

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

Кафедра геофизики

«Ранняя диагностика поглощения в процессе бурения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Жанзакова Жениса Насехатовича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

Головин К.Б.

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2016

ВВЕДЕНИЕ

Геолого-технологические исследования ГТИ скважин в процессе бурения являются объединением трех самостоятельных направлений, существовавших до появления ГТИ – газового каротажа, экспрессных петрофизических исследований, информационно – измерительных систем (ИИС) для контроля процесса бурения.

ГТИ предназначены для осуществления контроля над 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.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящихся скважин перспективных на нефть и газ пластов – коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

ГТИ тесно связывают с газовым каротажем, так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же газовый каротаж входит в комплекс ГТИ, составляя его существенную часть.

Целью данной бакалаврской работы является ранняя диагностика поглощения в процессе бурения методами ГТИ.

Поглощение буровых растворов является одним из самых распространенных видов осложнений при бурении скважин. Различают поглощения малой интенсивности, средней и высокой интенсивности. Причиной возникновения поглощения могут быть как геологические факторы (трещины, каверны), так и технологические факторы (гидравлический разрыв пород).

Для достижения поставленной цели в работе дана геолого-геофизическая характеристика района работ, рассмотрены комплексы методов ГТИ, причины и признаки поглощения бурового раствора.

Основное содержание работы

В разделе 1, геолого-геофизическая характеристика, в географическом и административном положениях исследуемый район работ расположен в Оренбургской области вблизи поселка Бердянка Оренбургского района.

В тектоническом плане Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) приурочено к одноименному валу, осложняющему северную часть Соль-Илецкого выступа, который располагается в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы с Прикаспийской впадиной и Предуральским прогибом.

В нефтегазоносном отношении в продуктивной толще Оренбургского месторождения установлены три базисных геологических резервуара (I, II и III), прослеживаемых по площади месторождения и обладающих различными коллекторскими свойствами: артинско-сакмарский, сакмаро-ассельско-верхнекаменноугольный и верхне-среднекаменноугольный

Резервуары, в свою очередь, разобщены примыкающими к ним толщами низкопоровых, уплотненных, очень слабопроницаемых пород (низкопоровая толща сакмарского возраста, низкопоровая толща ассельско-верхнекаменноугольного возраста), представляющих дополнительные резервуары.

В разделе 2, методика проведения работ, ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводятся для выполнения следующих задач:

- ✓ оптимизация и контроль технологических процессов на всех строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации скважин;
- ✓ обеспечение безопасного проведения работ
- ✓ изучение геологического разреза
- ✓ обеспечение высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин
- ✓ выполнение природоохранных требований

Первичной информацией для ГТИ являются:

- ✓ исходные данные проекта на строительство скважины;
- ✓ прогнозные параметры ГТИ, полученные при анализе результатов бурения соседних скважин, а также результатов геологических, геохимических и геофизических исследований на окружающей территории.
- ✓ значения физических величин от датчиков в местах установки их на буровом оборудовании;
- ✓ результаты исследований в полевой и стационарной лабораториях ГТИ образцов керна, проб бурового раствора, шлама и пластового флюида;
- ✓ сообщения, поступающие от специалистов, участвующих в технологическом процессе строительства скважины, и характеризующие состояние этого процесса

Выходной информацией ГТИ являются:

- значения параметров, измеренные с постоянным шагом дискретизации по времени и по глубине ствола скважины, а также рассчитанные по заданным алгоритмам;
- отчетная информация в текстовом и графической форме, обобщающая результаты исследований за определенный интервал времени или глубины;
- рекомендации, поступающие от персонала, производящего ГТИ, другим специалистам, участвующим в технологическом процессе строительства скважины;
- результаты анализа деятельности по сопровождению строительства скважины геолого–технологическими исследованиями, обобщенные в форме текстового отчета с таблицами и иллюстрациями

Одной из важных задач ГТИ является предотвращение осложнений и аварийных ситуаций. Осложнения могут быть связаны с буровым инструментом и не связаны с ним.

Среди существующих методов предупреждения и ликвидации поглощений используются следующие: снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины, изоляция поглощающего пласта специальными тампонажными растворами. Известно большое число рецептов тампонажных и быстросхватывающихся смесей. Более простой состав смеси следующий: цементный раствор плотностью 1400 кг/м^3 и бентонитовый раствор плотностью 1200 кг/м^3 в соотношении 1:2. В случаях катастрофических поглощений используется бурение без выхода бурового раствора с последующим спуском буровой колонны. В этом случае разбуриваемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью.

Для борьбы с поглощениями широко применяют пакеры, которые герметизируют затрубное пространство при задавливании тампонирующих смесей в поглощающий интервал. Тампонажную смесь подают в скважину через спущенную в нее бурильную колонну или через отвод превентора. Одним из наиболее эффективных способов предотвращения поглощений является использование наполнителей, которые в свою очередь добавляют в циркулирующий буровой раствор, а так же могут проводить разовую закачку в зону поглощения порции специальной жидкости с наполнителем. Применяют наполнители волокнистые и зернистые.

