

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

Кафедра геофизики

**«Предупреждение выбросов бурового раствора и пластового флюида в
процессе бурения скважин с использованием методов ГТИ»**

АВТОРЕФЕРАТ ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
геологического факультета
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
Шугурова Александра Владимировича

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 2020

Введение. Методами ГТИ решается широкий комплекс геологических, технологических и информационных задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных характеристик и характера насыщения, оптимизацию интервалов отбора керна, описание образцов керна и результатов ИПТ, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Главная задача технологических исследований – это получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийной и рациональной проводки скважин, что является особенно актуальным в нынешних непростых экономических условиях.

К аварийным ситуациям в процессе бурения относятся выбросы пластового флюида, катастрофические поглощения бурового раствора и гидроразрыв пласта, прихваты, сломы, обрывы бурильного инструмента.

Одной из важнейших задач ГТИ является предупреждение выбросов пластового флюида, приводящих к серьезным осложнениям процесса бурения и требующих значительных материальных и временных затрат на их ликвидацию.

При этом следует различать такие понятия как газонефтеводопроявление, выброс и открытое фонтанирование.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – событие, связанное с нарушением производственного процесса из-за поступления в ствол скважины при её строительстве или реконструкции пластового флюида (газ, вода, нефть или их смеси), не предусмотренное технологией работ, требующее затрат времени на исправление.

Выброс – поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при её строительстве, создающий опасность аварии в виде неконтролируемого выброса (открытого фонтана).

Открытое фонтанирование – неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины в результате отсутствия, разрушения, или негерметичности запорного оборудования или грифообразования.

Целью настоящей работы является рассмотрение методики предотвращения выбросов пластового флюида и бурового раствора и недопущения открытого фонтанирования с использованием данных ГТИ.

Для достижения поставленной цели автором решены следующие задачи: изучена соответствующая специализированная литература; использованы знания, полученные во время производственной деятельности; рассмотрены конкретные примеры газонефтеводопроявлений.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, заключения, списка использованной литературы и трех глав: глава 1 – «Методика работ»; глава 2 – «Датчики и оборудование»; глава 3 – «Результаты работ».

Основное содержание работы. Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения конкретной скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации.

Признаки ГНВП подразделяются на признаки раннего и позднего обнаружения.

В свою очередь, признаки раннего обнаружения подразделяются на прямые и косвенные.

К прямым признакам, однозначно указывающим на ГНВП, относятся:

1. Увеличение объема (уровня) ПЖ в приемных емкостях.
2. Увеличение расхода (скорости) потока раствора на выходе из скважины при неизменной подаче насосов.
3. Уменьшение по сравнению с расчетным объема доливаемой жидкости при подъеме инструмента.
4. Увеличение по сравнению с расчетным объема вытесняемой жидкости при спуске инструмента.
5. Движение раствора по желобам при отсутствии промывки и СПО.

При обнаружении любого из вышеперечисленных прямых признаков необходимо загерметизировать устье скважины.

К косвенным признакам, указывающим как на возможное ГНВП, так и на другие аварийные ситуации на скважине, относятся:

1. Уменьшение давления промывки по манометру на стояке по показаниям датчика давления.
2. Увеличение веса инструмента по датчику веса.
3. Увеличение механической скорости бурения в продуктивном пласте (возникновении депрессии, вход в легко разбурываемые породы).
4. Увеличение крутящего момента на роторе.
5. Повышение содержания газа в ПЖ.

При обнаружении косвенных признаков (одного или нескольких) необходимо усилить контроль за скважиной для выявления прямых признаков. Поставить в известность буровую бригаду, мастера, супервайзера. Сделать записи в буровом журнале

Признаки позднего обнаружения ГНВП:

1. Снижение плотности промывочной жидкости (ПЖ).
2. Увеличение вязкости ПЖ.
3. Перелив раствора через устье (выкидывание раствора).
4. Появление пачки газа или нефти на устье скважины.
5. Изменение температуры ПЖ на выходе.

Причинами ГНВП при спуске инструмента являются:

- увеличение скорости спуска – возникновение поршневого эффекта, с образованием избыточного давления под долотом с последующим гидроразрывом пласта и поглощением промывочной жидкости; уменьшается высота столба ПЖ и уменьшается противодействия на пласт, что приводит к ГНВП;

- увеличение диаметра инструмента;
- уменьшение диаметра скважины;
- увеличение вязкости раствора;

Причинами ГНВП при подъеме инструмента являются:

- неконтролируемый долив или подъем без долива;
- подъем инструмента с «сифоном»;
- превышение скорости подъема с возникновением гидропоршневого эффекта (свабирование);
- осложнённый ствол скважины;
- большие значения СНС (статическое напряжение сдвига).

