



Введение

Основой для принятия важных решений во время бурения скважины является косвенная информация о происходящем в ней. На показатели бурения может влиять множество факторов: буровая установка и сопутствующее поверхностное оборудование, скважинный инструмент, параметры спуска и тип пласта, а также их воздействие на динамическое поведение бурильной колонны и наработку долота. Настоящий документ дает более широкую картину буровой системы в целом и содержит указания по выявлению и контролю факторов, влияющих на буровые показатели. Информированные решения, принимаемые на основе лучшего знания и понимания характера осложнений, позволяют повысить эффективность бурения и сократить его стоимость для заказчиков и оператора.

Приведенные здесь указания охватывают все аспекты работы с долотом – от доставки на площадку и рекомендуемых параметров бурения до их регистрации и отчетности. Они могут использоваться в составе процесса оптимизации бурения (цикл планирования, реализации и оценки) для обеспечения предоставления заказчику качественных услуг.

В данном документе приведены две формализованные методики пробного бурения, разработанные Мартином Фиром (Martyn Fear) – специалистом по оптимизации бурения (компания BP).

Здесь также использовались материалы из статьи «Drillstring Vibration Primer» за авторством Фереидуна Аббасиана (Fereidoun Abbassian), также работающего в BP.

Изучение буровой площадки

Необходимо выполнить оценку буровой установки и поверхностного оборудования с целью ознакомления с диапазонами их параметров. Знание связанных с оборудованием ограничений может помочь в выработке реалистичного и практичного решения возникшей проблемы при бурении.

Оборудование для удаления твердой фазы

Неадекватное оборудование для удаления твердой фазы может стать причиной следующих осложнений:

- Неэффективность или недостаточное количество выбросит может ограничить скорость удаления шлама из бурового раствора, что, в свою очередь, ограничит скорость проходки.
- В случае недостаточного удаления твердой фазы из бурового раствора он становится крайне эрозионным, способствуя сокращению наработки долота и скважинного инструмента и, следовательно, проходки на долото.
- Чрезмерное содержание твердой фазы в буровом растворе снижает его эффективность (например, ухудшение стабилизации глин при бурении на водном растворе).

Проанализировать следующее оборудование:

- Вибросита.
 - a. Количество.
 - b. Тип.
 - c. Размер ячеек.
- Центрифугирующее оборудование.

Буровые насосы

Буровые насосы отвечают за перекачку бурового раствора. В зависимости от имеющихся в наличии втулок, эти насосы можно отрегулировать на высокое давление/низкую подачу или низкое давление/высокую подачу. Выбор требуемой втулки насоса осуществляется на основе анализа условий применения и результатов работы программы по гидравлике долот. Опираясь на установленные характеристики буровых насосов, можно рассчитать подачу по частоте ходов (ход/мин). Требуемая информация:

- a. Изготовитель насоса.
- b. Количество насосов.
- c. Размер втулки и объем перекачки за один оборот (галл/об).

Состояние бурового раствора

Буровой раствор выполняет две основные функции: он обеспечивает стабилизацию стенок скважины (уравновешивание порового давления, стабилизация глин и т.д.) и способствует процессу бурения (вынос выбуренного шлама на поверхность, очистка и охлаждение долота и т.д.). Для достижения максимальных показателей бурения система циркуляции бурового раствора должна поддерживаться в хорошем состоянии. Минимальная необходимая информация:

- a. Тип раствора (на нефтяной, водной, синтетической, силикатной основе и т.д.).
- b. Плотность.
- c. Содержание твердой фазы.
- d. Пластическая вязкость/динамическое напряжение сдвига.

Материал для борьбы с поглощением бурового раствора

Материал для борьбы с поглощением часто используется для закупоривания трещин в стволе скважины, через которые может происходить интенсивный уход бурового раствора в пласт. Раствор стоит дорого, поэтому его потери необходимо свести к минимуму. Существуют различные типы таких материалов (например, шелуха арахиса или семян хлопчатника, целлофан и т.д.) с разной крупностью. Помимо трещин, они могут забить промывочные насадки долота, поэтому в случае потребности в материале для борьбы с поглощением его тип и крупность определяют диаметр насадок, которые должно иметь долото для обеспечения беспрепятственного прохода материала с минимальным риском закупоривания.