Вскрываемый в процессе бурения проницаемый пласт и скважина представляют собой единую гидродинамическую систему скважина - пласт. Горизонты проницаемые бывают представлены кавернозными, трещиноватыми, пористыми и трещиновато - пористыми разностями горных пород. Проницаемый пласт бывает нефтеносным, водоносным и газоносным.

Процессы поглощения промывочной жидкости обусловлены соотношениями давлений в скважине и пласте, а также от проницаемости пласта и степени раскрытия трещин. Со стороны скважины на пласт действует давление, величина которого зависит от технологических операций, выполняемых в процессе бурения. В состоянии покоя скважины давление равно гидростатическому давлению столба промывочной жидкости. Так как скважина

и вскрытый проницаемый пласт представляют собой сообщающиеся сосуды и, при разности давлений между ними происходит переток жидкости, тогда пластовое давление можно определить по величине столба промывочной жидкости по формуле (1):

$$P_{пл.} = \rho * 9,81 * H, \text{ Па}, \quad (1)$$

где ρ - плотность промывочной жидкости, кг/м³;

H - высота столба промывочной жидкости, м.

Интенсивность поглощения также зависит от фильтрационного сопротивления пласта, т.е. при одинаковых пластовых давлениях и одинаковых гидродинамических и гидростатических давлениях в скважине вероятность возникновения поглощения будет выше, чем выше проницаемость пласта. Тогда условие возникновения поглощения можно будет определить по следующей формуле (2):

$$P_{пл.} + \Delta P_{ф} \leq P_{гс} + P_{гд}, \quad (2)$$

где $P_{гс}$ - гидростатическое давление, МПа;

$P_{гд}$ - гидродинамическое давление, МПа;

$\Delta P_{ф}$ - фильтрационный перепад давления, обусловленный степенью загрязнения призабойной зоны пласта и проницаемостью пласта, МПа;

$P_{пл.}$ - пластовое давление, МПа.

В общем виде, для случая фильтрации не тиксотропной жидкости в поглощающей проницаемой среде оценка поглощения может быть произведена по упрощённой формуле Маскета (3):

$$Q = K * \Delta p / \mu, \quad (3)$$

где K -коэффициент, являющийся функцией геометрических размеров проницаемой системы;

Δp - перепад давления в системе скважина-пласт;

μ - вязкость жидкости

Из формулы 3 следует, что количество поглощаемой в процессе бурения нетиксотропной жидкости прямо пропорционально проницаемости поглощающего горизонта и перепаду давления в системе скважина - пласт и обратно пропорционально вязкости поглощающей жидкости. Общий характер влияния факторов для вязкопластичных жидкостей, определяющих интенсивность поглощения, остаётся таким же, но большее значение получают геологические свойства.

Эффективность предупредительных мер по предотвращению поглощений зависит, в первую очередь, от вида промывочной жидкости, определяющего набор её основных геологических параметров. Все применяемые промывочные жидкости можно условно разделить на две группы: Ньютоновские жидкости (вода, растворы солей, полимеров и т.п.) и неньтоновские структурированные дисперсные системы (глинистые растворы, меловые, цементные и т.п.).

Плотность промывочной жидкости – это один из факторов, определяющих перепад давления на поглощающий горизонт. Изменением плотности регулируется в определённой степени гидродинамическое и гидростатическое давление в скважине. Поэтому при наличии проницаемых зон желательно применять промывочные жидкости с пониженным удельным весом. Снижение плотности промывочной жидкости достигается аэрацией, уменьшением наличия твёрдой фазы и использованием лёгких инвертных эмульсий.

Основными недостатками компрессорного способа аэрации является:

1. Необходимость в компрессорном хозяйстве;
2. Высокая стоимость приготовления 1м³ аэрированной жидкости;
3. Повышенная коррозия бурильных труб и оборудования.

Наиболее простым способом для ликвидации (профилактики) поглощения является использование наполнителей. Наполнители разделяют, на

пластинчатые (хлопьевидные), зернистые (гранулированные) и волокнистые. Они применяются как индивидуально, так и в различных комбинациях. В качестве закупоривающих материалов используют в основном отходы промышленного производства: сляду, опилки, целлофан, волокна, текстильные резину, шелуху орехов и т.п. Часть из них используется без предварительной обработки, а часть – измельчается.

Единая классификация тампонажных растворов отсутствует, поэтому их можно разделить по отдельным признакам. Как системы, тампонажные растворы делятся на однофазные (истинные растворы) и многофазные (дисперсные системы). Большое число тампонажных растворов является дисперсными системами. Размеры частиц твёрдой фазы тампонажных растворов во много определяют характер и скорость протекания физико-химических превращений при тампонировании. По размерам частиц твёрдая фаза растворов может быть колоидно - дисперсной, грубодисперсной и с промежуточной дисперсностью. Тампонажные растворы – всегда полидисперсные системы. По роду вяжущего материала растворы для тампонирования можно разделить на портландцементные, шлаковые, известково-песчаные и их комбинации.