При СПО возникает поршневой эффект, т.е. гидродинамические колебания в стволе скважины. На величину этих колебаний действуют следующие факторы:

1. Величина СНС (статическое напряжение сдвига).
2. Скорость подъёма или спуска бурового инструмента.
3. Глубина залегания продуктивного пласта.
4. Площадь кольцевого пространства.

При спуске бурильного инструмента следует производить промежуточные промывки скважин до выравнивания параметров раствора через каждые 400-500 м.

Причины ГНВП при бурении и циркуляции, связанные с влиянием бурового раствора:

- повышение плотности бурового раствора от проектной может привести к проявлениям вследствие увеличения давления на пласт, с их гидроразрывом, поглощением раствора и снижением уровня столба жидкости в скважине, выброс;
- понижение плотности бурового раствора от проектной, увеличение противодействия пласт, выброс;
- увеличение гидравлических сопротивлений в затрубном пространств.

Плотность раствора повышается по следующим причинам:

- насыщение раствора глинистой фазой при проходке глинистых отложений;

- загрязнение раствора шламом;
- приготовление раствора повышенной плотности.

Снижение плотности раствора происходит по следующим причинам:

- разгазирование раствора газом из пласта;
- разбавление раствора нефтью и пластовой водой;
- вспенивание раствора при химической обработке;
- выпадение утяжелителя в осадок.

Увеличение гидравлических сопротивлений происходит по следующим причинам:

- сужение ствола скважины;
- образование толстой глинистой корки и сальников на стенках скважины;
- увеличение вязкости и СНС раствора;
- высокая скорость потока;
- значительная глубина скважины.

При увеличении гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве создаётся дополнительное давление на пласты, что приводит к поглощению с падением уровня раствора в скважине и последующим проявлением.

При креплении скважины причинами ГНВП может являться:

- спуск и крепление обсадной колонны (ОК) в условиях поглощения (спускать ОК в осложнённую скважину запрещается)
- недолив жидкости в колонну при ее спуске (при наличии обратного клапана вес колонны при спуске уменьшается);
- отсутствие промежуточных промывок (согласно плану по спуску ОК);
- гидropоршневой эффект при спуске ОК (ограничение скорости спуска);
- нарушение технологий приготовлений и закачки;
- ошибки при расчетах, которые могут привести к перетокам из

затрубного пространства в трубное и наоборот.

Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений из-за неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба раствора в стволе скважины может явиться следствием:

- ошибок в прогнозировании пластовых давлений или определении проектной плотности бурового раствора;
- тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с аномально высоким пластовым давлением;
- разбуривания несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение снижение гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный горизонт);
- ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;
- недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие законтурного заводнения и других факторов;
- использования бурового раствора или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня в скважине в результате поглощения;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;
- снижения плотности бурового раствора при его химической обработке;
- снижения гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- уменьшения забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;
- снижения забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб, росте структурно-механических и реологических параметров бурового раствора;

- разгазирования раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;
- разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;
- нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их буровым раствором;
- некачественного крепления технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты.

Причинами открытого фонтанирования являются:

- Отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважины при вскрытых продуктивных горизонтах.
- Несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации газонефтеводопроявлений.
- Противовыбросовое оборудование находится в неисправном состоянии.
- Низкое качество монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий его эксплуатации. Неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.
- Отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недопуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений и т.п.).
- Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб.
- Недостаточная дегазация раствора при возникновении ГНВП.
- Несвоевременность обнаружения возникновения ГНВП.
- Снижение прочности обсадной колонны в результате ее износа при спуско - подъемных операциях.

- Недостаточная обученность производственного персонала правильным действиям при ГНВП и ОФ, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений.

- Низкая трудовая и производственная дисциплина.

- Некачественное цементирование обсадных колонн.

- Отсутствие в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана или неисправное состояние шарового крана, обратного клапана или другого приспособления, для герметизации трубного пространства.

- Отсутствие или недостаточный запас бурового раствора, несоответствие параметров и свойств требованиям производства работ на скважине.

Для решения задачи предупреждения ГНВП используются следующие датчики.

Датчик расхода бурового раствора на входе измеряет объемный расход бурового раствора, нагнетаемого в скважине.