Поверхностные измерительные приборы

Устанавливаемые на поверхности измерительные приборы являются основными средствами оценки и задания параметров бурения. Они всегда должны быть работоспособными и откалиброванными. Проверке подлежат следующие приборы и регистраторы:

- a. Давление в буровом стояке.
- b. Скорость вращения бурильной колонны.
- c. Нагрузка на долото.
- d. Крутящий момент.
- e. Измеритель скорости проходки Geolograph.
- f. Дисплей/монитор на полу буровой для отображения параметров.
- g. Скорость работы буровых насосов (ход/мин).

Анализ компоновки низа буровой колонны

Показатели бурения напрямую зависят от компоновки низа буровой колонны (КНБК). При добавлении забойного приводного механизма (забойный двигатель или турбобур) можно существенно повысить скорость проходки, а использование стабилизаторов ограничивает возможность падения, прихвата или проворачивания бурильной колонны. Управляемая вращательная система способна обеспечить более точный контроль при наклонно-направленном бурении по сравнению с забойным двигателем, в частности, при проходке скважин с увеличенным отходом забоя от вертикали, в случаях маловероятного дифференциального прихвата КНБК и т.д.

Полезная информация:

- Характеристики турбобура.
 - a. Число оборотов на единичный перекачиваемый объем – для расчета скорости вращения (из-за механического характера работы турбобура расчетная скорость является теоретической величиной и не обязательно соответствует фактической скорости вращения).
- Характеристики забойного двигателя.
 - a. Характеристическая диаграмма.
 - b. Конфигурация лопастей для данного типа двигателя (например, высокомоментный/низкоскоростной).
 - c. Число оборотов на единичный перекачиваемый объем – для расчета скорости вращения.
- Параметры стабилизаторов (могут сказаться на контроле направления проходки и передаче весовой нагрузки на долото, например, при застревании стабилизаторов). Требуемые данные:
 - a. Размер.
 - b. Размещение в бурильной колонне (включая стабилизаторы забойного двигателя).
- Измерения/каротаж в процессе бурения (MWD/LWD). Выяснить характеристики этих приборов и характер регистрируемых ими данных. Лучше запросить/получить известные данные, чем собирать их по разным источникам. Скважинные данные полезней поверхностных с точки зрения выявления, отслеживания и устранения осложнений (например, по вибрации в скважине). Ценные скважинные данные:
 - a. Скорость вращения.
 - b. Крутящий момент (средний, максимальный и минимальный).
 - c. Нагрузка на долото.
 - d. Давление.
 - e. Вибрация.

Анализ предыдущего спуска долота

Получить информацию о предыдущем спуске долота. Какие факторы положительно/отрицательно сказались на показателях бурения и какие извлеченные уроки нужно учесть в планируемом спуске?

- Выяснить состояние ранее использовавшегося долота, т.е., было ли оно новым, повторно спущенным, перезаточенным и т.д.
- Находиться на полу буровой для наблюдения за подъемом долота и КНБК через стол ротора. Это единственный способ получения максимального объема информации о фактическом состоянии долота и КНБК (например, образовавшиеся на долоте/КНБК сальники иногда удаляются и не регистрируются).
- Собрать данные по спуску, определить степень износа долота и сфотографировать его, как указано в разделах «Определение степени износа» и «Фотографии изношенного долота». Эта информация может оказаться очень важной для составления подробного отчета о спуске.
- Если запланирован спуск поликристаллического долота (PDC), а предыдущее долото серьезно повреждено, утратило шарошки или резцы или имеет сильный периферийный износ, то скважина подлежит проработке шарошечным долотом с металлоуловителем (использование долот PDC для проработки протяженных интервалов или извлечения металлических обломков не рекомендуется).

Расчет общей площади сечения потока через долото

Гидравлика системы может заметно влиять на эффективность бурения (например, удельная гидравлическая мощность (на единицу площади долота) и удаление бурового шлама – высокая скорость проходки, охлаждение вооружения – увеличение проходки на долото и т.д.). Выбор размера насадок долота и втулки насоса должен обеспечить оптимизацию гидравлических характеристик в конкретных рабочих условиях. Ограничивающим фактором может стать мощность бурового станка. Установленный на нем двигатель, приводящий в действие буровые насосы с правильно выбранными втулками, обеспечивает максимальное давление в стояке и подачу бурового раствора.

