

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов-коллекторов АС 10.0.1, АС 10.4, АС 12.1 в
терригенных отложениях Черкашинской свиты методами ГТИ в условиях
Окского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
геологического факультета
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Владимирова Владимира Александровича

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

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой
к.г.-м.н., доцент _____

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2021

Введение. Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются неотъемлемой, наиболее оперативной частью геофизических исследований нефтегазовых скважин. Одним из главных направлений ГТИ является решение геологических задач, а именно изучение вскрываемого разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка характера их насыщения.

Цель бакалаврской работы состоит в оперативном выделении и оценке насыщения коллекторов при бурении скважины на Окском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа.

Для достижения поставленной цели поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Окского месторождения;
- изучить методику проведения ГТИ и используемое оборудование;
- реализовать на практике полученные знания и навыки;
- сопоставить полученные результаты ГТИ с данными ГИС для подтверждения обоснованности сделанных выводов.

Бакалаврская работа состоит из введения, заключения, списка использованных источников и 3 разделов: раздел 1 – «Краткая геолого-геофизическая характеристика»; раздел 2 – «Методика проведения исследований»; раздел 3 – «Результаты исследований».

Основное содержание работы.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в лесных массивах до начала июня. Толщина снежного покрова до 0.7м, в пониженных участках до 1.5 – 2 м. Глубина промерзания почвы 1 - 1.5 м. Период ледостава начинается в конце октября, а вскрываются реки в середине мая. На сухих песчаных почвах произрастают хвойные леса (сосна, ель, кедр). Поймы рек покрыты зарослями тальника. Широко развит смешанный лес – осина, береза, хвойные.

Животный мир довольно разнообразен. Обитают лось, олень, медведь, белка, глухарь, тетерев, куропатка, рябчик, бурундук и другие.

Изучаемая территория находится в зоне разобщенного залегания

приповерхностных и реликтовых многолетнемерзлых пород. Приповерхностные мерзлые грунты наблюдаются на водоразделах под торфяниками. Толщина их зависит от уровня грунтовых вод и достигает 10-15 м, температура постоянная и близка к 0°С.

Развитие многолетних мерзлых пород (ММП) на Приобском месторождении изучено слабо, только в пределах разбуренных эксплуатационных участков. Толщина ММП составляет 15-40 м. Мерзлыми чаще всего являются нижняя глинистая часть новомихайловской и частично атлымской свит.

Население района многонациональное, что обусловлено развитием нефтедобычи в регионе. Наряду с коренными жителями – ханты, манси в районе проживают русские, украинцы, белорусы, татары, башкиры и многие другие национальности.

Геологический разрез Окского месторождения представлен главным образом песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла в составе юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа (снизу вверх): складчатый палеозойско-допалеозойский, параплатформенный (промежуточный) и осадочный мезозойско-кайнозойский. Толщина осадочного чехла возрастает от районов обрамления впадины к центру до 8-9км, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте.

На Окском месторождении промышленная нефтеносность установлена в неокских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические, технологические, планово-экономические, и информационные. Наиболее значимыми являются геологические и технологические задачи.

Решаемые геологические задачи:

1. 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.

2. Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

3. Оперативное выделение в разрезе пластов-коллекторов;

4 Оперативная оценка характера насыщения выделенных коллекторов;

5. Выявление в разрезе реперных горизонтов.

Для решения геологических задач производился отбор шлама и анализ ЛБА - через 2-5 метров, а при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 1-2 метра.

Регистрировались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное газосодержание в БР – Гсум;
- количественный состав УВ газов (С1-С5) в газовоздушной смеси, полученной в результате непрерывной частичной дегазации БР (ГВЛ), абс.%;
- процентное содержание основных литологических разностей в пробах шлама %;
- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама (ЛБА шлама);
- люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора (ЛБА раствора) выполняется в случаях повышения газопоказаний или утяжеления относительного состава УВ-газов, неподтверждаемых геологическими причинами;

Рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ ($\Sigma C1+C5$), абс.%;
- относительное содержание УВ газов (С1-С5) по ГВЛ, %.

Геохимический модуль станции включает газовый хроматограф, анализатор суммарного газосодержания, газовоздушную линию и дегазатор бурового раствора.

Наиболее важной составной частью геохимического модуля является

газовый хроматограф. Для безошибочного, четкого выделения продуктивных интервалов в процессе их вскрытия нужен очень надежный, точный, высокочувствительный прибор, позволяющий определять концентрацию и состав предельных углеводородных газов в диапазоне от 1-10⁻⁵ до 100 %.

