ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«РН-ЦЕНТР ЭКСПЕРТНОЙ ПОДДЕРЖКИ И ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ»
(ООО «РН-ЦЭПиТР»)

Почтовый адрес: 625023, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Одесская, д. 7 Б
Юридический адрес: 625023, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Одесская, д. 7 Б, оф. 502
Телефон: (3452) 566-565 доб. 7380, факс: (3452) 565-121, e-mail: RN-ceptr@ceptr.rosneft.ru
ОКПО - 34943210 ОГРН 1157232019658 ИНН 7203344634 КПП 720301001

УТВЕРЖДЕНО:

Заместитель генерального
директора по бурению

_____И.И. Саркисов
«27» _____08_____2024 г.

Руководитель управления
поддержки бурения

_____Р.И. Ягофаров
«27» _____08_____2024 г.

МЕТОДИКА

ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

ВЕРСИЯ 1.00

ТЮМЕНЬ
2024

СОДЕРЖАНИЕ

1. **ВВЕДЕНИЕ**
2. **ТИПЫ ПРИХВАТОВ**
   - 2.1. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ПРИХВАТ
   - 2.2. ПРИХВАТ ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ
   - 2.3. ЗАКЛИНИВАНИЕ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ
   - 2.4. ПРОЧИЕ ПРИХВАТЫ
   - 2.4.1. ПРИХВАТ ПОСТОРОННИМ ПРЕДМЕТОМ
   - 2.4.2. ПРИХВАТ В НЕЗАТВЕРДЕВШЕМ ЦЕМЕНТЕ
3. **ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРИХВАТА**
   - 3.1. ТАБЛИЦА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЗМА ПРИХВАТА
4. **ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ПРИХВАТ**
   - 4.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА
   - 4.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА
   - 4.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА
5. **ПРИХВАТ ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ**
   - 5.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ
   - 5.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ
   - 5.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ
   - 5.4. МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПОДЪЕМУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ПРОМЫВОМ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ИЛИ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК
6. **ЗАКЛИНИВАНИЕ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ**
   - 6.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ
   - 6.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ
   - 6.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ
   - 6.4. МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С ПРИХВАТАМИ КНБК НА ЗАБОЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ
7. **ПРИЛОЖЕНИЯ**

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 - «ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ БУРИЛЬЩИКА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА»

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 - «РЕКОМЕНДУЕМЫЙ СОСТАВ ПРОТИВОПРИХВАТНОЙ ВАННЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ПРИХВАТА»

1. ВВЕДЕНИЕ

Бурильная колонна считается прихваченной в случае потери возможности перемещения её в осевом направлении и вокруг своей оси при приложении к ней максимально допустимых нагрузок. Случаи, при которых имеется движение или вращение колонны в ограниченном интервале без возможности подъема её из скважины, можно условно отнести к прихватам.

Многих аварий можно было бы избежать при разработке барьеров на **стадии планирования** и при наличии **профессиональных навыков** у непосредственных участников/исполнителей на буровой площадке.

На этапе планирования важно изучить опыт строительства предыдущих скважин, проанализировать корневые причины ранее произошедших инцидентов, определить потенциальные риски и разработать барьеры. Программа бурения должна содержать раздел мероприятий по предотвращению прихватов, в котором должны быть обозначены интервалы, имеющие риски возникновения инцидента, ранее выявленные проблемы и рекомендуемые процедуры. Например, возможно заранее определить, в каких интервалах следует производить технологические СПО или дополнительные промывки, изучив их влияние на состояние ствола по опыту предыдущих скважинах.

Среди специалистов, участвующих в строительстве скважины, бурильщик играет ключевую роль в предупреждении прихвата. Владение бурильщиком информацией о потенциальных рисках, своевременное выявление отклонений от нормального процесса, а также быстрая и правильная идентификация типа осложнения с последующим корректным выполнением первичных действий, позволит значительно снизить риск возникновения прихвата, а также сократить время на восстановление подвижности.

2. ТИПЫ ПРИХВАТОВ

Под механизмом возникновения прихвата понимается действующая в скважине сила, препятствующая движению бурильной колонны и обладающая характерными признаками и предпосылками. В зависимости от механизма возникновения прихваты подразделяются на **дифференциальные** и **механические**.

В связи с различным генезисом и отличиями первичных признаков, прихваты, обусловленные механическим взаимодействием, делятся на три отдельные категории:

1) **прихваты шламом или обвалившейся породой**;
2) **заклинивание на участках со сложной геометрией ствола скважины**;
3) **прочие прихваты**, в которые включаются прихваты незатвердевшим цементом и прихваты, произошедшие вследствие заклинки посторонним предметом.

2.1. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ПРИХВАТ

Во время большинства операций по строительству скважины давление столба промывочной жидкости превышает пластовое, за счет этого происходит процесс фильтрации бурового раствора из скважины в проницаемую породу, образуя фильтрационную корку. На фильтрационной корке будет наблюдаться перепад давления равный разнице давлений столба бурового раствора и пластового давления, увеличивающийся в зависимости от производительности буровых насосов. Когда бурильная колонна касается фильтрационной корки, то часть трубы, которая погружается в корку, будет подвергаться более низкому давлению, чем та часть, которая не погружена в неё. Если перепад давления достаточно высок и действует на достаточно большой площади, может произойти прихват.

2.2. ПРИХВАТ ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ

Такие прихваты возникают, когда в скважине присутствует большое количество выбуренного шлама, либо обвалившейся породы. При этом такие прихваты обычно сопровождаются увеличением давления при неизменном расходе промывочной жидкости, но в горизонтальных скважинах прихват шламом или обвалившейся породой может произойти и без увеличения давления.

Крупные обломки могут быть причиной прихвата, при этом не создавая помех циркуляции с полным расходом. Мелкие обломки породы и шлам запрессовывают кольцевое пространство, при этом циркуляция будет затруднена или станет невозможной. Причиной прихватов шламом и обвалившейся породы является некачественная очистка или неустойчивость стенок скважины.

Успешность ликвидации подобных прихватов достаточно низкая и, как правило, влечет за собой утерю оборудования и последующее перебуривание части ствола скважины.

2.3. ЗАКЛИНИВАНИЕ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

Заклинивание на участке со сложной геометрией возникает там, где геометрические размеры или жесткость элементов КНБК не соответствует геометрии ствола скважины. Чтобы произошло заклинивание, КНБК должна войти в этот участок, или другими словами, для прихвата на участке со сложной геометрией бурильная колонна должна двигаться.

Если перед возникновением прихвата бурильная колонна была в движении и после возникновения прихвата давление не возросло - наиболее вероятной причиной является заклинивание на участке со сложной геометрией ствола.

Необходимо отметить, что в некоторых случаях при заклинивании на участке со сложной геометрией можно наблюдать увеличение давления при неизменном расходе промывочной жидкости. Это может происходить при использовании КНБК с ВЗД, когда при заклинке долота увеличивается перепад давления на двигателе.

2.4. ПРОЧИЕ ПРИХВАТЫ

2.4.1. ПРИХВАТ ПОСТОРОННИМ ПРЕДМЕТОМ

Признаки присутствия постороннего предмета в скважине – внезапное увеличение крутящего момента (неравномерное вращение с резкими подклинками), осложненное хождение колонны, в т.ч. в интервале обсаженного ствола.

После возникновения прихвата, для исключения варианта с падением постороннего предмета, необходимо проверить состояние ПКР, ключей УМК, АКБ и т.д. Просмотреть диаграмму станции ГТИ на наличие отклонений от нормального хода работ (неплановые остановки и т.п.). Просмотреть запись с видеокамер.

Технология освобождения колонны, заклиненной посторонним предметом, предусматривает расхаживание колонны и удары ясом в направлении, противоположном тому, в котором двигалась колонна до прихвата (аналогично разделу «Заклинивание на участке со сложной геометрией»).

2.4.2. *ПРИХВАТ В НЕЗАТВЕРДЕВШЕМ ЦЕМЕНТЕ*

Высота подъема цементного раствора в большинстве случаев находится выше расчетной глубины срезки моста, поэтому при преждевременном схватывании цементного раствора, на этапе подъема бурильной колонны для проведения срезки, вымывания излишков цементного моста и в процессе запуска циркуляции возможно получение прихвата.

Также на голове цементного моста возможно формирование зоны смешения цементного и бурового растворов с пониженной прочностью и увеличенным временем загустевания. При нарушении процедуры разбуривания цементного моста (превышение скорости разбуривания, режимов разбуривания) может произойти прихват КНБК. Кроме того, при спуске без циркуляции на голову цементного моста, помимо прихвата КНБК, возможно забитие циркуляционных отверстий.

ВНИМАНИЕ! Для предупреждения прихвата в незатвердевшем цементе, в программе на установку цементного моста должны быть прописаны процедуры проведения подъема бурильной колонны для вымывания излишков цемента, а также определения и разбуривания цементного моста.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЗМА ПРИХВАТА

3.1. ТАБЛИЦА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕХАНИЗМА ПРИХВАТА

Правильное определение проблемы является первым шагом в процессе ее решения. Поэтому процесс ликвидации прихвата начинается с определения его механизма. После определения механизма необходимо немедленно приступать к ликвидации прихвата.

Для определения механизма прихвата и выбора первоочередных мер для его ликвидации рекомендуется использовать соответствующую таблицу (Табл. 3.1). Таблица представляет собой комбинацию вопросов и ответов, которые помогают определить, какой из механизмов действует на колонну в случае потери подвижности. В большинстве случаев таблица для определения механизма

прихвата позволяет выбрать **корректные первоочередные** меры для ликвидации прихвата.

