

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

Кафедра геофизики

**Выделение зон Аномально высокого пластового давления на примере
Глубокооярского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Ишина Максима Сергеевича

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. В процессе прохождения обучения я ознакомился с геолого- технологическими исследованиями скважин в процессе бурения, которые позволяют вести информационное сопровождение на всех этапах строительства скважины, производить расчленение геологического разреза и первичное выделение продуктивных горизонтов.

Геолого-технологические исследования, проводимые непосредственно в процессе бурения скважины, решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

В качестве объекта исследования бакалаврской работы была выбрана скважина № 1 месторождения, заложенная с целью эксплуатации кумской свиты. Проектная глубина скважины 1907 м, проектный горизонт – кумская свита. Достигнутый забой по стволу – 1952 м.

В терригенных коллекторах месторождения определение характера насыщения на качественном и количественном уровне с большой долей уверенности проводится с помощью современных информационно- измерительных систем ГТИ. Методика интерпретации геолого- технологической и геофизической информации позволяет учитывать, с одной стороны, особенности изучаемого геологического объекта и, с другой – специфику измерения геофизических параметров.

Цель бакалаврской работы состояла в выделении терригенных коллекторов скважины №1 месторождения, определении характера их насыщения по данным ГТИ и выяснении дальнейших

перспектив месторождения.

Для выполнения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Охарактеризовать геолого-геофизическую характеристику разреза месторождения;
2. Изучить методику проведения ГТИ в процессе решения геологических задач;
3. Освоить методики интерпретации данных газового каротажа, позволяющие выделять пласты-коллекторы и определять характер ихнасыщения;
4. Прогнозирование и определение зон АВПД по данным геолого-технологических исследований в процессе бурения скважин;
5. Изучить методику оперативного литолого-стратиграфического расчленения разреза на основании интерпретации шлагограммы, кернового материала и детального механического каротажа (ДМК) с привлечением материалов ГИС;
6. Представить литологическую характеристику вскрытого разреза скважины №1 месторождения.
7. Дать оценку нефтегазонасыщенности разреза скважины №1.

Выпускная квалификационная работа состоит из трех разделов: геолого-геофизическая характеристика территории исследования, комплекс исследований и измерений ГТИ с использованием параметров бурения, результаты работ, введения, заключения, списка использованных источников и одного приложения. Для исследования в работе был использован метод D-экспоненты.

Основное содержание работы. Месторождение приурочено к Глубокоярской антиклинальной складке и расположено на территории Краснодарского края, в 50 км юго-западнее от города Краснодар.

На месторождении продуктивные миоценовые отложения вскрыты более чем 700 скважинами, из них подавляющее большинство пробурены в 1946-1950 гг.

1.3 Тектоника

Глубокоярская антиклинальная складка расположена в центральной части южного борта Азово-Кубанского (Кубано-Индольского) краевого прогиба, находящегося на стыке двух крупных геоструктурных элементов: антиклинория Северо-Западного Кавказа и передового прогиба, которые претерпели в процессе своего развития подвижки противоположного знака.

Промышленные запасы нефти открыты в понтическом, миоценовом, майкопском, кумском горизонтах, в I горизонте калужской свиты, Па горизонте зыбзинской свиты, Пб, III и IV горизонтах ильской свиты, в X – XII горизонтах свиты циде.

ГТИ проводятся с использованием взаимосвязанных ресурсов, включающих персонал, технические средства, средства и методики калибровки, средства обслуживания оборудования, технологию и методики исследований. Процесс исследований начинается преобразованием измеряемых физических величин в информационные сигналы в датчиках в местах их установки, а заканчивается предоставлением полученной и обработанной информации другим участникам процесса строительства скважины.

Первичной информацией для ГТИ являются:

- значения физических величин от датчиков в местах установки их на буровом оборудовании;
- результаты исследований в полевой и стационарной лабораториях ГТИ образцов керна, проб бурового раствора, шлама и пластового флюида;

- исходные данные проекта на строительство скважины;
- сообщения, поступающие от специалистов, участвующих в технологическом процессе строительства скважины, и характеризующие состояние этого процесса;
- прогнозные параметры ГТИ, полученные при анализе результатов бурения соседних скважин, а также результатов геологических, геохимических и геофизических исследований на окружающей территории.

Метод основан на изменении скорости бурения ($V_{\text{мех.}}$) или обратной ее величины-продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД. Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,2; 0,5; 1,0 м) или механической скорости через 0,5;1,0 м с помощью датчиков, входящих в комплект газокаротажных и геолого-технологических станций.

При проведении механического каротажа по продолжительности проходки интервала необходимо соблюдать следующее условие: величина выбранного интервала на кратно (не менее чем в 5-6 раз) должна превышать максимально возможную подачу инструмента на забой (при отсутствии автомата подачи).

Механическая скорость бурения зависит как от свойств разбуриваемых пород, так и от ряда технологических факторов (режима бурения, применяемого бурового раствора, технического состояния ствола скважины и т.д.), т.е. является обобщенным параметром, характеризующим процесс разрушения горной породы.

