



## ВВЕДЕНИЕ

Данная бакалаврская работа написана на основе материала собранного в результате работы в ООО «ГеоТайм» в должности ведущего специалиста службы геологического контроля при бурении наклонно-направленных скважин на приобском месторождении в сфере оказания услуг геолого-технологического сопровождения в срок с 15.11.15г на дату составления этой работы.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей.

Основной целью бакалаврской работы на примере скважины №441 Приобского месторождения Ханты-Мансийского автономного округа в процессе бурения являлись:

Изучение общего геологического строения, нефтеносности и подтверждение наличия уже ранее изученных пластов коллекторов по данным геолого-технических исследований в процессе бурения скважины №441.

Задачи работы:

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

Изучить оборудование, необходимое для проведения геологических исследований и методику проведения этих исследований.

Изучить принципы газового каратожа

Изучить методику проведения механического каратожа, метода основанного на изменении скорости бурения (механической скорости) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК);

На основании решения вышеизложенных задач определить кровлю проектных пластов.

В конечном итоге дать оценку проделанной работе путем сравнения полученных данных исследований ГТИ с данными, полученными в ходе проведения ГИС, сразу после бурения.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

В разделе 1, «Геологическая характеристика Приобского месторождения», приводятся следующие сведения :

**Общие географические сведения**-включают в себя информацию о административном местоположении месторождения и его расположении на геологической карте; краткое описание климата рассматриваемой территории и особенности ландшафта. Так же приведены общие краткие сведения о флоре и фауне исследуемого объекта, данные о коренном населении.

**Стратиграфия**-подраздел, в котором описан геологический разрез Приобского месторождения. Геологическое строение и литологический состав отложений, представляющие данную месторождение как единый геологический комплекс. Описаны особенности юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем, особенности их формирования в определенных геологических эпохах.

Представлен сводный геологический разрез меловых отложений Приобского месторождения с обозначением продуктивных пластов и описанием литологических разностей, представляющих данный разрез.

**Тектоника**- подраздел, описывающий особенности Западно-Сибирской плиты, который 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.

Представлено изображение Приобское месторождения, на тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (главный редактор В. И. Шпильман 1998 г.), показывающее расположение рассматриваемого объекта во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной.

**Нефтеносность**-подраздел, включающий в себя описание этажа нефтеносности, который охватывает значительные по толщине отложения осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км.

В этом же подразделе представлена информация о непромышленных залежах тюменской (пласты Ю1 и Ю2) и баженовской (пласт Ю0) свит и основных залежах нефти, приуроченных к объектам мелового возраста Черкашинской и Ахской свит. Основными пластами в них являются АС10 и АС12 соответственно, где сосредоточено 90% разведанных запасов.

Представлены данные об особенностях продуктивной части разреза-а именно, отсутствие пластовой воды по ряду испытаний доказывает, что залежи нефти, связанные с пластами этих пачек, представляют собой замкнутые линзовидные тела, полностью заполненные нефтью.

Залежи нефти сложнопостроенные, имеют мегакосослоистое строение, обусловленное формированием их в условиях бокового заполнения достаточно глубоководного морского бассейна (300-400м)

При подсчёте запасов в составе мегакомплекса продуктивных неокосских отложений выделено 11 продуктивных пластов: АС12/3, АС12/1-2, АС12/0, АС11/2-4, АС11/1, АС11/0, АС10/2-3, АС10/1, АС10/0, АС9, АС7.

В разделе 2, **«Комплекс Геолого-технологических исследований»**, приводятся следующие сведения :

**Геологические задачи, решаемые по данным ГТИ**-по целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на геологические,

технологические, планово-экономические, и информационные. Самыми важными и главными являются геологические и технологические задачи. Они очень тесно взаимосвязаны и поэтому должны быть рассмотрены вместе.

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.

### **Геохимический модуль станции ГТИ**

Геохимический модуль станции включает газовый хроматограф, анализатор суммарного газосодержания, газоздушную 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<sup>-5</sup> до 100 %. Для этой цели для комплектации станции ГТИ разработан газовый хроматограф «Геопласт 04М».

Для выделения забойного газа, растворенного в буровом растворе, использовался дегазатор активного типа с принудительным дроблением потока, который может обеспечить коэффициент дегазации до 80-90%.

Люминоскоп ЛУ-1М с выносным УФ-осветителем и устройством для фотографирования предназначен для исследования бурового шлама и образцов керна под ультрафиолетовым освещением с целью определения наличия в

породе битуминозных веществ, а также для их количественной оценки.

Принцип измерения прибора основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами излучать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально определить наличие, качественный и количественный состав битумоида в исследуемой породе с целью оценки характера насыщения коллекторов.

**Механический каротаж**- как 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.

Первоочередное расчленение разреза можно производить по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами. Это дает возможность определять литологию этих пород, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

### **Хроматограф и газовый каротаж**

Газовый каротаж -метод 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. Газовый каротаж - это метод выявления нефтяных и газовых залежей путём систематического определения газообразных и лёгких жидких углеводородов.

Для газового каротажа необходим хроматограф-газоанализатор, предназначен для непрерывного автоматического измерения молярных долей метана, этана, пропана, бутана, пентана и водорода в воздухе и газовых смесях, а также для определения отношений молярной доли каждого из определяемых углеводородных компонентов к сумме молярных до

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.

### **Расчет времени отставания параметров с забоя**

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 ( $T_{от}$ ); в канале ГВЛ (газовоздушная линия), называемая «временем задержки» по ГВЛ ( $T_{гвл}$ ) и канале Хроматографа ( $T_{хг}$ ). При проведении геохимических исследований расчет «времени отставания» и привязка данных газового каротажа к глубине производится в программе сбора (DTCIS). Данные по задержкам в ГВЛ и Хроматографе заносятся в SETUP (см. описание заполнения SETUP). Правильность расчетов необходимо периодически проверять. Для проверки времени отставания существует несколько способов.