Для расследования причин и выработки корректирующих мероприятий, направленных на предупреждение прихватов, недостаточно опираться только на таблицу для определения механизма прихвата.

Порядок использования таблицы по определению механизма прихвата:

1) Дайте ответы на четыре вопроса.
2) Обведите все числа в той строке, где находится выбранный Вами вариант ответа на каждый вопрос.
3) Сложите обведенные цифры по колонкам и напишите внизу полученные суммы.
4) Колонка с наибольшей суммой указывает механизм прихвата, полученного в Вашем конкретном случае.

Таблица 3.1.

Определение механизма прихвата			
	Прихват шламом или обвалившейся породой	Дифференциальный прихват	Заклинивание на участке со сложной геометрией
1.Куда перемещалась бурильная колонна непосредственно перед прихватом?			
Вверх	2	0	2
Вниз	1	0	2
Без движения	2	2	0
2. Перемещается бурильная колонна вниз после прихвата?			
Вниз свободно	0	0	2
Вниз с трудом	1	0	2
Не идет вниз	0	0	0
3. Вращается бурильная колонна после возникновения прихвата?			
Свободное вращение	0	0	2
Затрудненное вращение	2	0	2
Вращение невозможно	0	0	0
4. Какой характер циркуляции после прихвата?			
Свободная циркуляция	0	2	2
Не полная циркуляция	2	0	0
Циркуляция отсутствует	2	0	0
Сумма баллов			

4. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ ПРИХВАТ

4.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА

Для возникновения дифференциального прихвата требуется наличие пяти основных факторов.

Основные факторы:

- проницаемый пласт;
- репрессия;
- проницаемая фильтрационная корка;
- площадь контакта колонны со стенкой скважины;
- неподвижное состояние колонны.

Если присутствуют только четыре из вышеуказанных факторов – прихват маловероятен.

Дополнительные факторы:

- время;
- поперечная нагрузка.

Время нахождения без движения и **поперечная нагрузка** не являются обязательными факторами для возникновения прихвата, но при определенных обстоятельствах они способствуют этому.

Дифференциальный прихват происходит, когда колонна труб находится в неподвижном состоянии в интервале проницаемых пород, чтобы на поверхности контакта труб и проницаемой фильтрационной корки развилось дифференциальное давление. При этом репрессия влияет на силу прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, а также на скорость фильтрации в пласт.

Если скважина наклонная или ствол имеет участки с резкими искривлениями или другими сложными геометрическими характеристиками, при прохождении которых возникают поперечные нагрузки, вжимающие колонну в фильтрационную корку, то дифференциальный прихват может произойти быстрее, а ликвидировать его будет труднее.

4.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА

Признаки дифференциального прихвата

Признаками, предшествующими дифференциальному прихвату, являются возрастание крутящего момента или сопротивления продольному перемещению колонны после нахождения её без движения какое-то время (страгивающие нагрузки). Если такое увеличение крутящего момента или сопротивления продольному перемещению колонны пропадает после возобновления движения колонны, это прямой признак дифференциального прихвата.

При возникновении дифференциального прихвата сечение кольцевого пространства не уменьшается и. соответственно, отсутствуют причины для возрастания давления.

Предупреждение дифференциального прихвата

Для предотвращения дифференциального прихвата нужно минимизировать влияние основных факторов, способствующих его возникновению.

Проницаемые пласты

Указать в программе бурения интервалы проницаемых пластов с высоким риском дифференциального прихвата.

До начала работ на скважине необходимо осуществить выбор стратегии кольматации проницаемых зон (добавление специальных материалов в состав бурового раствора, прокачивание либо установка кольматационных пачек). На основании выбранной стратегии необходимо рассчитать и мобилизовать требуемые материалы. Необходимо соблюдать концентрацию и фракционный состав материалов.

Репрессия

Снизить плотность БР до минимально допустимого уровня с учетом риска ГНВП, осыпей и обвалов. Следует отметить, что при наличии повышенных рисков нестабильности ствола скважины и рисков дифференциального прихвата приоритет по плотности следует смещать в сторону стабильности ствола скважины.

Увеличение продолжительности промывок, а также ограничение МСП (механическая скорость проходки) позволит снизить ЭЦП (эквивалентная циркуляционная плотность) и ограничить репрессию.

Фильтрационная корка

Фильтрационная корка должна быть максимально тонкой, эластичной и непроницаемой. Свойства фильтрационной корки во многом зависят от такого параметра, как фильтрация бурового раствора, значение данного параметра необходимо удерживать на минимальном программном значении. Необходимо поддерживать минимальное содержание выбуренной породы в буровом растворе, чтобы ограничить толщину корки и коэффициент трения колонны о корку.

Необходимо применять смазочные добавки для снижения сопротивления движению или вращению при приложении к колонне нагрузок сверх собственного веса. Чтобы смазочные добавки принесли пользу, они должны находиться в фильтрационной корке до того, как начнется прихват.

На недавно пробуренных проницаемых пластах может образоваться более толстая корка с большим содержанием твердых частиц выбуренной породы. Для удаления такой корки и очистки ствола рекомендуется проведение короткого СПО на недавно пробуренный интервал в проницаемых пластах.

Перед наращиванием необходимо расхаживать колонну до исчезновения заметного сопротивления ее продольному перемещению.

Площадь контакта колонны со стенкой скважины

С уменьшением площади контакта колонны и стенки скважины снижается риск дифференциального прихвата.

Стабилизаторы, центраторы, УБТ со спиральными канавками помогают уменьшить площадь контакта КНБК со стенками скважины.

Наличие желобов, уступов и шламовой подушки ведет к увеличению поверхности контакта. Для увеличения эффективного диаметра ствола скважины и снижения риска дифференциального прихвата проведение дополнительных СПО с проработкой интервалов желобов и уступов в интервале проницаемых пород даст положительный результат.

Неподвижное состояние колонны

Дифференциальный прихват не происходит до тех пор, пока колонна не пробудет в неподвижном состоянии определенное время, достаточное для ухода жидкости из под пятна контакта в фильтрационную корку.

Избежать неподвижного состояния невозможно, поскольку нужно наращивать колонну и выполнять другие технологические операции требующие остановки. Необходимо делать все возможное, чтобы не допустить нахождения колонны в неподвижном состоянии больше, чем это требуется по технологическим причинам, и тщательно планировать операции, например процедуру снятия замеров телеметрической системы.

Если риск дифференциального прихвата велик, нужно избегать неподвижного состояния колонны до тех пор, пока этот риск не будет уменьшен.

Если ожидается продолжительный период неподвижного состояния колонны в открытом стволе и неизвестна вероятность развития прихвата, необходимо провести «тест на прихват»*. В случае отрицательного результата провести комплекс мероприятий по кольматации или снижению репрессии.

Если необходимо оставить колонну неподвижной, нужно обеспечить возможность движения колонны вниз для её освобождения.

* Процедура проведения теста на прихват:

1) Перед тестом произвести промывку (не менее 2 циклов) с выравниванием параметров бурового раствора. При промывке замерить собственный вес бурильной колонны с вращением при неподвижном положении талевого блока.
2) По окончании промывки расходить БК вверх (с учетом вытяжки БИ) и вниз с фиксацией собственных весов «вира» и «майна» (СВВ и СВМ).
3) Не отворачивая СВП, установить муфту бурильного инструмента выше стола ротора на 8-10 метров для возможности приложения осевой нагрузки вниз с доведением крутящего момента. В случае отсутствия СВП установить муфту инструмента с возможностью наворота ВБТ.
4) Оставить бурильную колонну без движения на 3 минуты. Далее создать осевую нагрузку вверх до свободного хода («полочка» веса) с фиксацией величины максимального веса на «вира» (страгивающая нагрузка), далее вниз до свободного хода с фиксацией веса на «майна».
5) В случае отсутствия или минимальной величины страгивающей нагрузки (до 10% от СВВ)) поэтапно увеличить продолжительность стоянки без движения до 5-10-20-30 минут (в т.ч. до расчетной продолжительности оставления инструмента без движения).
6) При фиксации страгивающей нагрузки более 10% от СВВ дальнейшее проведение теста на прихват остановить и выполнить комплекс мероприятий по снижению риска дифференциального прихвата.
7) В случае отсутствия свободного движения инструмента вверх при нагрузке СВВ+10% произвести сбитие колоны вниз с приложением МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЙ осевой нагрузки. При отрицательном

результате (т.е. при потере подвижности бурильной колонны) немедленно приступить к первичным действиям, согласно **Приложению 1**.

4.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА

Первичные действия при ликвидации дифференциальных прихватов, в зависимости от профиля необсаженного ствола скважины (наклонно-направленный или горизонтальный), будут отличаться направлением приложения осевого усилия из-за различного распределения поперечных нагрузок по стволу скважины при разгрузке или натяжении колонны.

В наклонно-направленном профиле необсаженного ствола не рекомендуется производить натяжение колонны по причине возрастания поперечной нагрузки, вдавливающей её в стенку скважины, тем самым увеличивая площадь контакта. Данная нагрузка будет возникать в местах набора/падения угла, в т.ч. в интервалах со сложными геометрическими характеристиками (уступы, места резкого искривления ствола).

В горизонтальном профиле необсаженного ствола приложение осевой нагрузки вниз не является эффективным, по причине потери устойчивости (складывания) бурильной колонны, или другими словами, осевая сжимающая нагрузка в горизонтальном участке минимальна или не доходит до места прихвата.

В обоих вышеуказанных профилях наиболее эффективным методом по освобождению является создание крутящего момента и доведение его до места прихвата.