Дегазаторы с принудительным дроблением потока могут обеспечить коэффициент дегазации до 80-90 %, но менее надежны и требуют постоянного контроля.

Непрерывный анализ суммарного газосодержания производится с помощью выносного датчика суммарного газа. Преимущество данного датчика перед традиционными анализаторами суммарного газа, размещаемыми в станции, заключается в оперативности получаемой информации, так как датчик размещается непосредственно на буровой и время задержки на транспортировку газа с буровой на станцию исключается. Кроме этого, для комплектации станций разработаны газовые датчики для измерения концентраций неуглеводородных компонентов анализируемой газовой смеси: водорода H₂, окиси углерода CO, сероводорода H₂S.

Геологический модуль станции обеспечивает исследование бурового шлама, керна и пластового флюида в процессе бурения скважины, регистрацию и обработку получаемых данных.

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей, а также растворенные в пластовых водах состоят из углеводородных и неуглеводородных компонентов. Углеводородная группа включает метан, этан, пропан, бутан, пентан и более высокие гомологи метана. Неуглеводородная группа включает азот, углекислый газ, гелий, аргон, водород, сероводород и сернистые соединения. Газ, содержащийся в горной породе, может находиться в свободном (газообразном) и растворенном во флюиде состоянии, а также в твердом, в виде кристалло-гидратов. С увеличением давления растворимость газа в жидкостях увеличивается, и величина газового фактора может достигать значительных размеров до 1000 м³ на тонну.

Газовый каротаж - это метод выявления нефтяных и газовых залежей

путём систематического определения газообразных и лёгких жидких углеводородов.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон АВПД, предупреждения выбросов нефти и газа.

По способу проведения исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание $\Gamma_{\text{сум}}$ горючих газов и периодически (с дискретностью равной времени одного цикла анализа на хроматографе)- компонентный состав углеводородных газов и водорода, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения представляет собой непрерывное измерение УВГ и периодическое измерение компонентного состава газа, попавшего в буровой раствор в результате диффузии или фильтрации УВГ из водо-нефте-газоносных пластов при простое скважины, при промывке скважины.

При бурении скважин производится эпизодическая или непрерывная дегазация бурового раствора, а полученный газ анализируется. Результаты анализов наносятся на диаграммы, показывающие изменения состава и содержания углеводородов по разрезу скважины. По этим диаграммам возможно определить глубину нахождения нефтеносного или газоносного пласта.

Газовый каротаж проводится и при остановке бурения скважины. Буровой раствор стоит некоторое время в скважине и обогащается углеводородами на тех участках раствора, которые находятся против нефтеносных и газоносных пластов. Затем начинается обычная циркуляция бурового раствора, как при бурении скважины, и проводится газовый каротаж, позволяющий определить интервалы раствора, обогащенные углеводородами. Вводя поправки, учитывающие глубину скважины и скорость циркуляции бурового раствора, определяют местоположение нефтяных и газовых залежей по разрезу

скважины.

При газовом каротаже содержание тяжёлых углеводородов определяется отдельно от общего количества углеводородных газов. При проходке пластов с нефтью преобладают тяжёлые углеводороды. При истолковании газокаротажных диаграмм необходимо учитывать ряд факторов, от которых зависят показания диаграммы, например: скорость проходки скважины, скорость циркуляции глинистого раствора и его качество, наличие помех и прочие.

Различают следующие механизмы поступления газа в буровой раствор.

При разбурировании горных пород. Этот механизм является основным и на нем построен газовый каротаж. Теоретические основы поступления газа из пласта при бурении очень подробно рассмотрены Чекалиным Л.М. в своей монографии. Кратко это звучит так, несмотря на опережающую фильтрацию, часть газа, находящегося в порах горных пород, остается и при разрушении попадает в буровой раствор. Часть газа, находящегося в шламе под пластовым давлением, по мере снижения давления при подъеме к поверхности, переходит из шлама в буровой раствор (дегазируется).

Фильтрационный. В этом случае газ из пласта в буровой раствор проникает вместе с флюидом, когда давление в скважине снижается до значений ниже пластовых давлений, и флюид начинает поступать из пласта в скважину. Это ситуация свабирования, когда при резком подъеме инструмента в поддолотном пространстве возникает разрежение, это когда плотность бурового раствора ниже градиента пластовых давлений (вскрытие зоны с АВПД, раствор, не соответствующий РТК, и так далее).