Катастрофические поглощения как правило происходят в трещиноватых породах или кавернозных породах и ликвидация этого типа поглощения требует больших затрат и применения специальных технологий. Одним из самых надёжных способов ликвидации данного вида нарушения является перекрытие интервала поглощения колонной труб. В настоящее время, профильные перекрыватели применяют для ликвидации данного вида осложнений. Для их установки сначала производят расширку ствола скважины в выбранном интервале, спускают профильный перекрыватель и, раскатывают его по стенкам скважины специальным устройством. Все эти механические способы ликвидации поглощений достаточно трудоёмки и дорогостоящи. Существует ряд технологий по принудительной гидроструйной кольматации стенки скважины твёрдой фазой и полимерными реагентами, которые

позволяют упрочнять стенки ствола скважины и изолировать проницаемые зоны, снижая объём фильтрата, проникающего в коллектор. С этой целью может быть использован наддолотный эжекторный насос ЭЖГ.

Работа на станции ГТИ проводилась с помощью следующих датчиков:

- Датчик веса – способствует определению веса на крюке и нагрузки на долото.
- Датчик положения клиньев – служит для определения открытого и закрытого положения крыльев.
- Датчик ходов насоса – измеряет число ходов в минуту для каждого насоса и позволяет получать входные данные для расчета производительности насоса.
- Датчик уровня бурового раствора – определяет временной интервал между посылкой и приемом сигнала, позволяет рассчитать уровень бурового раствора в резервуаре.
- Датчик расхода на входе – служит для определения расхода промывочной жидкости в линии малифольда.
- Датчик расхода на выходе – предназначен для индикации расхода смеси бурового раствора и выбуренной породы на выходе из скважины.
- Датчик плотности и температуры – предназначен для измерения плотности и температуры бурового раствора в применых емкостях.
- Датчик ходов насоса – обеспечивает непрерывное измерение расхода бурового раствора на входе при бурение нефтегазовой скважины.
- Датчик объемного газосодержания и плотности – измеряет содержание любого свободного газа в буровом растворе, выходящем из скважины.
- Дегазатор – выделяет из бурового раствора попутные газы и направляет их в газовоздушную линию.

В разделе 3, результаты исследований, сопровождение строительства скважины №1298 Восточного участка Оренбургского НГКМ геолого-технологическими исследованиями начато в процессе бурения под колонну

шахта при глубине забоя 0м и продолжено до достижения глубины забоя 2700м.

Процесс бурения не всегда является стабильным и нормальным, в чем можно было убедиться при прохождении практики.

Процесс бурения сопровождался осложнениями, среди которых был предупрежден процесс поглощения бурового раствора в скважине.

Поглощение началось в результате резкого понижения удельного веса бурового раствора, что привело к его потере. Процесс бурения не всегда является стабильным и нормальным, в чем можно было убедиться при прохождении практики.

Процесс бурения сопровождался осложнениями, среди которых был предупрежден процесс поглощения бурового раствора в скважине.

Поглощение началось в результате резкого понижения удельного веса бурового раствора, что привело к его потере. Мы видим, что в 2.26 произошло падение давления с 60 атмосфер до 55 атмосфер, так же потеря расхода на входе с 25 до 20 литров, уменьшение ходов насоса на одном насосе с 45 до 40 раз. После в 3.10, резкое падение механической скорости с 8 до 6 м/час и соответственно резкое увеличение на этом фоне ДМК с 10 до 14. В 3.35, падение температуры на 7 и больше градусов в интервале 35-25, падение расхода на входе от 25 до 15 литров. Также падение расхода на выходе в интервале от 15 до 8 литров. Ещё мы наблюдаем резкий подъем механической скорости бурения с 7 до 21 м/час.

В 2.30 наблюдаем падение давления с 60 до 54 атмосфер, расход на входе также уменьшился на 5 единиц, с 15 до 10 литров, ходы насоса уменьшились на 5 единиц, с 45 до 40 раз. В 3.20 произошло восстановление данных, а точнее переход тех же показателей на прежние места. Но в 4.00 происходит полное падение всех объемов емкостей с 97 литров. Потери составили примерно до 60 литров, и значения показывали от 33 до 37 литров. Зафиксировано падение давления с 70 до 65 атмосфер, так же колоссальное падение температуры с 42 градусов до 34-35, и переход в нуль значений расхода на выходе с 15 литров.

Предположительно здесь находилась зона трещиноватости, которая и повлекла за собой процесс поглощения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Эти особенности ГТИ делают их весьма перспективным направлением промышленной геофизики, способным существенно улучшить геологическую и экономическую эффективность буровых работ на нефть и газ.

ГТИ тесно связывают с газовым каротажем, так как с его развитием и образовались геолого-технологические исследования, так же газовый каротаж входит в комплекс ГТИ, составляя его существенную часть.

В ходе выполнения бакалаврской работы была поставлена такая цель, как ранняя диагностика поглощения в процессе бурения методами ГТИ. Для достижения поставленной цели в работе была дана геолого-геофизическая характеристика района работ, рассмотрены комплексы методов ГТИ, причины и признаки поглощения бурового раствора. Так же процесс бурения сопровождался осложнениями, среди которых был предупрежден процесс поглощения бурового раствора в скважине.