

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

Кафедра геофизики

Комплексирование методов ГТИ и ГИС при бурении скважин

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5курса 531 группы
направления 21.03.01«Нефтегазовое дело»
геологического факультета
Римша Игоря 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. Актуальность выбранной темы определяется тем, что при бурении скважин на углеводородное сырье поступление основного потока информации обеспечивается геофизическими (ГИС) и геолого-технологическими (ГТИ) исследованиями скважин. Сюда относится как геологическая информация, так и параметры бурения.

На основе этой информации осуществляется руководство бурением, принимаются решения, определяющие полноту и достоверность получения геологических данных по скважине. Немаловажной является и возможность сокращения сроков и затрат на бурение за счет оптимизации программы исследований, отработки долот, предотвращения осложнений и аварий.

При этом методы ГТИ несут как геологическую, так и технологическую нагрузку, тогда как методы ГИС при неосложненном процессе бурения отвечают только за геологические исследования.

Другим преимуществом ГТИ является максимальная оперативность получения информации, задержка получения которой варьирует от нуля до времени отставания, определяемого глубиной и техническими параметрами бурения, обычно не превышающего одного-двух часов.

Методы ГИС, лишенные подобной оперативности, тем не менее являются важнейшим источником информации, особенно ценным в случаях неинформативности ГТИ – полные поглощения, ввод в буровой раствор нефти и т.д.

С другой стороны, в случае получения аварии с последующей ликвидацией ствола, делает проведение ГИС невозможным и данные, полученные методами ГТИ, останутся единственной информацией по скважине.

Целью настоящей работы является реализация комплексного подхода к геологическому сопровождению бурения скважины.

Для достижения поставленной цели потребовалось решить следующие задачи:

- изучить физические основы основных методов ГИС и ГТИ;
- рассмотреть геолого-технологические и геофизические методы изучения разреза скважин, включая литологическое расчленение, выделение коллекторов, определение характера насыщения;
- представить результаты комплексного подхода к изучению разрезов скважин.

Бакалаврская работа состоит из введения, заключения, списка использованных источников и 4 разделов: раздел 1 – «Краткая характеристика методов ГИС»; раздел 2 – «Краткая характеристика методов ГТИ»; раздел 3 – «Изучение разрезов скважин»; раздел 4 – «Результаты исследований».

Основное содержание работы.

Выявление продуктивных пластов в разрезе производится на основе комплексного использования и оперативной интерпретации геолого-геохимической, технологической, геофизической и гидродинамической информации и включает следующие основные этапы:

- прогнозирование вскрытия кровли коллектора;
- определение момента вскрытия кровли коллектора;
- остановку бурения и промывку скважины до выхода забойных порций бурового раствора и шлама;
- анализ проб бурового раствора и шлама, при необходимости дополнительные исследования шлама и свабирование;
- вскрытие пласта с отбором и анализом керна;
- проведение и оперативная интерпретация ГИС и ИПТ;
- анализ пластового флюида;
- комплексное предварительное заключение о промышленной ценности коллектора.

Исходной информацией при выделении коллекторов являются данные механического каротажа, расходомерия, газового каротажа и результаты анализа шлама и керна.

В качестве априорной информации привлекаются эталонно-прогнозная

модель и ГТН.

Признаками подхода к нефтегазонасному коллектору по анализу проб бурового раствора и шлама являются аномальное увеличение газосодержания бурового раствора и газонасыщенности шлама по отношению к фоновым значениям; изменение значений флюидных коэффициентов: при подходе к нефтяному пласту в смеси возрастает роль метана или тяжелых углеводородов, при подходе к газовому – возрастает роль метана. Значение флюидных коэффициентов изменяется в сторону, как увеличения, так и уменьшения.

Наиболее информативными параметрами для решения этой задачи являются механическая скорость проходки, расход и объем бурового раствора, газонасыщенность бурового раствора углеводородными газами, компонентный состав углеводородных газов, люминесценция и пористость шлама и керна.

