

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выделение и оценка характера насыщения пласта-коллектора в процессе
бурения по данным ГТИ в условиях Губкинского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
Направление 05.04.01 геология
геологического факультета
Денисюк Олега Викторовича

Научный руководитель

К.г.н., доцент

М.В. Решетников

Зав. кафедрой

К.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

ВВЕДЕНИЕ

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, а также обеспечения выполнения природоохранных требований [1].

ГТИ в процессе бурения, 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.

Целью написания магистерской работы является исследование возможностей геолого-технологических исследований при определении характера насыщения перспективного интервала по данным газового каротажа в разрезе скважины Губкинского месторождения.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной выпускной квалификационной работы автором будут решены следующие задачи:

- дать описание геологического строения района работ;
- выполнить обзор комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективного интервала;
- изучить методики определения характера насыщения коллектора по данным газового каротажа;
- выделить в разрезе изучаемой скважины перспективный интервал и определить характер насыщения.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Губкинское газоконденсатнонефтяное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в 50 км юго-западнее от города Тарко-Сале.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой полого-холмистую равнину, в значительной степени переработанную эрозионными и криогенными процессами. Абсолютные отметки рельефа составляют +30 - +72м. Значительная часть территории заболочена и покрыта озерами. Существенная заболоченность района работ объясняется выравненностью рельефа местности и широким распространением слоя многолетнемерзлых пород, препятствующих циркуляции поверхностных вод в летнее время года [2].

Болотные ландшафты представлены плоскобугристыми мерзлыми болотами, имеющими кустарниково-лишайниково-моховый покров на буграх и травяно-моховый в понижениях. Северо-таежные ландшафты представлены редкостойными сосново-лиственными лесами, а вдоль рек Пяку-Пур и Пур-Пе произрастают долинные сосново-кедрово-еловые и лиственные леса в сочетании с ивняками и лугами.

Гидрографическая сеть представлена реками Пяку-Пур, Пур-Пе и их притоками. Реки типично равнинные с медленным течением и извилистым руслом. В период весеннего паводка являются практически судоходными. Уровень воды в них в паводок поднимается на 0,5-3,5 м.

Продуктивная толща Губкинского месторождения, как и на других аналогичных месторождениях севера Западной Сибири, представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчаных и алевролитовых разностей [4].

Верхняя часть сортымской свиты (K1 sr) представлена песчаниками серыми с прослоями аргиллитов, аналогичных описанным выше. В этой части свиты песчаные прослои группируются в пласты. К кровле сортымской свиты

приурочена чеускинская пачка (K1g-br) . Пачку слагают аргиллиты серые, темно-серые, тонкоотмученные, в разной степени алевритистые, с единичными прослоями песчаников. Встречается обугленный растительный атрит. Толщина сортымской свиты.

Тангаловская свита (K1 tng) согласно залегает на отложениях сортымской свиты. Свита имеет трехчленное строение и подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты.

Геолого-технологические исследования скважин – комплексные исследования в процессе проводки опорно-параметрических, поисково-разведочных, и эксплуатационных скважин, имеют важнейшее значения для определения, перспективных нефтегазоносных пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах работ с подробным описанием результатов исследований [7]. Полученный результат автоматически привязывается к времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины. ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводятся для достижения следующих целей:

- обеспечение безопасного проведения работ;
- литологическое расчленение разреза в процессе бурения;
- контроль технологических процессов на всех этапах строительства скважин;
- выделение пластов-коллекторов и отбивка кровли и подошвы коллектора;
- оценка характера насыщения коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пластов – коллекторов;
- выделение зон аномально-высоких поровых и пластовых давлений;
- достижения высоких технико-экономических показателей;
- обеспечения выполнения природоохранных требований.

Наиболее важная задача ГТИ - построение в процессе бурения скважины фактического геологического разреза, сравнение его с имеющимися, выдача рекомендаций и корректировка геолого-технического наряда: изменение режимов бурения, проведение ГИС, ИПТ (ОПК) и т.д. От того как достоверно построен геологический разрез, во многом зависит решение всех остальных геологических задач [8].

