических задач при проведении ГТИ.

Для решения комплекса геологических задач геолого–технологических исследований применяется ряд методов, включающий в себя: отбор и описание проб шлама и керна, фракционный анализ, проведение люминисцентно–битуминологического анализа (ЛБА), проведение термо–вакуумного анализа (ТВД), анализ попутного газа при помощи газоаналитического оборудования, проведение измерения карбонатности горных пород, измерение плотности и пористости горных пород. Для более точной геологической интерпретации используются данные об изменениях некоторых технологических параметров режима бурения.

Макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну, так как шлам и керн являются источниками прямой, непосредственной информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной.

Карбонатометрия горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной, а также для определения литологического состава пород. Определение карбонатности горных пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой.

Для выделения потенциально-продуктивных интервалов разреза бурящейся 220 скв. Ново-Оренбургского месторождения использовался

типовой комплекс исследований:

- люминисцентно-битуминологический анализ
- газовый каротаж
- термо-вакуумная дегазация проб шлама и бурового раствора.

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, применяемый для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах и минералах.

Газовый каротаж представляет собой прямой метод выделения в разрезе скважины продуктивных пластов, содержащих углеводороды. Газовый каротаж в процессе бурения используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, определения их насыщенности и для обеспечения безаварийного бурения - выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

Термо-вакуумная дегазация (ТВД) предназначена для глубокой дегазации проб промывочной жидкости и шлама с целью определения их газонасыщенности.

Признаками подхода и вскрытия потенциального продуктивного пласта по трем вышеперечисленным комплексам исследований является:

- увеличение нефтебитумосодержания вытяжек полученных при проведении ЛБА от 3 баллов, люминисценция шлама.
- аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза больше фоновых значений), относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади по данным газового каротажа
- аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям по данным ТВД;

Для определения характера насыщения выделенных продуктивных интервалов разреза 220 скв. Ново-Оренбургского месторождения используются

методика палеток РАГ и методика флюидных коэффициентов.

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. 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 эталонную палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными. При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

В наше время методика флюидных коэффициентов «X-log» получила широкое распространение и достаточно 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. Для этого применяют формулы 1,2,3.

$$W_h = \frac{(C_2 + C_3 + C_4 + C_5)}{(C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5)} \times 100 \quad (1)$$

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

$$C_h = \frac{(C_4 + C_4 + C_5)}{C_2}, \quad (3)$$

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

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 - 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.

Полученные значения рассчитанные по вышеприведенным формулам сравниваются с граничными значениями, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 - Определение характера насыщения пластов-коллекторов согласно методике «X-log»

Значение коэффициента W_h	Значение коэффициента B_h	Предполагаемый характер насыщения
<0,5	>100	Сухой газ
17,5	$B_h > W_h$	Газ, газоконденсат
17,5-40	$W_h > B_h$	Нефть
>40	$W_h > 40B_h$	Остаточная нефть

Параметр C_h является вспомогательным, и исключает ошибки при высоком содержании метана в газе. Если $C_h < 0,5$, то выделение газонасыщенных интервалов по W_h и B_h верно. Если $C_h > 0,5$, то пласты определенные по W_h и B_h , как газовые зоны, следует рассматривать как нефтенасыщенные.

В третьем разделе «Результаты исследования» приводятся данные о интервале исследования 220 скв. Ново-Оренбургского месторождения. Данный раздел состоит из трех подразделов.

Геолого-геохимические исследования 220 скважины Ново-Оренбургского месторождения были проведены в интервале 3201-3991 м. В соответствии с изложенной методикой был проанализирован шлам на литологический состав, проведены люминисцентно-битуминологический анализ, карбонатометрия, термо-вакуумная дегазация проб шлама и бурового раствора и газовый каротаж.

В подразделе 3.1 «Краткая литолого-стратиграфическая характеристика вскрытого разреза» приводится стратиграфическое расчленение и увязка вскрытого разреза с использованием данных ГТИ и ГТН.

Подраздел 3.2. «Выделение пород-коллекторов по данным ГТИ» содержит описание аномальных участков исследуемой скважины.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0,25% абс;
- средняя удельная газонасыщенность образцов шлама 3,4 см³/дм³;
- средние показатели по люминесценции хлороформных вытяжек 3-4 балла, цвет голубовато-желтый, маслянистые битумоиды.