- Буровой раствор служит для очистки, охлаждения и смазки долота и его вооружения, что особенно важно для шарошечных долот с открытой опорой. В некоторых случаях бурение с минимальным расходом раствора вызывает быстрый износ вооружения долота.
- Гидравлическая мощность, приходящаяся на единицу площади долота (л.с./кв. дюйм), является главным фактором в достижении максимальной скорости проходки. Это подаваемая на долото энергия, обеспечивающая унос бурового шлама от его торца в кольцевое пространство.
- Еще одним важным фактором является расход бурового раствора. Высокий расход способствует более эффективному выносу шлама на поверхность.
- На долоте обычно создается турбулентный поток.
- Вокруг бурильной колонны предпочтительней создавать ламинарный поток во избежание повреждения ствола скважины.
- Для оптимизации гидравлических параметров с учетом либо максимальной удельной гидравлической мощности, либо максимального расхода (в зависимости от рабочих требований) используется программа DDI Hydraulics.
- Если существует вероятность необходимости в закачке материала для борьбы с поглощением бурового раствора не следует использовать долота с насадками малого диаметра (как правило, менее 12/32 дюйма), поскольку они могут легко забиться.
- Расчет ожидаемого изменения давления в случае забивания или выпадения одной из насадок.

Подготовка долота, запланированного к спуску

Ниже указаны финальные проверки для подтверждения и регистрации использования надлежащего долота с насадками правильного размера.

- Записать тип, размер и серийный номер долота.
- Убедиться в отсутствии постороннего материала в центральном канале и отдельных промывочных каналах, который способен закупорить насадки.
- Убедиться в правильном размере насадок долота, определенном путем расчета общей площади сечения потока через долото.
- Для поврежденного, повторно спускаемого или отремонтированного долота:
 - а. Зафиксировать состояние/степень износа долота.

- b. Сфотографировать долото, как указано в разделе «Фотографии изношенного долота». При необходимости – сделать дополнительные фотографии поврежденного/изношенного участка.
- Для испытания забойного двигателя в обсадной колонне рекомендуется использовать изношенное, а не предназначенное для бурения долото. Это позволит исключить риск повреждения последнего в колонне.

Присоединение долота к бурильной колонне

Не перемещать долото по полу буровой вручную; если оно повреждено, зарегистрировать это надлежащим образом. В случае сильного повреждения может потребоваться использование другого долота для спуска.

- Наблюдать за свинчиванием долота и КНБК с бурильной колонной и их спуском через стол ротора.
- Убедиться в надлежащем обращении с долотом на полу буровой и отсутствии повреждений; не класть долото PDC вооружением на стальной пол, так как это может повредить резцы – использовать деревянную подложку или резиновый мат.
- Очистить и смазать внутреннюю и наружную резьбы API на долоте и бурильной колонне.
- Установить долото в столе ротора с помощью приспособления для свинчивания и отвинчивания долот DDI.
- Опустить бурильную колонну на долото и зацепить резьбы.
- Свинтить вручную или путем медленного вращения.
 - Затянуть соединение до момента затяжки, установленного для данного соединения API (его значение указано в спецификации изделия, находящейся в ящике с долотом).

Спуск в скважину

Во время спуска полевой инженер мало на что может повлиять. Буровая бригада старается как можно быстрее выполнить спуск и возобновить бурение. Ниже перечислены позиции, на которые следует обратить внимание представителя нефтяной компании и бурильщика.

- Соблюдать осторожность при проходе колонны через отводные устройства, ПВП, устьевое оборудование, башмак обсадной колонны и т.д.
- Подходить к местам сужений медленно, так как при ударе о выступы можно повредить вооружение долота.
- Проработка сужений с максимальным расходом выполняется при медленном вращении бурильной колонны (50-60 об/мин) и низкой нагрузке на долото (не более 1800 кг). Вес в таких местах поддерживается только периферийной частью вооружения долота, что приводит к повышенной по сравнению с нормальной нагрузке на отдельные резцы, вставки или зубья. Следовательно, во избежание повреждения вооружения нагрузка на долото должна быть низкой.
- На последней секции/трубе промыть скважину на полном расходе до забоя при медленном вращении бурильной колонны, чтобы исключить забивание насадок или налипание скопившегося на забое шлама, осколков и т.п. на долото.
- Следить за повышением крутящего момента и весовой нагрузки при приближении к забою, чтобы определить его отбивку.
- Приподнять бурильную колонну с забоя на 6-12 дюймов (152-305 мм) при максимальном расходе бурового раствора, вращая долото в течение примерно 5 минут для очистки забоя.