Особое внимание должно уделяться контролю за изменением параметров скорости проходки и объёму бурового раствора, которые дают практически мгновенную (без задержки во времени) информацию о коллекторских свойствах пород. При вскрытии коллектора происходит резкое изменение механической скорости бурения (обычно в сторону увеличения) и наблюдается поглощение бурового раствора или приток в скважину пластового флюида.

Песчано-глинистые коллекторы, залегающие на относительно небольшой глубине (до 2,5-3 м), практически всегда уверенно выделяются по кривой V. Для них характерны незначительные поглощения бурового раствора с быстрым снижением интенсивности поглощения. При вскрытии коллектора очень часто наблюдается снижение давления в нагнетательной линии.

Аналогичная картина наблюдается в карбонатных коллекторах порового типа. Вскрытие кавернозных, порово-каверно-трещинных коллекторов часто сопровождается провалами бурового инструмента, ростом скорости проходки (в 2-4 и более раз), значительным поглощением промывочной жидкости с его медленным затуханием. В коллекторах порово-трещинного и трещинно-порового типов скорость проходки возрастает обычно в 1,5-2 раза по отношению к покрывающим породам, а характер поглощения промывочной

жидкости в значительной степени определяется интенсивностью трещиноватости и раскрытостью трещин. При значительной трещиноватости спад интенсивности поглощения промывочной жидкости происходит медленно, при микротрещиноватости процесс поглощения быстро затухающий.

Таким образом, увеличение механической скорости бурения (в 1,5 и более раза) и уменьшение или увеличение расхода и объема являются первым сигналом о возможном вскрытии коллектора. В связи с тем, что на изменение этих показателей влияет большое число других факторов (режим бурения и промывки, добавки химреагентов в буровой раствор, утечки раствора в жалобной системе и др.), при оперативной интерпретации данных механического каротажа и расходомерии их необходимо учитывать.

Повышение газопоказаний, соответствующее с учетом времени отставания моменту вскрытия коллектора, является дополнительным важным признаком. Следует также наблюдать за поверхностью бурового раствора в желобной системе и приемных емкостях (появление радужных пятен, характерный запах и др.).

Изучение шлама существенно повышает достоверность предшествующих выводов. Решающее значение имеют данные ЛБА, оценки пористости, плотности и литологии пород, получаемые в результате выполнения обязательных исследований.

Выявление и оценка продуктивных пластов в разрезе по данным ГИС включает выполнение следующих этапов: выделение коллекторов, оценку их типа и емкостных свойств; определение нефтегазоносности выделенных коллекторов; подготовку рекомендаций об испытании объектов.

Целью оперативной интерпретации является уточнение местоположения в разрезе продуктивных пластов, выявленных по данным ГТИ; оценка характера насыщения коллекторов, имеющих неоднозначную или отрицательную по ГТИ характеристику; выдача окончательного заключения с подготовкой рекомендаций по испытанию пластов с указанием интервала и режима исследований.

Для решения данной задачи используются результаты литолого-стратиграфического расчленения разреза по ГИС и ГТИ. Анализ материалов ГИС выполняется в перспективном на нефть и газ участке разреза, включающем как интервалы с однозначной и вероятной по ГТИ характеристикой коллекторов, так и интервалы, в которых они не обнаружены. При выделении коллекторов по геофизическим данным используются следующие основные признаки: наличие глинистой корки против пласта, наличие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласте, соответствие измеряемых или расчетных характеристик пласта установленным для коллекторов значениям.

Выделение коллекторов порового типа в песчаных, алевролитовых и карбонатных породах может успешно осуществляться по данным ПС, ГК, МКЗ, БКЗ, кавернометрии и др. Признаками такого типа коллектора являются отрицательные аномалии ПС и ГК; положительное приращение на диаграммах микрозондов; сужение диаметра скважины за счет глинистой корки на кавернограмме; наличие зоны проникновения по БКЗ, БК-МБК; превышение пористости по диаграммам НГК, ГГК, АК критического значения, соответствующего неколлекторам. Присутствие глинистого материала влияет на удельное сопротивление породы, на амплитуду ПС, радиоактивные, акустические и другие свойства, снижая эффект выделения коллекторов по перечисленным выше признакам.