Репрессия больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины, и для её снижения нужно прежде всего остановить циркуляцию, если она осуществлялась при возникновении дифференциального прихвата, параллельно выполняя действия по освобождению.

Первичные действия бурильщика при возникновении дифференциального прихвата указаны в **ПРИЛОЖЕНИИ 1.**

В случае отрицательного результата первичных действий по ликвидации дифференциального прихвата приступить к установке противоприхватных ванн, рекомендуемый состав ванн указан в **ПРИЛОЖЕНИИ 2.**

5. ПРИХВАТ ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ

5.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ

Прихваты шламом или обвалившейся породой происходят достаточно часто. Обычно они возникают при подъеме инструмента, однако при длительном отсутствии циркуляции может быть прихвачена и неподвижная колонна. Реже такие прихваты возникают при спуске инструмента в скважину или в процессе бурения.

Причиной прихватов шламом или обвалившейся породой является некачественная очистка или слабая устойчивость стенок скважины.

ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Формирование шламовой подушки в зависимости от зенитного угла (ЗУ):

- при ЗУ до 30° шламовая подушка не образуется, так как выбуренный шлам при циркуляции находится в буровом растворе во взвешенном состоянии, при прекращении циркуляции медленно осаждается на забой. В данном случае очистка ствола скважины зависит только от плотности и реологических свойств бурового раствора, а также от скорости потока бурового раствора в кольцевом пространстве (т.е. производительности бурового насоса).

- при ЗУ 30-45° образуется шламовая подушка, слои шлама неустойчивы и при прекращении циркуляции перемещаются вниз по стволу.

- при ЗУ 45-65° оседание шлама происходит быстрее чем при других ЗУ, а обеспечить качественную очистку в этом интервале будет труднее. При больших накоплениях шлама в данном диапазоне возникает риск лавинообразного схода шламовой подушки.

- при ЗУ более 65°, особенно в случае протяженного пологого или горизонтального интервала, слой шлама на нижней стенке будет более устойчив, а очистка ствола скважины будет зависеть в большей степени от частоты вращения бурильной колонны.

Некачественная очистка ствола скважины от выбуренной породы из-за отсутствия или недостаточной частоты вращения инструмента является причиной большинства прихватов при бурении пологих и горизонтальных скважин.

Наиболее вероятно формирование шламовой подушки в пологих и горизонтальных скважинах большого диаметра в связи с низкими скоростями потока бурового раствора в кольцевом пространстве. Если производятся операции с вращением бурильной колонны, то шламовая подушка обычно не создает проблем, но прихват может произойти при подъеме колонны. Если требуется переместить без циркуляции КНБК с элементами большого диаметра по стволу, где есть слой шлама, то это можно сделать лишь в том случае, когда этот слой шлама достаточно тонкий.

Скорость проходки влияет на толщину слоя шлама в меньшей степени, чем другие факторы, такие как **реология бурового раствора, частота вращения бурильной колонны и производительность бурового насоса.**

В вертикальных скважинах осложнения, связанные с некачественной очисткой, проявляются в ситуации при использовании маловязких буровых растворов при низкой скорости потока в кольцевом пространстве. Такие условия обычно существуют при бурении под кондуктор долотом большого диаметра. Проблемы могут возникать при высокой скорости проходки или при бурении неустойчивых пород.

Максимальная вероятность прихвата шламом возникает при бурении и проработке на заниженных расходах промывочной жидкости и низких оборотах бурильной колонны.

НЕУСТОЙЧИВОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

На устойчивость стенок скважины влияют несколько факторов:

– репрессия (плотность бурового раствора);
– прочность породы;
– траектория скважины, в части азимутального направления и зенитного угла вскрытия;
– проникновение в породу фильтрата бурового раствора;
– вибрация бурильной колонны;
– геометрия ствола скважины;
– снижение гидростатического давления вследствие недостаточного статического уровня при поглощении или недолива скважины при СПО;
– колебания гидродинамического давления (в т.ч. гидроудары) при бурении, промывках и проработках.

Необходимо сконцентрировать внимание на таких факторах, как **свойства бурового раствора, траектория скважины, дизайн бурильной колонны и параметры бурения.**

Когда глинистые породы долго находятся в контакте с буровым раствором, следует ожидать потери устойчивости стенок скважины. Даже если глинистые породы устойчивы при разбуривании, связи в них будут со временем ослабевать из-за проникновения фильтрата.

Проблемы в интервалах глинистых пород усугубляются, если:
– скважина бурится не перпендикулярно плоскостям напластования;
– существует большая анизотропия напряжений;
– молодые или относительно слабые глинистые породы;
– проникновение фильтрата усиливается из-за высокой проницаемости, наличия трещин;
– уменьшена плотность бурового раствора;
– стенки открытого ствола долго находятся в контакте с буровым раствором;
– сильная или продолжительная вибрация бурильной колонны, которая усиливается с увеличением отношения диаметра скважины к диаметру труб, а также частоты вращения колонны;
– частые спуско – подъемные операции (СПО).

Пробки

Образование пробки наиболее вероятно при подъеме инструмента. Наибольшая опасность возникает при подъеме колонны с циркуляцией через зоны чередования каверн и сужений.

В местах резкого изменения диаметра ствола проявляется тенденция к образованию пробки. Выбуренная и обрушившаяся со стенок порода обычно накапливается в кавернах, а КНБК продвигает её по стволу в место сужения, что приводит к образованию пробки. Во время циркуляции происходит запрессовывание шламовой пробки, давление в затрубном пространстве ниже пробки повышается и КНБК «заталкивается» в пробку. Этим «маскируется»

возникновение затяжки. Поскольку давление бурового раствора действует на колонну как на поршень, показания индикатора веса могут уменьшиться, а в отдельных случаях возможно выталкивание бурильной колонны из скважины.

5.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ

Признаки некачественной очистки скважины

- Неполный вынос на поверхность шлама.
- Хаотичное изменение количества выносимого шлама.
- Через сетки вибросит проходит больше шлама, чем обычно (чем дольше шлам находится в скважине, тем больше степень его измельчения).
- Возрастает пластическая вязкость, плотность выходящего бурового раствора.
- Изменения параметров при наращивании колонны:
  - затяжки/посадки при снятии колонны с клиньев и резкий, кратковременный рост давления при восстановлении циркуляции;
  - увеличение давления при восстановлении циркуляции по причине разности значений гидростатического давления очищенного бурового раствора в бурильной колонне и зашламованного в кольцевом пространстве.
- Изменения параметров при бурении:
  - постепенное увеличение забойного давления;
  - возрастание крутящего момента и сопротивления продольному перемещению колонны выше расчетных значений;
  - крутящий момент и сопротивление продольному перемещению хаотично изменяются;
  - рост эквивалентной циркуляционной плотности выше расчетных значений при постоянной плотности бурового раствора (фиксируется при наличии в составе КНБК датчика забойного давления).
- Изменения параметров при СПО:
  - возрастание и хаотичное изменение сопротивления продольному перемещению колонны (шлам скапливается вокруг КНБК и уплотняется);
  - скопления шлама распределяются по стволу и иногда перестают мешать движению колонны;
  - при подъеме колонна может действовать как поршень;
  - при подъеме с циркуляцией, когда образовывается пробка, давление под долотом возрастает и начинает выталкивать колонну из скважины, при этом нагрузка на крюке уменьшается.

Признаки неустойчивости стенок скважины

- Изменения параметров на поверхности:
  - фрагменты обвалившейся породы на виброситах.
- Изменения параметров при наращивании колонны:
  - увеличение нагрузки на крюке;

- кратковременное повышение давления при восстановлении циркуляции (скопление шлама создает дополнительное сопротивление потоку при восстановлении циркуляции).

- Изменения параметров при СПО:
  - эффект поршневания при подъеме колонны;
  - выталкивание колонны из скважины при циркуляции;
  - чрезмерное возрастание и хаотичные изменения сопротивления продольному перемещению колонны.
- Изменения параметров при бурении:
  - возрастание и хаотичные изменения крутящего момента и сопротивления продольному перемещению колонны;
  - снижение скорости проходки;
  - возрастание рабочего давления вследствие накопления в скважине обрушившейся породы;
  - кратковременное увеличение давления;
  - резкое увеличение эквивалентной циркуляционной плотности при постоянной плотности бурового раствора (фиксируется при наличии в составе КНБК датчика забойного давления);
  - поглощение бурового раствора.

Предупредительные меры

Для предотвращения прихватов, обусловленных недостаточной очисткой скважины, необходимо:

- Поддерживать режим бурения, достаточный для полноценного выноса шлама.
- Планировать рейсы для очистки и проработки ствола.
- Контролировать параметры бурового раствора.
- Контролировать величину предельного натяжения колонны. Не следует затягивать колонну в пробку так сильно, что ее нельзя будет освободить перемещением вниз. Положительная практика - не допускать растягивающую нагрузку свыше 50% от собственного веса (СВ) колонны при её движении вниз.
- Следить за динамикой параметров бурения для контроля за качеством очистки скважины. Регистрировать и сверять с расчетными значениями: нагрузку на крюке при свободно вращающейся колонне, при подъеме и спуске колонны, крутящий момент над забоем и на забое, а также давление циркуляции. Лучший способ избежать осложнений - отслеживать первые признаки и принимать меры до того, как проблема выйдет из-под контроля.
- Регистрировать каждое сужение ствола при СПО или наращивании колонны.
- Бурильщик должен всегда знать, где находится его КНБК по отношению к проблемным интервалам скважины.

