

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

Кафедра геофизики

**«Выделение продуктивных пластов-коллекторов методами ГТИ в
терригенных отложениях Приобского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
геологического факультета
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Сафина Тимура Ильфатовича

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 2022

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 работы состоит в оперативном выделении и оценке насыщения коллекторов при бурении скважины № 932 на Приобском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- изучить геологическое строение Приобского месторождения;
- применить методику ГТИ для выделения коллекторов;
- сравнить результаты ГТИ с данными ГИС для подтверждения обоснованности полученных выводов.

Бакалаврская работа включает в себя: введение, заключение, список использованных источников и три раздела: раздел 1 – «Краткая геолого-геофизическая характеристика»; раздел 2 – «Методика проведения исследований»; раздел 3 – «Результаты исследований».

Основное содержание работы.

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области в 65 км к востоку от г. Ханты-Мансийска, и в 100 км к западу от г. Нефтеюганска. К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополоцк и нефтепровода Усть – Балык – Омск. В непосредственной близости от Приобского месторождения расположены крупные, находящиеся в эксплуатации месторождения: Приразломное, Салымское, Правдинское.

Изучаемая территория, включающая в себя Приобское месторождение, пересекается рекой Обь. Пойма полноводной северной реки составляет большую часть ландшафта Приобского месторождения. Это заболоченная равнина с абсолютными отметками +27 - +35 метров. Болота в большинстве

своим непроходимые, торфяного типа, замерзают к концу января. Часть болот не замерзает в течение всего зимнего периода. Толщина торфяного покрова изменяется от 0 до 10 метров. Широкое развитие на площади имеют озера различной конфигурации. Наиболее крупными из озер являются озеро Левашкина, озеро Карасье и другие.

Климат изучаемого 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 его толщина составляет до 0.7 м, в пониженных участках 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.

Приобское месторождение расположено 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 метров.

Геологический разрез Приобского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента. Геологическое строение и литологический состав отложений включают юрскую, меловую, палеогеновую и четвертичную системы.

Западно-Сибирская плита представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа: складчатый палеозойско-допалеозойский и осадочный мезозойско-кайнозойский. В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты расположено во Фроловской впадине между Сырнегайской террасой и Тундринской седловиной.

Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100- 150 м. Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях.

Этаж нефтеносности на Приобском месторождении охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км. Промышленная нефтеносность сосредоточена в неокомских пластах группы АС, где находится 90% разведанных запасов. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома, продуктивность которых не контролируется современным структурным планом и определяется практически только наличием в разрезе продуктивных пластов-коллекторов.

Залежи нефти сложнопостроенные, неантиклинальные, литологически-экранированные, границами залежей являются линии литологического замещения коллекторов. Продуктивные пласты характеризуются крайне низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, которые сильно различаются в зависимости от фациальных зон накопления горных пород.

Продуктивные пласты характеризуются большой литологической изменчивостью и имеют клиноформное строение, представлены переслаиванием линз коллекторов со сложной геометрией распространения. Выделяются зоны залегания коллекторов ундаформного, клиноформного и фондаформного строения.

Геолого-технологические исследования являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах её строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований. Наиболее значимыми

являются геологические и технологические задачи.

По способу привязки получаемой информации методы ГТИ подразделяются на методы с мгновенной привязкой информации к разрезу и методы с задержкой информации на величину отставания промывочной жидкости и шлама.

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определялась литология этих пород.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

Решаемые геологические задачи:

1. Оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

- интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.

- интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;

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 5 метров, при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 2 метра.

Рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ;

- относительное содержание УВ газов по ГВЛ.

Была произведена регистрация следующих геолого-геохимических

параметов:

- количественный состав УВ газов в газовой смеси, полученной в результате непрерывной дегазации БР;
- суммарное газосодержание в БР;
- процентное содержание основных литологических разностей в пробах шлама;
- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама;
- люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора.