Наиболее сложным является выделение коллекторов трещинного типа и со сложной структурой порового пространства. К последним относятся порово-трещинные, порово-кавернозно-трещинные и другие коллекторы.

Против трещинных коллекторов возможно увеличение диаметра скважины, однако возможно и сужение диаметра и нарастание глинистой корки против трещинных и кавернозных пород.

Диаграммы микрозондов дают резкую дифференциацию при отсутствии глинистой корки, но слабо дифференцированы и имеют низкое сопротивление при наличии глинистой корки.

Трещинные коллекторы имеют резкую дифференциацию на МБК на фоне общего снижения сопротивления. С увеличением плотности трещиноватости суммарная ширина минимальных значений ρ_k на диаграмме МБК возрастает.

Трещинные и трещинно-кавернозные породы характеризуются большой поглощающей способностью к упругим колебаниям и могут быть выделены по уменьшению амплитуды и увеличению коэффициента поглощения продольных волн.

Полезную информацию для выделения коллекторов дает комплекс, состоящий из двух методов пористости, по-разному реагирующих на трещиноватость (НГК-АК, ГГК-АК, НГК-БК).

Достоверность определения типа коллектора значительно повышается при комплексном использовании геофизических определений с описанными выше признаками коллекторов по ГТИ.

Оценка пористости пород-коллекторов, чаще всего, проводится по нейтронному гамма-каротажу (НГК) и акустическому (АК).

Пласт относится к нефтеносному в случае, если сумма тяжелых УВ составляет более 10%; величина флюидных коэффициентов характерна для нефтеносных пластов района исследований; люминесценция шлама (керн) более 3 баллов; тип битумоида относится к ЛБ, МБ, МСБ, СБ;

Характер насыщения пласта может быть определен с помощью хорошо зарекомендовавшей себя палетки РАГ, на которую наносятся значения флюидных коэффициентов в соответствии.

При исследовании бурящихся скважин основным источником геофизической информации о насыщении пластов являются методы электрометрии.

Для оперативной интерпретации используются методы, основанные на анализе изменения радиальных геофизических характеристик пласта. Признаком продуктивного пласта по данным электрометрии является понижающее, а водоносного пласта – повышающее проникновение фильтра

бурового раствора в пласт (при $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$), отмечаемое на диаграммах МКЗ и БК-МБК.

Разделение нефте- и водоносных пород производят по критическому значению коэффициента водонасыщенности ($K_{\text{в}}$), равному отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор, которое устанавливается на основе статистической обработки лабораторных и скважинных материалов для определенных отложений с учетом типа коллектора.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{\text{нг}}$) по удельному сопротивлению породы ($\rho_{\text{п}}$) основано на связях между параметром насыщения ($P_{\text{н}}$) и коэффициентом водонасыщения ($K_{\text{в}}$). Эти связи выражаются уравнениями Арчи.

При прохождении скважиной 1 карбонатного разреза в интервале, стратиграфически приуроченном к данковскому горизонту девонской системы, была вскрыта зона катастрофического поглощения с потерей циркуляции.

Вследствие отсутствия выхода бурового раствора в интервале глубин 2985-3035 м была потеряна геологическая информация о литологическом составе (отсутствие шлама) и газосодержании горных пород, определяемом по данным частичной дегазации БР на устье.

Для ликвидации поглощения в раствор добавлялись опилки, циркуляция была восстановлена, однако высокое содержание кольматирующих добавок затруднило анализ шлама и привело к необходимости замены активного дегазатора по причине постоянного его засорения опилками на пассивный, что также отрицательно сказалось на информативности показаний газового каротажа.