Разбуривание продавливаемых пробок, цемента, башмака и обратных клапанов

Для разных типов долот и КНБК имеются разные методики разбуривания. Если в скважине с подлежащим разбуриванию устройством с обратным клапаном планируется бурение долотом PDC, то здесь должно быть как можно больше пластмассовых и резиновых компонентов. Разбуривание инструментов для спуска хвостовика или оборудования с обратным клапаном с установочным или закрывающим шаром может сопровождаться осложнениями. Эти шары (обычно латунные) способны повредить долото, что приведет к снижению скорости проходки и неполному пробуриванию целевого интервала. Еще одним источником проблем могут являться алюминиевые посадочные муфты. Алюминий продавочной пробки, посадочной муфты, муфты с обратным клапаном и башмака с обратным клапаном забьет отверстия в долоте, ухудшив его очистку/охлаждение и, следовательно, рабочие характеристики.

Поликристаллические (PDC, включая Steeringwheel и BiCentrix), импрегнированные и алмазные долота

- Разбуривание башмака обсадной колонны импрегнированными или однослойными долотами занимает на 25-50% времени больше, чем долотами PDC.
- В скважине не должно быть металлических предметов или обломков.
- Не использовать автоматический буровой станок.
- Промыть скважину и проработать ее до забоя с максимальным расходом бурового раствора до отметки не менее 30 футов (9 м) от предполагаемого верха цементного кольца.
- Скорость вращения при использовании вращателя или забойного двигателя: 50-60 или 20-40 об/мин, соответственно.
- Медленно отбить забой с нагрузкой на долото не более 4000 фунтов (1800 кг) и определить наличие не-затвердевшего/влажного цемента.
- Если долото не разбуривает, выполнить расхаживание бурильной колонны. Не оставлять колонну на забое, если долото не бурит.
- Прикладывать минимально возможную нагрузку на долото и не превышать максимальное рекомендованное значение.
- Если продавочные пробки начинают проворачиваться, может потребоваться отбить забой без вращения с медленным увеличением нагрузки на долото. Не врезать долото в оборудование с обратным клапаном. По достижении достаточной нагрузки на долото (начать с 6000-8000 фунтов (2700 – 3600 кг) и повышать, насколько необходимо) медленно увеличить скорость вращения до 60-80 об/мин. Повторить при необходимости для разбуривания оставшихся пробок.
- Следить за скоростью проходки и соответственно менять нагрузку на долото.
- В сложных условиях разбуривания дать нагрузке на долото уменьшиться естественным образом и оценить скорость проходки. Повторять этот процесс до установления более устойчивой динамики бурения.
- Разбури в пробки и наполовину пробури в через муфту с обратным клапаном, поднять долото на 2 фута (0,6 м) над забоем и выполнить промывку (повторять с регулярностью, обуславливаемой скважинными условиями/показателями работы долота).
- Снижение или прекращение подачи бурового раствора может привести к забиванию каналов долота. Соблюдать крайнюю осторожность при снижении его расхода во время разбуривания.
- Буровой станок на полупогружной платформе или буровом судне может подвергаться воздействию качки – использовать компенсатор для предотвращения ударов долота о забой. Вертикальное смещение станка может воспрепятствовать успешному разбуриванию и вызвать образование сальников на долоте.

Шарошечные долота (со вставками и фрезерованными зубьями)

- Промыть скважину и проработать ее до забоя с максимальным расходом бурового раствора до отметки не менее 30 футов (9 м) от предполагаемого верха цементного кольца.
- Скорость вращения при использовании вращателя или забойного двигателя: 50-60 или 20-40 об/мин, соответственно (выбрать правильный двигатель, так как не все шарошечные долота пригодны для работы с высокой скоростью вращения).
- Не использовать автоматический буровой станок.
- Медленно отбить забой с нагрузкой на долото не более 4000 фунтов (1800 кг) и определить наличие не-затвердевшего/влажного цемента.
- Если долото не разбуривает, выполнить расхаживание бурильной колонны. Не оставлять колонну на забое, если долото не бурит.
- Прикладывать минимально возможную нагрузку на долото, увеличивая ее до 10000 фунтов (4500 кг) (если необходимо) и не превышая максимальное рекомендованное значение.
- Если продавочные пробки начинают проворачиваться, может потребоваться отбить забой без вращения с медленным увеличением нагрузки на долото. Не врезать долото в оборудование с обратным клапаном. По достижении достаточной нагрузки на долото (начать с 6800 (3060 кг) фунтов и повышать, насколько необходимо) медленно увеличить скорость вращения до 90-100 об/мин. Повторить при необходимости для разбуривания оставшихся пробок.
- Следить за скоростью проходки и соответственно менять нагрузку на долото.