В геохимический модуль станции входит: газовый хроматограф, дегазатор бурового раствора, анализатор суммарного газосодержания, газовоздушная линия.

Наиболее важной частью геохимического модуля является газовый хроматограф. Для точного выделения продуктивных интервалов в процессе их вскрытия нужен надежный высокочувствительный прибор, позволяющий определять концентрацию и состав предельных углеводородных газов. Для газового каротажа на станции ГТИ использовался хроматограф «Хромопласт».

При работе использовался способ непрерывной дегазации бурового раствора. Непрерывная дегазация бурового раствора производится на устье скважины, на потоке бурового раствора перед виброситами дегазатором непрерывного действия.

Непрерывный анализ суммарного газосодержания производился с помощью выносного датчика суммарного газа. Его преимущество перед традиционными анализаторами суммарного газа, размещаемыми в станции, заключается в скорости получаемой информации, так как датчик размещается непосредственно на буровой.

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

углеводородных компонентов. Углеводородная группа включает метан, этан, пропан, бутан, пентан. Неуглеводородная группа включает азот, углекислый газ, гелий, аргон, водород, сероводород и сернистые соединения. Газ, содержащийся в горной породе, может находиться в свободном и растворенном во флюиде состоянии, а также в твердом, в виде кристалло-гидратов.

Газовый каротаж - это метод, помогающий определить количество углеводородных газов, поступающих в буровой раствор при бурении скважины. Он основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов.

По способу исследований различают газовый каротаж в процессе бурения и газовый каротаж после бурения. При газовом каротаже в процессе бурения непрерывно измеряется суммарное содержание горючих газов и периодически - компонентный состав углеводородных газов и водорода, попавших в буровой раствор из разбуриваемых горных пород. Газовый каротаж после бурения представляет собой непрерывное измерение и периодическое измерение компонентного состава газа, содержащихся в буровом растворе в результате диффузии или фильтрации из водо-нефте-газоносных пластов при простое скважины или промывке скважины.

Результаты анализов записываются на диаграммы, позволяющие увидеть изменения состава и содержания углеводородов по разрезу скважины. По этим диаграммам возможно определить глубину нахождения нефтеносного или газоносного пласта.

Выделяются следующие механизмы поступления газа в буровой раствор:

При разбуривании горных пород. Этот механизм является основным и на нем построен газовый каротаж. 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. 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.

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 промывочную 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. Метод основан на свойстве битумоидов, при их облучении ультрафиолетовыми лучами, испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и состав битумоида в исследуемой породе.

Анализ включает в себя следующие мероприятия : 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 визуальном просмотре отмечаются цвет, размер и интенсивность люминесценции битуминозных веществ, а также взаимное расположение битуминозных компонентов.

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

Информация, получаемая при проведении геохимических исследований, имеет задержку, обусловленную временем подъема бурового раствора от забоя до 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.

Данные во времени отставания необходимо периодически проверять, чтобы исключить некорректные показания. Для проверки времени отставания используется несколько способов.

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

Время задержки в хроматографе берется из настроек хроматографа и равняется времени цикла хроматографа. Время цикла хроматографа «Хромопласт» обычно равно 90 сек.

Заключение. В итоге исследований установлено, что приведенный в работе комплекс методов ГТИ эффективен в не простых геологических условиях Приобского месторождения, характеризующимся как неоднородным литологическим составом коллекторов, так и их невыдержанностью по разрезу и площади. В результате было выполнено:

- литологическое расчленение разреза с определением глубин вскрытия отложений по результатам анализа отобранного шлама (измерение размеров частиц с помощью микроскопа и насыщение песчаников люминисцентным способом);

- определено наличие продуктивности в пластах-коллекторах АС10.0.1, АС10.4, АС12.1 по данным ГТИ;

- определен характер насыщения выделенных пород-коллекторов по данным ГТИ.

Результаты полученные по данным ГТИ проанализированы и подтверждены данными ГИС, это позволяет полагать об успешности и информативности проведенных исследований.