Для предотвращения осложнений, обусловленных неустойчивостью стенок скважины, необходимо устранить условия, при которых происходит потеря устойчивости. Некоторые определяющие факторы, такие как прочность породы и

напряженное состояние, имеют объективный характер и не могут быть изменены. Нужно сконцентрировать внимание на таких факторах как свойства бурового раствора, траектория скважины, дизайн бурильной колонны и режим бурения.

- **Выбор траектории скважины** - одна из самых ранних возможностей предотвратить возникновение прихвата. Исходя из опыта работ и геомеханического моделирования, необходимо производить подбор оптимального угла вскрытия неустойчивых пород.
- **Технологические свойства бурового раствора** имеют наибольшее значение для предотвращения осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок скважины. Основными свойствами, влияющими на устойчивость стенок скважины, являются:
  - плотность;
  - ингибирующие свойства;
  - фильтрационные свойства.
- **Временной фактор.** Так как глинистые породы имеют свойство со временем гидратировать и разрушаться, нужно минимизировать период времени, когда ствол в интервале глинистых пород остается открытым.
- Нужно свести к минимуму **вибрации** бурильной колонны. При появлении вибраций принять незамедлительные меры по их снижению.
- Обеспечить постоянное гидростатическое давление в скважине за счет непрерывного долива при СПО, а также поддержания статического уровня в случае поглощений.
- Для снижения риска гидроудара запуск буровых насосов производить на минимальной производительности с плавным выходом на рабочий режим. Положительная практика – сначала запускают вращение бурильной колонны на минимальных оборотах, потом производят запуск буровых насосов. При направленном бурении не допускать срывов КНБК на забой, своевременно принимать меры в случае недохождения нагрузки до долота. Ограничение скорости расхаживаний с циркуляцией также позволит снизить колебания гидродинамического давления в интервале КНБК.
- Необходимо планировать **рейсы для очистки и проработки ствола**, но выполнять такие рейсы следует только по мере необходимости. Интервалы набухающих глин нужно прорабатывать часто, но выполнять СПО при наличии в разрезе хрупких пород следует как можно реже. На стадии планирования нужно тщательно продумать, какие интервалы могут потребовать проработки или расширения. Необходимо следить за тенденциями изменения параметров бурения и при необходимости выполнять дополнительные рейсы для очистки и проработки ствола.
- Образование пробок часто происходит на участках со сложной геометрией ствола. Информация о наличии потенциально осложненных участков должна обязательно быть у бурильщика, что поможет ему заранее прогнозировать осложнения и следить за прохождением КНБК через проблемные участки.

5.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА ШЛАМОМ ИЛИ ОБВАЛИВШЕЙСЯ ПОРОДОЙ

При образовании шламовой пробки нужно прежде всего полностью стравить давление, так как оно стремится еще сильнее вдавить КНБК в пробку, что усугубит проблему. Чтобы сдвинуть колонну вниз, необходимо создать и довести крутящий момент до глубины прихвата.

В большинстве случаев пробки образуются при движении колонны вверх. Поэтому лучше всего перемещать колонну вниз, чтобы ослабить расклинивание. Если удастся сдвинуть колонну вниз, пробка обычно разрыхляется, появляется возможность восстановить циркуляцию и разрушить пробку.

После освобождения колонны необходимо запустить вращение ротора/ВСП и плавно восстановить циркуляцию до рабочего режима с контролем давления и произвести промывку для вымывания обвальной породы или скопившегося шлама.

В горизонтальных участках ствола скважины прихват колонны шламом или обвалившейся породой может не сопровождаться ростом давления. Скопления шлама в скважине, в которые погружена колонна, ведут себя подобно толстой и рыхлой фильтрационной корке, а в совокупности с другими факторами, такими как проницаемые породы, репрессия и неподвижное состояние, это прямой путь к **дифференциальному прихвату.** Соответственно, методы по освобождению от прихвата шламом должны предусматривать и такой вариант развития событий.

Первичные действия бурильщика при возникновении прихвата шламом указаны в **ПРИЛОЖЕНИИ 1.**

В случае отрицательного результата первичных действий по ликвидации дифференциального прихвата приступить к установке противоприхватных ванн (рекомендуемый состав ванн указан в **ПРИЛОЖЕНИИ 2).**

5.4. МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПОДЪЕМУ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ПРОМЫВОМ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ИЛИ ЭЛЕМЕНТОВ КНБК

Накопленный опыт работ по ликвидации аварий, связанных с прихватами бурильной колонны, показывает, что одним из случаев потери подвижности является прихват КНБК в процессе подъема бурильной колонны с промывом бурильных труб или элементов КНБК.

Целью методики является определение оптимального алгоритма действий по предупреждению и ликвидации данного типа аварии, вызванного неплановым подъемом бурильной колонны.

Механизм прихвата.

В процессе подъема бурильной колонны с промывом бурильных труб или элементов КНБК, происходит нагребание шлама элементами КНБК, что зачастую приводит к потере подвижности бурильной колонны и возможной потере циркуляции по причине закупорки кольцевого пространства. Как правило, освободить колонну, прихваченную шламом, в сочетании с отсутствием циркуляции труднее, чем колонну, потерявшую подвижность на участке со сложной геометрией или прихваченную под действием дифференциального давления. Ликвидация таких прихватов в большинстве случаев заканчивается оставлением аварийного оборудования в скважине и перебуриванием части ствола.

Условия возникновения.

На основании анализа причин аварий, можно сделать вывод, что прихват данного типа возникает при наличии следующих условий:

- скопление шлама в стволе скважины по причине снижения потока промывочной жидкости через долото;
- отсутствие возможности произвести полноценную очистку и проработку скважины.

Проведение подъема бурильной колонны в ограниченном режиме.

После проверки наземного оборудования на предмет отсутствия утечек бурового раствора и изменений параметров бурового раствора необходимо произвести подъем бурильной колонны с визуальным осмотром тела трубы (особое внимание уделить участку +/- 1,5 м от замкового соединения) и резьбы замковых соединений, с периодической опрессовкой БИ через каждые 200 – 300 м, соблюдая следующие действия:

- ограничить скорость подъема (скорость подъема должна быть минимальной для облегчения прохождения шлама через элементы КНБК);
- перед посадкой БИ в клинья проверять хождение КНБК вниз на 5-7м;
- при получении затяжки (непрохождение КНБК), не допускать растягивающую нагрузку свыше 50% от собственного веса (СВ) колонны при её движении вниз*;
- после каждого однократного создания данной нагрузки (затяжка до 50% от СВ колонны при движении вниз) производить разгрузку КНБК до получения свободного хождения колонны вниз на максимально возможную длину с целью разбить муфтами бурильного инструмента шлам.

**Примечание:*

С целью безопасного производства работ вес на крюке для получения хождения колонны вниз должен превышать как минимум в два раза нагрузку, созданную сверх собственного веса при подъеме (затяжку). Т.е. максимально допустимая затяжка - значение 50% от измеренного веса бурильной колонны при движении вниз на текущей глубине.

Пример расчета максимально допустимой растягивающей нагрузки при получении затяжки:

- *собственный вес бурильной колонны составляет 50т;*
- *собственный вес бурильной колонны при движении вверх составляет 70т;*
- *собственный вес бурильной колонны при движении вниз составляет 30т;*
- *50% от веса бурильной колонны при движении вниз будет равно 15т;*
- *максимально допустимая растягивающая нагрузка при получении затяжки не должна превышать 85т.*

При отсутствии положительного результата вышеуказанных мероприятий по прохождению места затяжки необходимо приступить к следующим действиям:

- спустить КНБК ниже на 7-10м (в интервал свободного хождения), запустить циркуляцию с выходом на рабочий (программный) расход промывочной жидкости и повторить попытки пройти место затяжки;
- не допускать растягивающую нагрузку свыше 50% от СВ колонны при движении вниз.

Если интервал затяжки не получается пройти с циркуляцией, необходимо:

- установить ограничитель момента на 10% больше, чем холостой крутящий момент на текущей глубине нахождения КНБК;
- спустить КНБК ниже осложненного интервала на 10м и запустить вращение 10-20об/мин, повторить попытки пройти место «сужения» с вращением и циркуляцией при рабочем (программным) расходе промывочной жидкости;
- при необходимости допускается поэтапное увеличение частоты оборотов для определения оптимальной скорости подъема, не превышая технических характеристик для применяемого забойного оборудования;
- Внимание! С увеличением частоты оборотов бурильной колонны возрастает риск ее разрушения в зоне промыва;
- при необходимости допускается поэтапное увеличение крутящего момента до 20% выше, чем холостой крутящий момент на текущей глубине нахождения КНБК, не превышая момента крепления замковых соединений бурильных труб;
- при уменьшении сопротивления продольному перемещению колонны (затяжках) ниже 50% от СВ колонны при движении вниз необходимо перейти на подъем без вращения и далее без циркуляции;
- после исключения из бурильной колонны промытого элемента произвести опрессовку на рабочем расходе промывочной жидкости, при отсутствии отклонений продолжить работы, согласно программе на строительство скважины;
- если место промыва при подъеме не обнаружено (возможно трещина раскрывается только при циркуляции) - произвести ревизию КНБК и последующий спуск с опрессовкой через 200-300 м;
- при СПО для очистки и осмотра резьбы/торцов замкового соединения использовать воздух, неметаллические щетки, ветошь;
- в случае вспенивания и/или аэрированности бурового раствора, обработать активный объем БР пеногасителем.

Восстановление подвижности бурильной колонны.