По результатам выполненных впоследствии ГИС установлено, что с глубины 2985 м разрез представлен разуплотненными водонасыщенными известняками (снижение показаний НГК и БК) с пропластками аргиллитов (рост показаний ГК и кавернометрии).

При забое скважины 2 1318 м в отложениях, стратиграфически приуроченных к окскому надгоризонту каменноугольной системы, после СПО

при собственном весе инструмента 35 т были получены посадки до 0,5 т, при попытке подъема увеличение веса до 70 т, получен прихват бурового инструмента.

После успешной ликвидации прихвата, было возобновлено бурение с вводом нефти в буровой раствор в объеме 5 м³ для профилактики затяжек и посадок. Ввод нефти отразился на показаниях газового каротажа резкой аномалией (увеличение показаний по сумме УВ в 80 раз) и существенным увеличением содержания тяжелых УВ. После ввода нефти получили продолжительный нефтяной «шлейф», сделавший неинформативным проведение газового каротажа. Ситуация усугубилась бурением по регионально продуктивным алексинским и тульским отложениям.

Проведенные впоследствии ГИС показали водонасыщенный характер пород-коллекторов.

При прохождении скважиной 3 карбонатного разреза на глубине 2560 м, стратиграфически приуроченной к серпуховско-окскому надгоризонту каменноугольной системы, была введена смазывающая добавка «GLIDEX» для снижения коэффициента трения, что отразилось увеличением газопоказаний в 4 раза по сумме УВ и резким значительным увеличением процентного содержания тяжелых УВ. Помимо искажений данных газового каротажа, ввод добавки отразился на показаниях ЛБА, показав содержание маслянистых битумоидов в шламе.

По результатам ГИС породы водонасыщенны, что подтвердило техногенное происхождение аномалий газового каротажа и ЛБА.

В скважине 4 пройдены с отбором керна упинские отложение нижнего карбона. При бурении по увеличению механической скорости проходки и повышению газового фона, увеличению суммы тяжелых УВ сделан предварительный вывод о продуктивности интервала 1462-1467 м.

Согласно выполненному макроописанию отобранные породы представлены известняками серыми, светло-серыми, среднекристаллическими, участками крупнокристаллическими, органогенными, порово-кавернозными.

На поверхности керна отмечаются участки с выпотами коричневой, маслянистой жидкости с резким запахом У.В. Не соленый на вкус.

Результаты ТВД образцов керна были вынесены на палетку РАГ, в результате чего установлен нефтяной характер насыщения с характерным повышением по СЗ (СЗН8, пропан). В то же время по данным ГИС в интервале 1462-1468 м выделенные коллектора отмечены повышением проводимости по данным ИК, в результате оперативной интерпретации характер насыщения установлен как «неопределенный» с Кнг менее 50%.

Основываясь на прямых признаках насыщения, проведено ИПТ 1, в результате которого получен флюид, представленный нефтью газированной, коричневатого-зеленого цвета, плотностью 0,84 г/см³.

По всей видимости, на показания методов ГИС в части увеличения проводимости и снижения сопротивления оказала влияние глубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора.

Заключение. Методы ГТИ являются прямыми методами изучения разрезов скважин при бурении и обладают максимальной оперативностью получения информации. Вместе с тем существует некоторая погрешность привязки отобранных проб шлама и бурового раствора к глубине. Помимо этого, зачастую на информативности ГТИ негативно сказываются введение добавок в буровой раствор, как для ликвидации поглощения, так и для снижения трения.

Методы ГИС являются косвенными методами получения информации. Большое влияние на получаемые результаты оказывают скважинные условия проведения измерений, временной интервал, прошедший с момента вскрытия отложений, и обоснованность используемых петрофизических зависимостей.

Таким образом, наиболее эффективный подход к бурению скважин основывается на комплексировании методов ГТИ и ГИС.

В настоящей работе на конкретных примерах показана эффективность совместного использования методов ГТИ и ГИС, что отвечает поставленным цели и задачам.