По данным геолого-геохимических исследований, по разрезу изучаемой скважины были выделены следующие перспективные интервалы:

1) 3876.0-3880 м., 3885.4-3886.7 м., 3889.0-3891.3 м., 3897.5-3900.0 м.

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 0.64 абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 14,45 см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек 4 балла, цвет оранжево-желтый, маслянисто-смолянистые битумоиды., желтый, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов верейского горизонта (C₂vr) насыщенных нефтью.

2) 3902.0-3906.0 м., 3913.1-3914.3 м., 3923.3-3926.8 м.

- Средний уровень газопоказаний по результату частичной дегазации промывочной жидкости 9,27% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама 47,79 см³/дм³;
- люминесценция хлороформных вытяжек 4 балла, цвет желтый, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию карбонатных коллекторов башкирского яруса (C₂b) насыщенных нефтью.

Подраздел 3.3 «Определение характера насыщения выделенных пластов» содержит информацию о характере насыщения выделенных выше интервалов.

По результатам исследований по методу РАГ все выделенные

продуктивные интервалы верейского (C_{2vr}) горизонта: 3876.0-3880 м., 3885.4-3886.7 м., 3889.0-3891.3 м., 3897.5-3900.0 м. и башкирского яруса (C_{2b}): 3902.0-3906.0 м., 3913.1-3914.3 м., 3923.3-3926.8 м. соответствуют области характеризующей нефтенасыщенность коллекторов.

По результатам проведенных исследований по методике «X-log» выделенные карбонатные продуктивные пласты верейского горизонта (C_{2vr}) и башкирского яруса (C_{2b}), также являются нефтенасыщенными коллекторами. Результаты полученных данных приведены в таблице 2.

Таблица 4 - Результаты исследований по методике «X-log»

Интервал м, стратиграфический индекс	W_h	B_h	C_h	Предполагаемый характер насыщения
3876.0 — 3880.0 (C_{2vr})	22.18	1.49	0.63	Нефть
3885.4 — 3886.7 (C_{2vr})	23.07	1.15	0.51	Нефть
3889.0 — 3891.2 (C_{2vr})	25.46	1.14	0.57	Нефть
3897.5 — 3900.0 (C_{2vr})	11.14	1.02	1.01	Нефть
3902.0 — 3906.0 (C_{2b})	8.61	1.03	0.8	Нефть
3913.0 — 3914.7 (C_{2b})	7.76	1.03	0.84	Нефть
3923.3 — 3926.8	6.907	1.02	0.88	Нефть

Заключение. В соответствии с поставленными задачами в данной работе приведено геолого-тектоническое строение изучаемой территории и дана характеристика Южно-Бузулукскому нефтегазоносному району, в котором расположено Ново-Оренбургское месторождение. На конкретном примере скв. 220 Ново-Оренбургского месторождения показано, что методы и методики

выполнения геолого - технологических исследований и комплексов геолого - геохимических исследований позволяют оперативно выделять породы коллекторы в разрезе бурящейся скважины.

Анализ материалов геолого-технологических исследований скв. 220 Ново-Оренбургского месторождения позволил выделить по данным газового каротажа, ЛБА и ТВД шлама в разрезе исследуемой скважины семь перспективных зон. Это интервалы разреза 3976.0-3880.0 м, 3885.4-3886.7 м, 3889.0-3891, 3897.5-3900.0м, соответствующие карбонатным коллекторам верейского горизонта (C_2vr), и интервалы 3902.0-3906.0 м, 3913.1-3914.3 м, 3923.3-3926.8 м., соответствующие карбонатным коллекторам башкирского яруса (C_2b).

Характер насыщения, выполненный по методике построения палеток РАГ и методике «X-log» показал, что все выделенные интервалы разреза, соответствующие карбонатным коллекторам верейского горизонта (C_2vr) и башкирского яруса (C_2b) являются нефтенасыщенными.

Результаты, полученные при выполнении выпускной квалификационной работы, позволяют сделать вывод о том, что методики по выделению карбонатных продуктивных пластов верейского горизонта (C_2vr) и башкирского яруса (C_2b) пригодны в осложненных горно-геологических условиях Ново-Оренбургского месторождения. Методики интерпритации данных газового каротажа «X-log» и методика построения палеток РАГ показали достаточно высокую эффективность для решения задачи прогнозного характера насыщения в разрезе 220 скв. Ново-Оренбургского месторождения.