В случае потери подвижности при подъеме КНБК необходимо произвести следующие действия:

- производить попытки освобождения от прихвата разгрузкой бурильной колонны, создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку;

- не допускать растягивающую нагрузку свыше 50% от СВ колонны при движении вниз;
- прокачать маркерную пачку для определения интервала промыва бурильной колонны;
- произвести отвинчивание бурильной колонны ниже предполагаемого интервала промыва.

Если после отвинчивания промыв не обнаружен, дальнейшие работы производить с применением бурильных труб левого исполнения и ловильного инструмента.

После извлечения промытой трубы необходимо:

- восстановить целостность бурильной колонны;
- при необходимости приступить к восстановлению циркуляции с минимально возможной производительностью (в случае отсутствия регулировки ходов насоса циркуляцию вызывать с помощью ЦА);
- после восстановления циркуляции увеличивать производительность до максимально возможной, при которой не будет происходить поглощение бурового раствора;
- при собственном весе инструмента создать максимальный крутящий момент, не превышая момент свинчивания на самое слабое соединение в бурильной колонне;
- разгрузить бурильную колонну, создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку, с доведением крутящего момента до точки прихвата;
- при наличии яса производить удары ясом вниз.

При отсутствии положительного результата вышеуказанных мероприятий приступить к восстановлению подвижности бурильной колонны с помощью установки противоприхватных ванн, согласно **Приложению 2.**

6. ЗАКЛИНИВАНИЕ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

6.1. ФАКТОРЫ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

Прихваты на участках со сложной геометрией можно разделить на шесть категорий:

- заклинивание в желобе;
- заклинивание жесткой КНБК;
- заклинивание в местах высокой, локальной пространственной интенсивности (интервал микроизвилистости);
- заклинивание в уступах;
- заклинивание неустойчивыми породами (выпучивание, овализация);
- заклинивание в стволе с диаметром меньше номинального.

Большая часть прихватов на участках со сложной геометрией ствола происходит в местах локальной, высокой пространственной интенсивности. Резкие искривления ствола приводят к образованию желобов, уступов, к высоким поперечным нагрузкам и к увеличению крутящего момента.

Желоба

По мере углубления скважины верхняя часть бурильной колонны под действием веса своей нижней части все сильнее прижимается к стенкам скважины, увеличивается боковая сила (сила прижатия) бурильной трубы на стенки скважины. При превышении определенной величины боковой силы в точке контакта со стенкой скважины при различных операциях (СПО, вращение над забоем, бурение с вращением, проработка и т.д.) в мягких и средних по твердости горных породах может образовываться продольная выработка в стенке скважины, известная как желобообразование.

Основная причины желобообразования - высокие значения боковых сил (сила прижатия) в точке бурильной трубы со стенкой скважины.

- **Основные причины высоких значений боковых сил:**
  - траектория скважины, при которой расчетные значения боковых сил уже превышают допустимые значения в интервале потенциального желобообразования (скважины с большим смещением, скважины с значительным разворотом азимута, скважины с обратным отходом);
  - превышения фактической пространственной интенсивности (ПИ) при наклонно-направленном бурении, приводящей к увеличению фактических боковых сил более допустимого значения;
  - большая амплитуда изменения параметров инклинометрии на участке стабилизации;
  - высокие значения локальной ПИ по причине продолжительных непрерывных интервалов ННБ.

- **Факторы, способствующие увеличению желобообразования:**
  - наличие в разрезе мягких и средних по твердости горных пород;
  - увеличение количества СПО;
  - увеличение количества расхаживаний БК;
  - бурение с ВЗД (дополнительные расхаживания при ориентировании отклонителя, высокие локальные ПИ);
  - применение бурильных труб с заплечиком 90 град. на замковых соединениях бурильных труб (стандарт 18 град.)

Большую опасность в отношении желобообразования представляют скважины с обратным отходом (значительное изменение азимута со снижением зенитного угла), значительным разворотом азимута, ННС со вскрытыми мягкими и средними породами, способствующими образованию резких искривлений ствола и уступов. При расширении ствола могут обнажиться уступы, в которых возможно образование желоба.

Жесткая КНБК

Такие прихваты могут возникать там где используются жесткие КНБК или нет достаточной информации о фактических интенсивностях искривлениях ствола.

Обычно такой прихват возникает при спуске в скважину колонны с более жесткой КНБК, чем та, которая была поднята перед этим.

Даже если есть основания считать, что в интервале набора кривизны резких искривлений ствола нет, при спуске бурильной колонны с более жесткой компоновкой существует риск заклинивания.

Микроизвилистость (высокая локальная ПИ)

Микроизвилистость уменьшает эффективный проходной диаметр скважины на определенном интервале. При спуске через такой интервал КНБК находится в сжатом состоянии и может пройти через меньший эффективный диаметр, но при подъеме колонна находится в растянутом состоянии и становится более жесткой и может заклиниться.

Обычно заклинивание в интервале микроизвилистости происходит при подъеме инструмента.

Причиной возникновения высоких локальных ПИ является частое изменение положения отклонителя ВЗД при направленном бурении, продолжительные непрерывные интервалы направленного бурения, высокая агрессивность КНБК с ВЗД (большой угол перекоса на ВЗД), а также естественное отклонение долота при разбуривании чередующихся твердых и мягких пород, когда долото стремится изменить свое направление («отражение» долота от более твердой породы).

Уступы

Обычно уступы образуются на участках чередования твердых и мягких пород, когда в интервале твердых пород диаметр скважины остается равным диаметру долота, а в интервале легко разрушающихся пород диаметр увеличивается.

Наибольшую опасность уступы представляют при спуске обсадных колонн и геофизических приборов. При подъеме бурильной колонны явных признаков этой опасности может не быть, но спускаемая обсадная колонна, из-за большого диаметра и жесткости, может не пройти уступ или потерять подвижность.

ВЗД с углом перекоса, стабилизаторы и другие элементы бурильной колонны, отличающиеся друг от друга по диаметру, могут заклиниться в уступах при движении бурильной колонны в обоих направлениях.

Текучие породы

Породы, испытывающие тектонические напряжения, могут проявлять текучесть, в результате чего уменьшается эффективный диаметр скважины. Некоторые горные породы, такие как соль, мергели и молодые пластичные глинистые породы могут выдавливаться или вытекать в скважину, что приводит к сужению ствола.

При бурении в таких условиях осложнений не возникает, но при подъеме инструмента КНБК может заклиниться на участке сужения ствола.

Диаметр ствола меньше номинального

Обычно уменьшение диаметра ствола происходит по причине износа долота или калибраторов при бурении абразивных пород, а после замены изношенного элемента на новый может произойти его заклинивание.

Не исключается также заклинивание долота/калибратора в случае, если фактический диаметр больше номинального. Это может происходить с восстановленными буровыми долотами или калибраторами.

6.2. ПРИЗНАКИ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

Признаки желобов

К признакам желобов можно отнести:

- волнообразное изменение (большая амплитуда) показаний веса на крюке при СПО;
- высокая амплитуда показаний крутящего момента;
- наличие затяжек, посадок, которые не устраняются проработкой;
- при проработке неустранимых затяжек и посадок отсутствует индикация роста давления;
- трудности доведения ННД при наклонно-направленном бурении, не подтверждающиеся расчетами с учетом фактических данных.

На наличие желоба при СПО указывают кратковременные повышения нагрузки на крюке (затяжки) или снижения (посадки) при прохождении замков бурильных труб через желоб. Короткие желоба, выработанные в твердых уступах, дают четкие кратковременные затяжки/посадки через 8 - 12 метров в зависимости от длины бурильной трубы. Более длинные желоба, выработанные в местах плавного искривления ствола, тоже могут давать повторяющиеся затяжки, но не так хорошо заметны. В длинном желобе могут находиться одновременно несколько замков, но затяжка может быть сильнее на каком-то одном участке желоба. Она и будет давать сигнал при прохождении каждые 8 - 12 метров колонны.

Предупреждение заклинивания в желобе

Для предупреждения заклинивания в желобе нужно свести к минимуму факторы, способствующие желобообразованию:

- При бурении интервалов с высоким риском желобообразования (КНБК с ВЗД) не допускать длительные непрерывные интервалы ННБ на свече (высокие локальные ПИ). Производить деление планируемого интервала ННБ на свече на 2-3 интервала с чередованием бурения с вращением БК с целью более равномерного изменения траектории скважины, согласно плановому профилю.
- Если при бурении есть основания подозревать резкое искривление ствола, нужно дополнительно проработать этот участок.
- При выявлении признаков желоба допускается заменить часть бурильного инструмента, расположенного в интервале желоба, на инструмент с большим диаметром.
- Сократить количество СПО, количество расхаживаний инструмента.

- Продолжительность вращения бурильной колонны, не разгруженной на забой, должна быть сведена к минимуму, поскольку с увеличением нагрузки на крюке возрастают поперечные прижимные нагрузки на стенку скважины в месте возможного резкого искривления.
- При подъеме КНБК через участок, где возможна желобная выработка, рекомендуется медленно вращать колонну, чтобы облегчить прохождение её через желоб.

Признаки заклинивания жесткой КНБК

К явным признакам заклинивания жесткой КНБК относятся следующие:

- Как предпосылка - спуск в скважину бурильной колонны с более жесткой КНБК, чем была поднята из скважины (например, при подготовке ствола роторной КНБК с включением полноразмерых калибраторов).
- Внезапная посадка/затяжка при вхождении КНБК в резкое искривление ствола, либо в интервал набора кривизны наклонно направленной скважины.
- Возрастание крутящего момента или увеличение амплитуды его колебаний при спуске/подъеме колонны с вращением через резкое искривление ствола.
- Возрастание сопротивлений продольному перемещению колонны при ее спуске или подъеме из скважины через резкое искривление ствола или в интервале набора кривизны наклонно-направленной скважины.