Из технологических факторов наибольшее влияние оказывают:

- нагрузка на долото,
 - частота вращения долота,
 - расход бурового раствора,
 - величина дифференциального давления в системе "скважина-пласт".
- d -экспонента-десятичный логарифм от совокупности параметров бурения (нагрузка на долото, обороты ротора, скорость проходки, диаметр долота и т.д.), рассчитывается в процессе бурения и наносится на график бурения скважины по глубине. Физический смысл d -экспоненты заключается в следующем: чем менее прочной и более пористой является порода, тем меньшую нагрузку надо дать на долото для достижения той же скорости проходки, что и при проходке более прочной и менее пористой породы, т.е. эффективность влияния нагрузки в зонах АВПД возрастает, что должно отражаться в уменьшении величины d . Таким образом, нанесенная на график в функции глубины d -экспонента может качественно (с учетом режимных параметров) указать вход в переходную зону или зону АВПД.
- Физическую основу метода d -экспоненты составляет зависимость нормализованной скорости проходки от дифференциального давления между скважиной и пластом. Если не учитывать влияние режима бурения на скорость проходки и степень износа долота, то этот параметр может быть хорошим, но не однозначным индикатором зон АВПД. С целью усовершенствования использования скорости проходки для выделения зон АВПД необходима ее нормализация, т.е. исключение влияния на нее режимных условий бурения.
- Признаки АВПД:

- -увеличение скорости бурения в глинах;
- -изменение формы выбуренного шлама;
- -увеличение крутящего момента и наличие затяжек;
- -уменьшение объемной плотности бурящихся глин;
- -увеличение температуры раствора на выходе;
- -резкое уменьшение d-экспоненты.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или ранее вскрытых скважиной пластов, содержащих углеводородные газы. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, выделения зон АВПД, предупреждения выбросов нефти газа. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание углеводородных газов и периодически - компонентный состав углеводородных газов (УВГ), попавших в раствор из разбуриваемых горных пород. При проведении ГазК обязательна калибровка желобных дегазаторов путем проведения дегазации проб бурового раствора. Для этого пробы отбираются непосредственно перед дегазатором. Для анализа газаиспользуется газоаналитическое оборудование - газовый хроматограф [10].

Газ, извлекаемый из бурового раствора, по механизму обогащения подразделяется на 4 типа:

- освобожденный газ (ОГ) (газ, попадающий в буровой раствор только из объема выбуренной породы);
- рециркулированный газ (РЦ), как на рисунке 3 (газ, не успевший выделиться из бурового раствора в атмосферу и закаченный обратно в скважину);
- ФГ – фоновый газ; ОГ – освобожденный газ; РГ – расциркулированный газ; Т_{от} – время отставания; Т_ц – время цикла

циркуляции; $R_{скв}$ – общее забойное давление; $R_{пз}$ – пластовое давление

- пластовый газ (ПГ), как на рисунке 4 (газ, насыщающий буровой раствор в месте его контакта с пластом, когда пластовое давление превышает давление в скважине);

По результатам расчетов давлений в разрезе ствола скважины зарегистрированы следующие показания градиента порового давления:

- в интервале 30-1280м значения порового давления не превышают давлений, принятых в данном регионе как гидростатические ($1,2/см^3$);

- с глубины 1390м наблюдается увеличение градиента порового давления;

- в интервале 1462-1483 отмечается увеличение градиента порового давления (среднее значение $1,3 г/см^3$).

По данным расчетов давлений отмечается увеличение градиента порового давления в призабойной зоне скважины в интервале 1943-1952м до $1,37г/см^3$.

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

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора $0,0964\%абс$;

- удельная газонасыщенность образцов шлама $0,49см^3/дм^3$;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 1 балл, беловато-голубого цвета, легкие битумоиды; 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе скважины по эксплуатационному стволу выделены возможно перспективные объекты в интервалах:

- 1815 - 1830м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,5197% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 7,24 см³/дм³;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 1 балл, беловато-голубого цвета, легкие битумоиды; 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов кумской свиты, характер насыщения не ясен.

- 1833 – 1835 м; 1838 – 1840 м; 1850 – 1851 м; 1857 – 1859 м; 1864 - 1865м; 1875 – 1876 м;

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,2583% абс;

- удельная газонасыщенность образцов шлама до 4,5 см³/дм³;

- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-желтого цвета, маслянистые битумоиды.

Аномалия приурочена к вскрытию терригенных коллекторов кумской свиты, характер насыщения – возможно продуктивный.

Заключение. В процессе бурения скважины выполнен полный комплекс методов ГТИ, включающий фракционный анализ шлама; определение карбонатности пород; люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; ИК- спектрометрию шлама с целью количественного определения нефти; оценку плотности и пористости шлама; определение объемного газосодержания бурового раствора; измерение суммарного газосодержания бурового раствора; измерение компонентного состава углеводородного газа в газозудшной смеси, извлеченной из

непрерывно дегазируемого бурового раствора; термовакuumную дегазацию проб шлама.

Использованная методика проведения ГТИ позволила выполнить литолого-стратиграфическое расчленение вскрытого разреза, выделить коллекторы и охарактеризовать нефтенасыщенность пройденных бурением интервалов; уточнить геологическое строение разреза; предупредить аварийные ситуации в процессе бурения. По результатам ГТИ в процессе бурения оперативно выдавались рекомендации на отбор и корректировку интервалов отбора керна.

В породах кумской свиты эоценового отдела палеогеновой системы выявлены предположительно нефтенасыщенные объекты. Выполненные литологическое расчленение и оценка характера насыщения отложений подтверждены проведенными промыслово-геофизическими исследованиями.