К основным задачам при выборе комплекса методов является детальное изучение разреза бурящейся скважины и обнаружение потенциально-продуктивного пласта в открытом стволе.

Для решения геологических задач производился отбор шлама и анализ ЛБА - через 5 метров до точки вхождения в пласт, а при подходе к проектной глубине за 100 метров до вскрытия продуктивного пласта и в пласте - через 1-2 метра.

Регистрировались следующие геолого-геохимические параметры:

- количественный состав УВ газов (C1-C5) в газовой смеси, перемещенный по ГВЛ и обработанный хроматографом, полученной в результате непрерывной частичной дегазации БР, абс.%;

- газосодержание суммарное в БР – Гсум;

- процентное содержание основных литологических разностей в промытых пробах шлама %;

- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама (ЛБА шлама);

Рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

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

- относительное содержание УВ газов (C1-C5) по ГВЛ, %.

Решаемые технологические задачи:

- обнаружение и предотвращение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;

- оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;

- распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом либо по уровню рабочей емкости;
- оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение либо поддержки скорости спуска);
- контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД;
- контроль гидродинамических давлений в скважине;
- контроль спуска и цементирования обсадной колонны;
- диагностика и предупреждение предаварийных ситуации в реальном времени;
- диагностика работы бурового оборудования и буровой бригады.

Фракционный анализ шлама – основан на изучении размеров частиц, составляющих пробы шлама. Получаемая информация используется для литологического расчленения разреза, выделения зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Привязка отбираемого шлама по глубине обеспечивается тем, что расчет отстаивания производится для всех фракций шлама, а исследования физико-химических свойств шлама проводятся с одной фракцией. Это необходимо потому, что при подъеме выбуренного шлама с забоя скважины происходит его оседание в буровом растворе под действием гравитационных сил, причем скорость перемещения частиц шлама различных фракций неодинакова и прямо пропорциональна их габаритам [14].

Макро- и микроскопия пород – макро- и микроскопические исследования являются визуальными методами определения литологического состава и других особенностей пород по шламу и керну.

Люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – основан на свойстве битумоидов при их облучении УФ-лучами испускать «холодное»

свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе [15].

Обнаружение, первичная диагностика и выяснение характера распределения битуминозных веществ в горной породе включает:

Визуальный просмотр шлама (керна) на присутствие битумоидов;

Капельно-люминисцентный анализ для определения качественного состава и количественного содержания битумоидов в шламе (керне).

Оперативное литологическое расчленение разреза в реальном времени бурения обеспечивает эффективное геологическое управление бурением скважины, дает буровой бригаде информацию о необходимом изменении режима бурения, промывки скважины, параметров промывочной жидкости, выборе долота [17].

Для решения этих задач используются параметры механического каротажа и фильтрационного каротажа. Дополнительная информация получается при использовании данных контроля давления, момента на роторе, а также данных об уровне изменчивости значений таких параметров как: скорость проходки v (или нормализованная v), относительный коэффициент буримости ($K_{бо}$) момент на роторе (M_p).

Уровень изменчивости значений параметров может быть оценен оператором станции ГТИ зрительно по колебаниям этих значений на диаграмме параметров по глубине скважины, либо определяется вычислением (J - среднеквадратичного отклонения значений параметра (с помощью калькулятора, имеющего соответствующую функцию); современные станции ГТИ автоматически вычисляют среднеквадратические отклонения контролируемых ими параметров.

Для оперативного расчленения разреза при бурении значения скорости проходки (или относительного коэффициента буримости), усредненные на интервале (0,5 или 1 м) сравниваются с моделями пород типового разреза региона. Модели пород строятся как функции распределения (плотности

распределения) этих параметров по результатам разбуривания данных пород в ранее пробуренных скважинах.