Предупреждение заклинивания жесткой КНБК

- Если сопротивление движению колонны при спуске в месте резкого искривления увеличивается, необходимо проработать данный интервал.
- При опасности прихвата на участках со сложной геометрией бурильщик должен следить за положением КНБК в зоне резкого искривления. При приближении КНБК к месту резкого искривления нужно уменьшить скорость спуска и внимательно следить за возможным увеличением сопротивления продольному перемещению колонны.
- При подозрении на резкие искривления ствола или при СПО более жесткой КНБК принудительно проработать опасные интервалы.
- Перед спуском обсадной колонны прошаблонировать ствол роторной компоновкой, соответствующей жесткости, планируемой к спуску обсадной колонны.

Признаки заклинивания в интервалах высокой локальной ПИ

К признакам заклинивания в интервалах высокой локальной ПИ можно отнести условия, благоприятные для их образования:

- Постоянные изменения механической скорости проходки являются признаком бурения чередующихся твердых и мягких пород.
- Возрастание крутящего момента или увеличение амплитуды его колебаний при бурении может быть признаком наличия резких мелких искривлений.
- Возрастание сопротивлений продольному перемещению колонны при подъеме для наращивания указывает на вероятность наличия повышенной микроизвлистости.

- Возрастание крутящего момента или амплитуды его колебаний при подъеме бурильной колонны с вращением обусловлено наличием мелких искривлений.
- Как предпосылка - многократные изменения направления бурения.

Предупреждение заклинивания в интервалах высокой локальной ПИ

Наилучший способ предотвратить заклинивание в интервалах высокой локальной ПИ - это, прежде всего, минимизировать риски образования высокой ПИ.

- Применение стабилизированных КНБК, которые в меньшей степени подвержены влиянию литологии горных пород и условий их залегания.
- Использование в составе КНБК калибраторов с активной функцией расширения, имеющих агрессивное вооружение в виде резцов PDC или крупноабразивные напыления на торцевой наклонной части лопасти.
- Не допускать длительные непрерывные интервалы ННБ на свече (высокие локальные ПИ). Производить деление планируемого интервала ННБ на свече на 2-3 интервала с чередованием бурения с вращением БК с целью равномерного изменения траектории скважины, согласно плановому профилю.
- Избегать больших осевых нагрузок на долото при работе с недостаточно жесткими КНБК.
- Проработки снизу-вверх при бурении через чередующиеся твердые и мягкие породы.
- Перед спуском более жесткой КНБК или обсадной колонны в интервал, где предполагается наличие высокой локальной ПИ, нужно проработать этот интервал. Проработка дает возможность увеличить минимальный эффективный диаметр ствола.
- Бурильщик должен знать, где находится КНБК по отношению к предполагаемым интервалам высокой локальной ПИ, и двигаться через них с особым вниманием.

Признаки наличия уступов

К рискам образования уступов можно отнести следующие:

- Повторяющиеся затяжки/посадки при СПО, при этом замки прижимаются к уступам, индикатор веса будет фиксировать кратковременные, незначительные увеличения/снижения нагрузки на крюке.
- Внезапное и хаотичное повышение или снижение нагрузки на крюке, когда стабилизатор или долото проходит в интервале уступа.
- Внезапная посадка обсадной или бурильной колонны при входе ее в зону уступов.

Предотвращение осложнений, связанных с наличием уступов

Для предотвращения осложнений, связанных с наличием уступов, необходимо:

- Проработать участок потенциально опасных уступов. При этом следует соблюдать осторожность, чтобы избежать заклинивания кусками породы, обвалившейся при проработке.
- Если избежать образования уступов не удается, то следует проявлять осторожность при прохождении через уступы КНБК или обсадной колонны.
- Бурильщик должен знать, где находятся уступы и где вероятно заклинивание в них бурильной колонны. При приближении КНБК или обсадной колонны к уступам нужно уменьшить скорость спуска.

Признаки заклинивания колонны текучими породами

Чаще всего проявляются следующие предпосылки и признаки проявления текучести вскрытых пород:

– если прогнозируется вскрытие неустойчивых соляных пластов.

Предотвращение заклинивания колонны текучими породами

Для предотвращения заклинивания колонны текучими породами принимают следующие меры:

– минимизировать интервалы ННБ;
– увеличение плотности бурового раствора;
– использование перенасыщенных солевых буровых растворов, либо растворов, исключающих растворение солей;
– регулярные проработки интервалов текучих пород.

Поднимать колонну в интервале текучих пород нужно очень медленно, избегая чрезмерного увеличения нагрузки на крюке, чтобы не перекрыть ствол в месте возможного сужения, после чего циркуляция будет невозможна.

Признаки сужения ствола до диаметра меньше номинального

Самым первым признаком сужения ствола до диаметра меньше номинального является изменение скорости проходки. Происходит износ долота, и скорость проходки уменьшается. В том и в другом случае бурильщик должен понимать, что нужно тщательно проверить диаметр долота при подъеме его на поверхность и отметить все сужения, которые могут быть признаком неустойчивых пород.

Предотвращение заклинивания колонны на участке ствола с диаметром меньше номинального

Чтобы избежать заклинивания колонны на участке ствола меньше номинального, бурильщик должен следить за положением долота и стабилизаторов при спуске инструмента. Нужно уменьшать скорость спуска и тщательно прорабатывать все интервалы, где можно ожидать сужения ствола до диаметра меньше номинального.

Считается хорошей практикой начинать проработку за две свечи до забоя. Чтобы получить информацию о возможных сужениях ствола до диаметра меньше номинального, буровая бригада должна всегда замерять каждый элемент КНБК, спускаемый в скважину и поднимаемый из скважины.

6.3. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАКЛИНИВАНИЯ НА УЧАСТКАХ СО СЛОЖНОЙ ГЕОМЕТРИЕЙ

При любом прихвате на участке со сложной геометрией технология освобождения бурильной колонны предусматривает расхаживание колонны и удары ясом в направлении, противоположном тому, в котором двигалась колонна до прихвата.

Первичные действия бурильщика при заклинивании КНБК на участке со сложной геометрией указаны в **ПРИЛОЖЕНИИ 1.**

В случае отрицательного результата первичных действий по ликвидации прихвата приступить к установке противоприхватных ванн (рекомендуемый состав ванн указан в **ПРИЛОЖЕНИИ 2).**

6.4. МЕТОДИКА ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ, СВЯЗАННЫХ С ПРИХВАТАМИ КНБК НА ЗАБОЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Механизм прихвата

По завершении направленного бурения в сформированном стволе скважины соответствующему диаметру долота и подъеме КНБК от забоя, на ВЗД снижается реактивный момент и в это время происходит разворот ВЗД с углом перекоса в противоположное направление от направления бурения. В результате чего возможно заклинивание элементов КНБК в интервале набора параметров кривизны.

Условия возникновения

Возникновением данного типа заклинивания могут являться следующие условия:

Геологические:

- интервал с содержанием пород средней и выше твердости;
- чередование твердых и мягких пород.

Геометрические:

- значение угла перекоса ВЗД;
- диаметр и длина ВЗД;
- дизайн КНБК.

Определение типа прихвата

Такой тип прихвата часто путают с дифференциальным прихватом по причине нахождения бурильной колонны без движения в течение некоторого времени после окончания углубления и отсутствия изменения давления на манифольде при возникновении затяжки при подъеме КНБК от забоя.

Основным критерием для распознавания такого типа заклинки является определение положения отклонителя ВЗД после потери подвижности и сравнение с его положением во время направленного бурения.

При подтверждении разворота отклонителя ВЗД от положения направленного бурения необходимо приступить к действиям по возобновлению подвижности бурильной колонны.

Первичные действия

В течение первого часа с момента потери подвижности производить расхаживание бурильной колонны с расстопоренным ротором/ВСП и максимально допустимой производительностью буровых насосов, создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку с последующей натяжкой колонны до 10т ССВ при движении колонны вверх.

При отрицательном результате произвести набор пружины на собственном весе и довести её до КНБК.

Работать ясом вниз, снизив предварительно производительность БН на 50%.

При отсутствии положительного результата продолжить попеременное расхаживание бурильной колонны с приложением максимально допустимых осевой сжимающей и растягивающей нагрузок, набор пружины на собственном весе и доведение её до КНБК.

Работа ясом вверх и вниз. При нанесении удара вниз предварительно снизить производительность БН на 50%.

Готовиться к применению дополнительных методов по освобождению.

Дополнительные методы освобождения бурильной колонны

В случае если прихват при первоначальных действиях не ликвидирован, дальнейшие работы необходимо продолжить с применением нефтяной, кислотной или нефте - кислотной ванны. Тип кислоты подбирается в соответствии с геологическим разрезом скважины.

Также возможно применение шнуровых торпед для встряхивания КНБК. Основное условие при проведении работ по встряхиванию КНБК – создание максимально допустимых осевой сжимающей нагрузки и крутящего момента перед спуском и активацией шнуровых торпед.

Предупреждение прихватов при направленном бурении

Для предупреждения подобных прихватов отрыв от забоя необходимо производить после снятия пружины с расстопоренным ротором/ВСП на минимальной скорости с контролем веса бурильной колонны.

При увеличении веса бурильной колонны до 10т ССВ необходимо остановить подъем.

Произвести расхаживание бурильной колонны с расстопоренным ротором/ВСП, разгрузив её, создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку с последующей натяжкой колонны до собственного веса.

Повторить процедуру отрыва от забоя с поэтапным увеличением натяжки, но не превышая 10т от ССВ.