Датчик уровня бурового раствора используется для расчета объема раствора в каждой емкости и суммарного объема в емкостях.

Датчик расхода бурового раствора на выходе (индикатор). Метод измерения: расходомер-уровнемер поплавкового типа с регистрацией угла поворота оси подвеса. Устанавливается в выкидной линии (желобе) на выходе из скважины. Единица измерения - %. Диапазон измерений - 0 - 100%. Данный тип расходомера калибруется от расхода на входе.

Датчик давления бурового раствора в нагнетательной линии для измерения давления бурового раствора в нагнетательной линии (независимо от собственной системы измерения давления на буровой установке).

Датчик давления бурового раствора в обсадной колонне (затрубное давление) измеряет давление в колонне при закрытом превенторе.

Датчик плотности бурового раствора на входе в скважину..

Датчик плотности бурового раствора на выходе из скважины..

Датчик температуры бурового раствора..

Счетчик ходов насоса измеряет числа ходов в минуту для каждого насоса и получение входных данных для расчета производительности насоса.

Датчик электропроводности бурового раствора на входе и выходе скважины..

Датчик объемного газосодержания раствора (индикатор).

Специалистами ГТИ в процессе бурения непрерывно производился технологический контроль и регистрация проводимых буровых операций. Результаты исследований передаются Заказчику работ ежедневно в штатном режиме, а также оперативно при возникновении нештатных ситуаций.

С целью предотвращения аварийных ситуаций буровой бригаде своевременно выдаются предупреждения и рекомендации.

Интервал бурения: 4330,0 – 4347,5м.

ПЗР – сборка КНБК. Перетяжка талевого каната 6ч.10мин. Спуск инструмента на забой с промежуточными промывками на глубине 3290м (1ч.45мин) и 4312м (3ч). Бурение в интервале 4330-4347,5м. Промывка на забое в течение 1ч 20мин. Подъем инструмента в интервале 4347,5-1380м. Ремонт АСП (2ч.10мин), (во время ремонта выявлен приток БР со скважины) в соответствии с рисунком 5. Промывка (уровень газопоказаний при промывке составили до 50%абс по сумме УВ газов). Технологическая стоянка (ПВО закрыто), измерение давления. Глушение скважины: промывка с противодавлением и дегазацией раствора (через газосепаратор) (вымыв флюида), приготовление утяжеленного раствора плотностью 1,5г/см³. Р_{тр}=93атм, Р_{зтр}=65-70атм.

ПЗР к закачке утяжеленного раствора. Промывка (закачка утяжеленной пачки раствора плотностью 1,5г/см³ с противодавлением). Технологическая стоянка на стабилизации (замер устьевых давления, перекачка обработка раствора, приготовление раствора плотностью 1,5г/см³). Технологическая стоянка на стабилизации (замер устьевых давлений, перекачка обработка раствора, приготовление раствора плотностью 1,55г/см³). Промывка, закачка утяжеленной пачки раствора плотностью 1,55г/см³ с противодавлением. ПЗР к

спуску инструмента. Спуск инструмента в интервале 1379,5-3328,05м. Закачка раствора посредством агрегата и бурового насоса (восстановление циркуляции). Технические работы (перекачка, обработка раствора, наблюдение за уровнем в затрубном пространстве, периодический долив скважины при падении уровня).

Параметры бурения: нагрузка на долото 3-5т, давление на входе 115атм, расход на входе 20л/сек, средняя механическая скорость бурения 1,37м/ч.

Параметры бурового раствора: удельный вес 1,15г/см³, вязкость 60сек, водоотдача 6,8см³/30мин (после ликвидации осложнения параметры раствора удельный вес 1,21г/см³, вязкость 60сек, водоотдача 6см³/30мин).

Таким образом, используемая методика позволяет идентифицировать газонефтеводопроявление и приток флюида в скважину.

Заключение. Геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин позволяют успешно решать целый комплекс задач, в том числе прогнозировать кровлю вскрытия проницаемых пластов и предотвращать газонефтеводопроявления с притоком пластового флюида в скважину.

В настоящей работе автором изложены теоретические сведения и представлены практические результаты по идентификации ГНВП и предотвращению аварийных ситуаций, связанных с выбросом бурового раствора и пластового флюида, полученные лично при осуществлении производственной деятельности.

Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения конкретной скважины состоит в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации. Решение этой задачи основывается на знании соответствующих теоретических предпосылок и практическом умении их реализации в специфических условиях буровой, а также налаживании эффективного взаимодействия партии ГТИ с буровой бригадой.