Диффузионный. Газ, оттесненный в пласт во время и после вскрытия, вследствие большой разницы в концентрациях в пласте и скважине, начинает диффундировать через стенки скважины, причем повышенной диффузионной способностью обладают легкие газообразные компоненты. Процесс диффузии происходит постоянно, просто во время циркуляции объем диффузионного газа настолько незначителен, что им можно пренебрегать. Во время остановок

циркуляции диффузионный газ начинается концентрироваться в интервалах, расположенных напротив пласта, постепенно поднимаясь вверх по стволу скважины, за счет сил гравитации. Объем диффузионного газа зависит от продолжительности остановки циркуляции, количества газа в пласте и диффузионной проницаемости пород.

Техногенный. Это внесение в промысловую жидкость нефтесодержащих добавок, установка нефтяных ванн, бурение на известково-битумных растворах. Аномалии, образованные этими факторами, искажают данные газового каротажа, сильно затрудняют, а то и вовсе не позволяют определить характер насыщения вскрываемых интервалов.

Люминесцентно-битуминологический 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.

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения битуминозных веществ в горной породе включают: визуальный просмотр шлама на присутствие битумоидов; капельно-люминесцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе.

Для визуального просмотра из пробы шлама отбираются сухие частицы основной породы, не загрязненные буровым раствором, и просматриваются под люминесцентным осветителем. Присутствие битумоидов обнаруживается по свечению углеводородов, находящихся в порах и трещинах горных пород, вызванному облучением ультрафиолетовыми лучами.

При добавках в буровой раствор нефти или других люминесцирующих веществ частицы шлама разламываются и просматриваются в свежем изломе под люминесцентным осветителем при 7-10-кратном увеличении. При визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов между собой. Цвета люминесценции, наблюдаемые

при визуальном просмотре, обычно отличаются меньшим разнообразием (голубые, синие, беловато-голубые, беловато-желтые), чем при проведении капельно-люминесцентного анализа.

Размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ зависят от индивидуальных свойств изучаемых веществ и интенсивности возбуждающего света. Учитывая последнее, необходимо по всему исследуемому разрезу применять однотипную аппаратуру со стандартными источниками ультрафиолетовых лучей ($\lambda = 366$ нм) и светофильтрами (УФС-3, УФС-6).

После визуального просмотра шлама производится капельно-люминесцентный анализ согласно методике проведения.

Информация, получаемая при проведении геохимических исследований, имеет транспортное запаздывание, обусловленное временем подъема бурового раствора от забоя до места установки дегазатора на устье скважины, называемым «временем отставания» бурового раствора; в канале ГВЛ (газовоздушная линия), называемая «временем задержки» по ГВЛ и канале хроматографа. При проведении геохимических исследований расчет «времени отставания» и привязка данных газового каротажа к глубине производится в программе сбора.

Данные по задержкам в ГВЛ и хроматографе заносятся в программу. Правильность расчетов необходимо периодически проверять. Для проверки времени отставания существует несколько способов.

- 1) Расчетная методика.
- 2) Индикаторная методика.
- 3) Опытным путем (по времени выхода забойной пачки).

Очень важно правильно определять «время отставания», потому что в случае неправильного определения, привязка газопоказаний в поглубинке производится, во-первых, не к тем глубинам, второе в поглубинку попадают некорректные значения газопоказаний (пачки газа свабирования, снижение газопоказаний при отсутствии циркуляции). Величина допустимой

погрешности в определении «времени отставания» сильно зависит от скорости бурения. Чем выше скорость бурения, тем жестче требования к точности определения времени отставания. Пример, для ДМК равной 1 мин/м (что реально для терригенного разреза Западной Сибири) ошибка в определении времени отставания в три минуты приведет к ошибке в привязке к глубине на три метра, со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Заключение. В результате выполненных исследований установлено, что приведенный в работе комплекс методов ГТИ в сложных геологических условиях Окского месторождения, характеризующихся как неоднородным литологическим составом коллекторов, так и их невыдержанностью по разрезу и по площади, позволяет решать следующие поисково-разведочные задачи:

- выполнять литологическое расчленение разреза с определением глубин вскрытия отложений;
- выделять породы-коллекторы;
- оперативно определять характер насыщения выделенных пород-коллекторов.

Результаты выполненных ГТИ подтверждаются результатами последующих ГИС, что позволяет сделать вывод об успешности проведенных исследований.