Ликвидация прихватов при доведении крутящего момента до точки прихвата

Практика показывает, что создание и корректное доведение крутящего момента до точки прихвата имеет высокую успешность. Для выполнения процедуры доведения крутящего момента бурильщик должен знать собственный вес бурильной колонны до прихвата (т.е. вес при вращении инструмента при неподвижном состоянии талевого блока) и моменты свинчивания всех элементов бурильной колонны.

Для доведения крутящего момента до точки прихвата необходимо при собственном весе колонны приложить крутящий момент, не превышая момента свинчивания на самое слабое соединение в бурильной колонне, и разгрузить её, создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку с последующей натяжкой колонны до собственного веса, не снимая крутящего момента. При снижении значения крутящего момента на устье производится повторение операции. Прекращение снижения значения момента на устье означает, что крутящий момент доведен до места прихвата.

Ликвидация прихватов с помощью бурильного яса

На стадии подготовки программы бурения скважины или предрейсовой подготовки обеспечить проведение поинтервальных инженерных расчетов для работы с бурильным ясом (рекомендуемый интервал 300м). Результаты расчетов, краткая информация по типу, настройкам и допустимым нагрузкам на яс должны находиться на рабочем месте бурильщика.

Расчеты проводятся на следующие условия:

а) вес на крюке до срабатывания механической защелки яса вверх/вниз (при ее наличии);

б) вес на крюке до максимально допустимой нагрузки на яс во время гидравлической задержки вверх/ вниз;

в) вес на крюке для перезарядки яса.

Перед началом рейса, а также при смене вахт до бурильщиков доводится информация по типу яса, его настройкам и допустимым нагрузкам, а также другая специальная информация по особенностям эксплуатации яса, в т.ч. необходимость фиксации непроизвольного срабатывания яса во время стандартных операций и доведения информации об этом до ИТР подрядчика по ННБ, бурового подрядчика и представителя Заказчика на объекте работ.

В процессе бурения секции производится сверка фактических и расчетных весов бурильной колонны, при необходимости производится калибровка расчетов работы ясом.

После получения прихвата производится сверка расчетных и фактических весов, оперативная корректировка на объекте работ. В целях эффективной работы по освобождению от прихвата рекомендуется сразу отрабатывать с максимально допустимыми нагрузками на яс.

Требования безопасности

ВНИМАНИЕ! При приложении к бурильной колонне продолжительных ударных нагрузок при работе яса, после проведения работ по ликвидации аварии следует провести внеочередную инспекцию элементов бурильной колонны на предмет соответствия стандарту, наличию усталостного износа, а также функциональной исправности в соответствии с Типовыми Требованиями Компании.

ВНИМАНИЕ! Основным условием для исключения разрушения буровой вышки (подъемника) является недопущение приложения сверхдопустимых нагрузок, а также поддержание в исправном состоянии противозатаскивателя, индикатора веса и ограничителя допустимой нагрузки на крюке.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ создавать растягивающие нагрузки, которые превышают 80% от предела текучести материала бурильных труб, с учетом класса износа бурильного инструмента и (или) превышают допускаемую грузоподъемность буровой установки (в качестве предела выбирается наименьшее значение из указанных ограничений).

ВНИМАНИЕ! Не рекомендуется превышать максимально допустимую сжимающую нагрузку, передаваемую на детали яса, во время гидравлической задержки (см. инструкцию по использованию яса).

Для удара яса необходимо дать достаточно времени на ударное действие, согласно инструкции по использованию яса, перед ударом яса вниз расход снизить до минимума.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ аварийное расхаживание прихваченной колонны труб вверх с приложением растягивающей нагрузки свыше собственного веса и крутящего момента одновременно (комбинированные нагрузки).

ВНИМАНИЕ! Для предотвращения распространения прихвата во время подготовки и применения дополнительных приемов необходимо продолжать расхаживание колонны с максимально допустимым расходом промывочной жидкости.

ВНИМАНИЕ! Создание крутящего момента эффективнее растягивающей и сжимающей нагрузок, а максимального эффекта можно добиться, приложив к колонне максимально допустимый момент с последующей её разгрузкой, не превышающей максимально допустимые значения для элементов бурильной колонны.

ВНИМАНИЕ! При выполнении первоочередных действий по ликвидации прихвата бурильной колонны, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМАЯ осевая сжимающая нагрузка не должны превышать максимально допустимого значения, при котором напряжение достигает предела текучести материала для элементов наименьшей группы прочности в составе бурильной колонны с учетом их класса и прочностных характеристик, а также устойчивости прямолинейной формы равновесия бурильной колонны.

7. ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ БУРИЛЬЩИКА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

Признаки прихвата:
Стоянка без движения — Циркуляция полная
Страгивающие нагрузки — "Подпинания" инструмента

Дифференциальный прихват

Если прихват произошел при включенной циркуляции – остановить буровой насос!

КНБК в н/н профиле:	КНБК в горизонт. профиле:
1. На собственном весе (СВ) приложить и довести[1] максимально допустимый крутящий момент[2] до глубины прихвата.	1. На собственном весе (СВ) приложить и довести[1] максимально допустимый крутящий момент[2] до глубины прихвата.
2. Снять крутящий момент, расхаживать инструмент с работой яcом ВНИЗ в интервале весов: вверх – до веса зарядки яса, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4], чередуя операцию с п.1.	2. Снять крутящий момент, расхаживать инструмент с работой яcом ВВЕРХ в интервале весов: вниз – до СВ (или ниже – до веса зарядки яса), вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП, чередуя операцию с п.1.
3. Восстановить циркуляцию с поэтапным выходом на максимально допустимую производительность.	
4. Чередовать процедуру доведения[1] максимально допустимого крутящего момента[2] с расхаживанием и работой яcом ВВЕРХ и ВНИЗ в интервале весов: вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4]. Перед ударом яса ВНИЗ снизить производительность БН до минимальной.	
5. Подготовка к установке противоприхватных ванн. Вторичные действия должны быть направлены на снижение гидростатического давления с учетом возможных рисков (ГНВП, дестабилизация неустойчивых пород). Рекомендуемый дизайн противоприхватных ванн: нефть, композитный раствор или их комбинация.	

10–15мин. 30–60 мин. не более 12ч.

[1]Процедура доведения крутящего момента:
1) при собственном весе колонны приложить максимально-допустимый[2] крутящий момент.
2) разгрузить колонну создавая максимально допустимую осевую сжимающую нагрузку[4] с последующей натяжкой колонны до собственного веса, повторить 2–3 раза не снимая крутящего момента.
3) при снижении значения крутящего момента на устье производится повторение операции п.2.
4) прекращение снижения значения момента на устье означает, что крутящий момент доведен до места прихвата.

[2]Максимально-допустимый крутящий момент – момент свинчивания на самое слабое соединение в бурильной колонне

[3]Максимально-допустимая растягивающая нагрузка ограничена пределом текучести с учетом коэффициента запаса прочности (КЗП) 1,5.

Признаки прихвата:
Циркуляция затруднена — Давление "СТОП"
Выход обвальной породы

Прихват шламом (запаковка)

При получении давления "СТОП" – остановить буровой насос, стравить давление!

При движении ВВЕРХ/без движения/бурении:	При движении ВНИЗ:
1. На собственном весе (СВ) приложить и довести[1] максимально допустимый крутящий момент[2] до глубины прихвата. Снять пружину, попробовать расходить бурильный инструмент с ударом яса ВНИЗ в интервале весов: вверх – до зарядки яса, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4].	1. Расхаживание инструмента с работой яcом ВВЕРХ в интервале весов: вниз – до СВ (или ниже – до веса зарядки яса), вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП.
2. Попытаться восстановить циркуляцию с минимально возможной производительностью БН без расхаживания инструмента и набора пружины. В случае отсутствия регулировки ходов насоса восстановление циркуляции производить ЦА.	
3. Продолжить попытки восстановления циркуляции, чередуя процедуру доведения[1] максимально допустимого крутящего момента[2] с расхаживанием и работой яcом ВВЕРХ и ВНИЗ в интервале весов достаточном для зарядки и срабатывания яса.	
Циркуляция восстановлена:	**Циркуляция не восстановлена:**
4. Восстановить циркуляцию с поэтапным выходом на максимально допустимую производительность по мере стабилизации давления. Далее приступить к промывке с расхаживанием согласно п.5.	4. Дренирование с попеременным набором и стравливанием давления в трубном и затрубном пространстве. После каждого набора давления производить техотстой 3–5мин с расхаживанием по п.5.
5. Чередовать процедуру доведения[1] максимально допустимого крутящего момента[2] с расхаживанием и работой яcом ВВЕРХ и ВНИЗ в интервале весов: вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3], вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4].	
6. Подготовка к установке противоприхватных ванн. Рекомендуемый дизайн противоприхватных ванн: нефтяные, кислотные или их комбинация.	6. В случае отрицательного результата мероприятий по восстановлению циркуляции – подготовка к этапу перебуривания.

10–15 мин. 30–60 мин. не более 24ч.

Признаки прихвата:
КНБК в движении непосредственно перед прихватом
Циркуляция полная — Внезапная посадка / затяжка

Прихват по геометрии (заклинка)

Определить в каком направлении двигалась КНБК до прихвата!