а) Расчетная методика-в этом варианте можно использовать как расчеты программы сбора данных "DTCIS", используя данные по компоновки скважины и инструмента в специальные расчетные узлы программы, так и с помощью дополнительной программы "Timeback"(поможет сопоставить точность информации с программой сбора данных). Суть расчетной методики заключается в определении суммарного объема затрубного пространства и времени "отставания" бурового раствора по каналу связи "забой-устье" при известном расходе бурого раствора.

б) Индикаторная методика-индикаторная методика определения "отставания" бурового раствора предполагает введение под квадрат какого-либо

индикатора (целлофан, резиновая крошка, бензин) с последующим определением времени движения этого индикатора по гидравлической системе скважины от устья до забоя по бурильным трубам и от забоя до устья по затрубью при работающих насосах.

В разделе 3, «**Определение кровли проектных пластов по данным ГТИ**», заключается основная часть работы.

Согласно технического задания для сотрудников партии ООО " Гео Тайм" на скважине 441, куст 45А, Приобского месторождения, отбор шлама должен был начаться за сто метров от пласта АС10.0.1 и до достижения окончательного забоя скважины.

В результате вышеописанного комплекса исследований зафиксировано изменение процентного соотношения песчаника в шламе при вскрытии первого пласта АС 10.0.1 с 15-20% до 60-75% от общего объема пробы с глубины 2470м. Интенсивность свечения вытяжек изменилась с ЗБЖ МБ до ЗЖ МСБ. Также было отмечено уменьшение средних значений ДМК(детально-механический каратаж-величина, обратнопропорциональная механической скорости проходки), соответственно, увеличение средней механической скорости проходки с 30 до 50-60м/ч, что видно на поглубинной диаграмме. Отмечен рост газопоказаний (по сумме С1..+.С5) и рост показаний сумарного газоанализатора при вскрытии с 0,8 % до 4,9% и с 2,8% до 6,7%, соответственно, что можно отнести к аномальным значениям, т.к. увеличение газопоказаний превышено более чем в пять раз, относительно вышележащих горизонтов.

При вскрытии АС10.4 получили следующие результаты: изменение процентного соотношения песчаника в шламе при вскрытии пласта АС 10.4 с 10-15% до 60-70%, интенсивность свечения вытяжек изменилась с ЗБЖ МБ до ЗЖ МСБ; увеличение средней механической скорости проходки с 22-26 до 54-70м/ч; отмечен рост газопоказаний (по сумме С1..+.С5) и рост показаний суммарного газоанализатора при вскрытии с 0,5 % до 12,0% и с 2,4% до 14,9%, соответственно.

Вскрытие же пласта АС12.1 оказалось менее информативным по параметру ДМК, т.е. увеличение средней скорости проходки не имело явных признаков. Насыщение пласта однозначно определить не представляется возможным, вытяжки не изменились-ЗБЖ МБ, что тоже не может быть критичной оценкой, поскольку буровой раствор содержит смазку на углеводородной основе. Изменение процентного соотношения песчаника в шламе при вскрытии пласта АС 12.1 с 10-20% до 30-50%. Однако, отмечен рост газопоказаний (по сумме С1..+..С5) и рост показаний суммарного газоанализатора при вскрытии с 1,4 % до 4,3% и с 4,0% до 9,0%, что, все таки, говорит о признаках насыщения.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В процессе составления бакалаврской работы были изучены литолого-стратиграфические особенности геологического строения Приобского месторождения. Описаны общие черты тектонического развития, история геологического формирования и особенности структурных характеристик района месторождения. Также описаны основные продуктивные пласты данного месторождения, их качественный состав. Рассмотрена приуроченность основных продуктивных пластов к меловой системе и отмечено следующее: продуктивные пласты характеризуются большой литологической изменчивостью по площади и разрезу и имеют клиноформное строение, представлены переслаиванием линз коллекторов со сложной геометрией распространения. Выделяются зоны залегания коллекторов ундаформного, клиноформного и фондаформного строения. Описаны основные коллекторские свойства продуктивных пластов, такие как общая мощность, продуктивная мощность, открытая пористость, нефтенасыщенность, коэффициент песчаности.

В дополнении вышеописанного комплекса исследований получены предварительные знания о горных породах и геологических процессах на

основе естественных наблюдений и ознакомлении с геологическим строением Приобского месторождения.

Выполнена задача по определению глубин залегания пород по результатам анализа отобранного шлама (измерение размеров частиц с помощью микроскопа и насыщение песчаников люминисцентным способом), сопоставлением этих данных с привязкой к ДМК (различная скорость бурения разных пород) данных ГТИ, с привязкой по газовому каратажу. В частности подтверждено наличие продуктивности в пластах АС.10.0-1, АС10.4 и АС12.1 что отражено в отчетах о вскрытии. Также по результатам проведенных работ можно сказать, что изучение литолого-стратиграфического характера разреза по пробуренной скважине по данным ГТИ оправдано и целесообразно. Данные исследований ГИС, проведенные после бурения представлены в приложении А, и подтверждают данные о вскрытых пластах, полученные непосредственно во время бурения. Исходя из полученных результатов можно утверждать, что оперативное вскрытие пластов коллекторов, предварительная оценка их насыщения по данным ГТИ вполне информативны и имеют право на существование, при условии проведения точных расчетов времени отставания и комплекса своевременных мероприятий геологического и технологического характера.