Результаты оперативного расчленения литологического разреза и выделение пластов-коллекторов разумеется являются предварительными и должны быть уточнены в дальнейшем с учетом рекомендаций других разделов. При высокой скорости (> 10 м/ч) бурения, когда на принятие решения времени часто недостаточно, можно воспользоваться таблицей, по которой решение в каждом конкретном случае принимается на основе полученной суммы баллов, как показано в таблицах 4,5. Изменение пяти основных параметров обязательного комплекса зашифровано цифрами от 0 до 3 в зависимости от степени увеличения (уменьшения) их величины [6].

Решение задачи расчленения разреза является первым и неизменным звеном технологического процесса изучения разреза при геолого-технологических исследованиях. При литолого-стратиграфическом расчленении осуществляется непрерывное оперативное изучение минералогического состава и физико-химических свойств разбуриваемых пород, определяется литология пород и их стратиграфическая приуроченность, выявляются тектонические особенности разреза (перерывы в осадконакоплении, размывы, тектонические нарушения), выделяются опорные пласты, покрывки и породы-коллекторы. Оперативное определение смены литолого-стратиграфических комплексов и выявление особенностей их геологического строения позволяют судить о нефтегазоносности разреза, прогнозировать момент вскрытия перспективного нефтегазоносного интервала, выбирать оптимальный режим вскрытия пласта-коллектора и проводить его детальное изучение. Изучение литологических особенностей вскрываемых пород и их физико-механических свойств позволяет также своевременно вносить коррективы в режим бурения скважины (выбор типа долот, режимных параметров и свойств бурового раствора и т.д.).

В магистерской работе описываются методики, которые решают задачу определения характера насыщения по данным газового каротажа. Построения палеток раздельного анализа газа (РАГ), всемирное признание имеет методика флюидных коэффициентов, впервые применённая европейской компанией «Геосервис»

Методика палеток раздельного 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения исследования автором было выполнено исследование разреза скважины при помощи интерпретационного кода. По результатам исследования в разрезе скважины выделена аномальная зона, приуроченные к интервалу 2486-2805, в котором отмечено изменение значения интерпретационного кода.

В интервале 2486-2805м. отмечено значительное увеличение механической скорости проходки, значительное повышение газосодержания бурового раствора, незначительное повышение люминесценции и пористости шлама.

После проведения определения перспективного пласта во второй части квалификационного исследования было проведено определение характера насыщения пород в выделенном интервале.

По данным методики флюидных коэффициентов GEOLOG параметр $Wh = 8$, параметр $Bh = 2$, следовательно - интервал 2486-2805м – газоконденсат с наличием нефти.

По результатам расчета относительного состава газа и нанесения его на палетку РАГ, получили следующий результат: интервал 2486-2805м – нефтенасыщен.

По результатам выполненного исследования получены следующие результаты: по методике GEOLOG - выделенный интервал газоконденсат с наличием нефти, по данным построения палетки РАГ – интервал 2486-2805м – нефтенасыщен.

На последнем этапе магистерского исследования было проведено сравнение полученных результатов с данными геофизических исследований скважин. По данным ГИС в данном выделенном интервале отмечаются признаки наличия нефтенасыщенного коллектора, а именно – наличие глинистой корки, падение значений гамма – каротажа и т.д.

В соответствии с поставленными во введении задачами в магистерской

работе дано описание геологического строения района работ, выполнен обзор комплексов геолого-технологических исследований, применяемых для выделения перспективного интервала, выделен в разрезе изучаемой скважины Губкинского месторождения перспективный интервал и определен характер его насыщения.

По результатам выполненного исследования получены следующие результаты: по методике GEOLOG - выделенный интервал газоконденсат с наличием нефти, по данным построения палетки РАГ – интервал нефтенасыщен. По данным ГИС в выделенном интервале отмечаются признаки наличия нефтенасыщенного коллектора. Результаты сравнения показывают высокую эффективность методик флюидных коэффициентов GEOLOG, и сравнительно невысокую эффективность методики построения палетки РАГ.

Таким образом, используемый комплекс ГТИ показал свою эффективность в условиях Губкинского месторождения при решении геологических задач.