При движении ВВЕРХ:	При движении ВНИЗ:
1. На собственном весе (СВ) приложить и довести[1] максимально допустимый крутящий момент[2] до глубины прихвата. Снять пружину, попробовать расходить бурильный инструмент с ударом яса ВНИЗ в интервале весов: вверх – до зарядки яса, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4].	1. Расхаживание инструмента с работой яcом ВВЕРХ в интервале весов: вниз – до СВ (или ниже – до веса зарядки яса), вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП.
2. Восстановить циркуляцию с поэтапным выходом на максимально допустимую производительность.	
3. Чередовать процедуру доведения[1] максимально допустимого крутящего момента[2] с расхаживанием и работой яcом ВНИЗ в интервале весов: вверх – до зарядки яса, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4]. Перед ударом яса ВНИЗ снизить производительность БН до минимальной.	3. Расхаживание инструмента с работой яcом ВВЕРХ в интервале весов: вниз – до СВ (или ниже – до зарядки яса), вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП.
4. Подготовка к установке противоприхватных ванн. В случае риска усугубления заклинки развитием дифференциального прихвата, рекомендуется применение нефтяных и комбинированных нефте-кислотных и водо-нефтекислотных ванн.	

10–15 мин. не более 12ч.

Внимание!

[4]При выполнении первоочередных действий по ликвидации прихвата бурильной колонны, **МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМАЯ осевая сжимающая нагрузка** не должны превышать максимально допустимого значения, при котором напряжение достигает предела текучести материала для элементов наименьшей группы прочности в составе бурильной колонны с учетом их класса и прочностных характеристик, а также устойчивости прямолинейной формы равновесия бурильной колонны.

Решение по **увеличению растягивающей нагрузки до 80%** от предела текучести материала бурильных труб, с учетом присвоенного класса износа бурильного инструмента, принимает мастер по сложным работам (аварийный мастер) или главный инженер подрядчика по бурению (УБР, экспедиции, разведки).

Признаки прихвата:
Направленное бурение перед прихватом — Циркуляция полная
Разворот отклонителя ВЗД относительно направления слайда

Прихват КНБК на забое по геометрии

Перед выполнением операций – снять пружину с инструмента, расстопорить ротор!

1. Расхаживание с циркуляцией без набора крутящего момента с работой яcом ВНИЗ в интервале весов: вверх – до зарядки яса, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4]. Перед ударом яса ВНИЗ снизить производительность БН до минимальной.
2. На собственном весе (СВ) приложить и довести[1] максимально допустимый крутящий момент[2] до глубины прихвата.
3. Чередовать процедуру доведения[1] максимально допустимого крутящего момента[2] с расхаживанием и работой яcом ВВЕРХ и ВНИЗ в интервале весов: вверх – до максимальной растягивающей нагрузки[3] с учетом КЗП, вниз – до максимально допустимой осевой сжимающей нагрузки[4]. Перед ударом яса ВНИЗ снизить производительность БН до минимальной.
4. Подготовка к установке противоприхватных ванн. В случае риска усугубления заклинки развитием дифференциального прихвата, рекомендуется применение нефтяных и комбинированных нефте-кислотных и водо-нефтекислотных ванн.

60 мин не более 12ч.

Внимание!

Создание крутящего момента эффективнее растягивающей и сжимающей нагрузок, а максимального эффекта можно добиться, приложив к колонне максимально допустимый момент с последующей её разгрузкой, не превышающей максимально допустимые значения для элементов бурильной колонны.

Основным условием для исключения разрушения буровой вышки (подъемника) является **недопущение приложения сверхдопустимых нагрузок**, а также поддержание в исправном состоянии противозатаскивателя, индикатора веса и ограничителя допустимой нагрузки на крюке.

Для предотвращения распространения прихвата во время подготовки и применения дополнительных приемов необходимо продолжать расхаживание колонны с максимально допустимым расходом промывочной жидкости.

При приложении к бурильной колонне продолжительных ударных нагрузок при работе яса, после проведения работ по ликвидации аварии следует провести внеочередную инспекцию элементов бурильной колонны на предмет соответствия стандарту, наличию усталостного износа, а также функциональной исправности в соответствии с Типовыми Требованиями Компании.

Не рекомендуется превышать максимально допустимые нагрузки, передаваемые на детали яса во время гидравлической задержки, см. инструкцию по использованию яса.

При нахождении долота непосредственно на забое, работу яcом вниз производить по согласованию с подрядчиком по ННБ.

Для удара яса необходимо дать достаточно времени на ударное действие согласно инструкции по его использованию.

Запрещается!
– создавать растягивающие нагрузки, которые превышают 80% от предела текучести материала бурильных труб, с учетом класса износа бурильного инструмента и / или превышают допускаемую грузоподъемность буровой установки (в качестве предела выбирается наименьшее значение из указанных ограничений).
– аварийное расхаживание прихваченной колонны труб вверх с приложением растягивающей нагрузки свыше собственного веса и крутящего момента одновременно (комбинированные нагрузки).

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ СОСТАВ ПРОТИВОПРИХВАТНОЙ ВАННЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТИПА ПРИХВАТА

Тип прихвата	Ключевая цель установки ванны	Рекомендуемый состав ванны	Резервные варианты		Примечания
Дифференциальный прихват	Снижение гидростатического давления	Нефтяная/композитная ванна: ВУС Облегченная пачка (Нефть; композитный раствор) ВУС	Установка нефте-кислотной ванны: ВУС Нефтяная пачка Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС	Водо-нефте-кислотная ванна: ВУС Пачка композитного раствора Нефтяная пачка Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС	1) Выбор типа облегченной пачки – предпочтителен вариант с наименьшими временными затратами. 2) Применеие композитного раствора – ванн на основе воды только при обработке химическими реагентами для снижения водоотдачи, pH должен быть аналогичным pH бурового раствора. 3) Рекомендуется применение специальных противоприхватных реагентов (растворителей). 4) Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС, заполнение 100-150 м затрубного пространства. 5) Рекомендуемый объём облегченной пачки для всех случаев: исходя из условия создания минимально допустимого гидростатического давления в точке прихвата (+5% к текущему пластовому давлению по вскрытым флюидонасыщенным пластам). 6) Рекомендуемое время реакции: Нефтяная ванна 12-16 ч; Композитный раствор 2 ч.
Механический прихват – обвал пород	Восстановление циркуляции Разрушение пробки обвальной породы	Дренирование ствола скважины: Восстановление циркуляции до максимально-возможной производительности бурового насоса. Вымавание шлама, остановка циркуляции только в крайних случаях.	Установка кислотной ванны: ВУС Нефть (как буфер 1-2 м3) Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС		1) Кислотная пачка: Для карбонатов: HCl (12-15%); Для глин, аргиллитов и песчаника: HCl (12 -15%) + HF (6-8%). 2) При отрицательном результате работ по восстановлению циркуляции – переход к варианту "Перебур". 3) Рекомендуемое время реакции кислотной ванны 4 ч. 4) Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС,
Механический прихват – заклинка (Прихват на участке сложной геометри)	Вывод из зацепления пары "элементы КНБК-порода"	Установка нефте-кислотной ванны: ВУС Нефтяная пачка (2-4м3) Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2м3) ВУС	Установка кислотно-лубрикационной ванны: ВУС Нефть (как буфер 1-2 м3) Кислотная пачка Пачка смазки для бурового раствора (2-4м3) ВУС		1) Кислотная пачка: Для карбонатов: HCl (12-15%); Для глин, аргиллитов и песчаника: HCl (12 -15%) + HF (6-8%). 2) Рекомендуемое время реакции кислотной ванны 4 ч. 3) Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС, заполнение 100-150 м затрубного пространства.
Механический прихват – сужение ствола	Разрушение избыточной фильтрационной корки, сужения в интервале пластичных глин. Снижение сопротивления движению колонны	Установка нефте-кислотной ванны: ВУС Нефтяная пачка (2-4м3) Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС	Установка нефтяной ванны: ВУС Нефтяная пачка ВУС		1) Кислотная пачка: Для карбонатов: HCl (12-15%); Для глин, аргиллитов и песчаника: HCl (12 -15%) + HF (6-8%). 2) Для солевых отложений – вода (8-10 м3). Прокачивание пачки по циклу. 3) Рекомендуемое время реакции кислотной ванны 4 ч. 4)Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС, заполнение 100-150 м затрубного пространства.
Механический прихват – сальник	Разрушение сальника	Установка кислотной ванны: ВУС Нефть (как буфер 1-2 м3) Кислотная ванна (HF) Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС	Установка нефтяной ванны: ВУС Нефтяная пачка ВУС	Установка композитной ванны: ВУС Композитный раствор ВУС	1) Применеие композитного раствора – ванн на основе воды с растворителями/ разглинизаторами, только при обработке химическими реагентами для снижения водоотдачи, pH должен быть аналогичным pH бурового раствора. 2) Кислотная пачка: HF (6-8%) 3) Рекомендуемое время реакции кислотной HF ванны 8 ч. 4) Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС, заполнение 100-150 м затрубного пространства.
Механический прихват – шлам	Предотвращение слёживания шлама Разрушение избыточной фильтрационной корки Разрушение шлама (карбонаты, глины, пески)	Установка нефте-кислотной ванны: ВУС Нефтяная пачка Кислотная пачка Нефть (как буфер 1-2 м3) ВУС	Установка нефтяной ванны: ВУС Нефтяная пачка ВУС		1) Кислотная пачка: Для карбонатов: HCl (12-15%); Для глин, аргиллитов и песчаника: HCl (12 -15%) + HF (6-8%). 2) Рекомендуемое время реакции кислотной ванны 4 ч. 3) Приготовление ВУС производить на основе исходного бурового раствора. Условная вязкость ВУС более 120 сек/кварта. Плотность ВУС≥ Плотности бурового раствора в скважине. Рекомендуемый объем ВУС, заполнение 100-150 м затрубного пространства.