- В сложных условиях разбуривания дать нагрузке на долото уменьшиться естественным образом и оценить скорость проходки. Повторять этот процесс до установления более устойчивой динамики бурения.
- Разбури в пробки и наполовину пробури в через муфту с обратным клапаном, поднять долото на 2 фута (0,6 м) над забоем и выполнить промывку (повторять с регулярностью, обуславливаемой скважинными условиями/показателями работы долота).
- Снижение или прекращение подачи бурового раствора может привести к забиванию шарошек. Соблюдать крайнюю осторожность при снижении его расхода во время разбуривания.
- Буровой станок на полупогружной платформе или буровом судне может подвергаться воздействию качки – использовать компенсатор для предотвращения ударов долота о забой. Вертикальное смещение станка может воспрепятствовать успешному разбуриванию и вызвать образование сальников на долоте.

Приработка долота

- Подвести долото к забое с максимальным расходом бурового раствора.
- Медленно опустить долото на забой с нагрузкой не более 4000 фунтов (1800 кг) и скоростью вращения 40-60 об/мин, чтобы установить его зацепление с породой.
- Если до этого выполнялось бурение с отбором керна, соблюдать осторожность, так как на забое могли остаться его фрагменты.
- Если долото не бурит, увеличить весовую нагрузку.
- Поддерживать минимально возможную нагрузку на долото до тех пор, пока оно не пробурит не менее чем на одну свою длину. Пока долото не войдет в полное зацепление с породой, контактировать с ней будут лишь некоторые режущие элементы; при слишком быстром увеличении нагрузки, особенно в твердых породах, эти элементы могут оказаться перегруженными и разрушатся.
- Увеличить нагрузку на долото до целевого значения (не превышать рекомендованное максимальное значение). Как правило, оптимальная нагрузка на долото PDC составляет менее половины нагрузки для шарошечного долота.
- Увеличить скорость вращения до целевой.

Выполнение соединений и возобновление бурения

- Поддерживать полный расход бурового раствора при подъеме долота с забоя.
- Опустить долото на забой, уменьшив скорость вращения до $\frac{1}{2}$ от целевой и поддерживая полный расход для промывки и очистки скважины.
- Выполнять спуск плавно. Слишком быстрый спуск буровой колонны может привести к резкому удару долота о забой и повреждению его вооружения.
- Увеличить нагрузку на долото до целевой, избегая скачкообразных движений и неблагоприятных вибраций.
- Увеличить скорость вращения до целевой.

Общие параметры бурения в «незагрязненных» пластах

Незагрязненными пластами считаются пласты без прослоев, представляющие собой один литологический тип. Они встречаются редко; например, некоторые глины включают некоторое количество песка и известняка. Тем не менее, правильный подбор параметров бурения с учетом преобладающей литологии позволит повысить эффективность работ.

- Мягкие чистые глины.
 - а. Увеличение скорости вращения обычно сопровождается повышением скорости проходки (как правило, этот параметр влияет на скорость проходки в большей степени, чем нагрузка на долото).
 - б. Риск повреждения вооружения долота в таких породах минимален.
- Твердый чистый мел/известняк.
 - а. Максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на наконечники вооружения, раздробляющего породу. Рекомендуется высокая нагрузка на долото при низкой скорости вращения, чтобы вооружение врезалось в пласт.

- b. Долота могут быть повреждены при ударе. Если пласт чистый (т.е., не содержит песок), абразивный износ вооружения будет минимальным.
- Твердые песчаники.
 - a. Максимальная скорость проходки достигается путем увеличения нагрузки на наконечники вооружения, поэтому рекомендуется высокая весовая нагрузка.
 - b. Для обеспечения врезания вооружения рекомендуется бурить с низкой скоростью вращения.
 - c. Долота могут повреждаться при ударе и подвергаться абразивному износу. Последний снижается при низкой скорости вращения.
 - d. Низкая скорость вращения также приводит к уменьшению скорости проходки, поэтому необходимо достичь разумного компромисса между этими параметрами.

Анализ выбуренного шлама

Шлам на виброситах регулярно собирается и анализируется для подтверждения типа разбуриваемых пород. Для выхода на поверхность ему требуется время, рассчитываемое для увязки шлама с глубиной его выбуривания и соответствующими параметрами бурения. Форма и крупность шлама указывает на эффективность бурения (выход мелкого шлама указывает на крайнюю неэффективность бурения).

Основные параметры бурения

Крутящий момент

- Крутящий момент указывает на работу долота. Например:
 - a. Высокий крутящий момент, долото PDC: вероятно, что долото зарывается или, при низкой скорости проходки, крутящий момент создается КНБК, а не долотом.
 - b. Низкий крутящий момент, долото PDC: вероятно, что долото проскальзывает в твердой породе; вооружение может быть изношено или на долоте образовался сальник.
 - c. Средний крутящий момент, шарошечное долото: вероятно, что долото зарывается.
 - d. Высокий крутящий момент, шарошечное долото: возможно заклинивание шарошек; в таком случае крутящий момент будет снижаться по мере износа вставок/зубьев.
 - e. Низкий крутящий момент, шарошечное долото: износ вооружения или образование сальника.
- Показание крутящего момента в мягких породах может говорить о нахождении долота на забое еще до того, как это покажет индикатор нагрузки на долото. Указатель крутящего момента может быть оптимальным поверхностным средством измерения для осуществления бурения.
- Крутящий момент считается слишком высоким, когда скорость вращения по поверхностному указателю начинает уменьшаться.
- Слишком высокий крутящий момент может вызвать заклинивание забойного двигателя, стола ротора или верхнего привода.
- Показание крутящего момента при бурении в однородных пластах должно быть постоянным.
- В переслаивающихся пластах происходит изменение крутящего момента при переходе долота и/или КНБК между слоями с разной прочностью и буримостью.
- При возможности измерений крутящего момента в скважине их можно использовать вместе с поверхностными показаниями для получения более точного представления о происходящем в скважине.

Нагрузка на долото

- По мере износа вооружения долота при бурении в однородном пласте требуется увеличение нагрузки для поддержания неизменной скорости проходки.
- Фаски износа и изношенные вставки и фрезерованные зубья снижают эффективность долота.
- Увеличивать нагрузку на долото с шагом примерно 2000 фунтов (900 кг).

В общем, нагрузку следует увеличивать до того, как произойдет чрезмерное повышение скорости вращения, чтобы поддерживать большую глубину врезания вооружения для стабилизации долота и предотвращения его завихрения.

- При возможности измерений нагрузки на долото в скважине их можно использовать вместе с поверхностными показаниями для получения более точного представления о происходящем в скважине.

Скорость вращения

- Общая скорость вращения долота равна сумме скоростей вращения вращателя и забойного двигателя/турбобура.
- Скорость вращения при бурении с долотом PDC не ограничена.
- Не разбуривать абразивные породы с высокой скоростью вращения во избежание быстрого абразивного износа.
- Снизить скорость вращения при начале завихрения долота.
- Скорость вращения может быть лимитирована из-за ограничений, связанных с бурильной колонной или приводом.
- При некоторых скоростях вращения бурильная колонна может начать резонировать (высокий уровень вибрации). Во избежание этого увеличить или уменьшить скорость, не допуская работы при гармонических частотах колонны.
- Разбуривание твердых пород с высокой скоростью вращения может сопровождаться снижением скорости проходки из-за неспособности вооружения врезаться в породу.
- Скорость вращения, обеспечивающая максимальную скорость проходки без возникновения осложнений, с большой долей вероятности является оптимальной.

Расход бурового раствора

- Расход бурового раствора существенно влияет на очистку скважины. В общем, скважина очищается лучше при высоком расходе, чем при низком, поскольку первый обеспечивает увеличенную скорость потока в кольцевом пространстве и более эффективный вынос бурового шлама на поверхность.
- Расход бурового раствора существенно влияет на очистку долота. Высокий расход обуславливает подачу большей гидравлической мощности на долото по сравнению с низким расходом, что улучшает его очистку.
- Увеличение расхода на забойном двигателе повышает обеспечиваемую им скорость вращения. Этот аспект требует тщательного рассмотрения, так как от него в большой степени зависят показатели бурения.
 - Увеличение скорости работы забойного двигателя в чистых глинах вызывает увеличение скорости вращения долота и мгновенное повышение скорости проходки без повреждения вооружения или иных проблем.
 - Если это происходит в твердых абразивных песчаниках, скорость проходки мгновенно увеличится. Тем не менее, чем выше скорость вращения, тем сильнее износ вооружения долота, что в конечном итоге приведет к снижению скорости проходки и сокращению наработки на долото.
 - Увеличение скорости вращения забойного двигателя и, следовательно, долота может изменить направление движения КНБК (в большей степени в вертикальной плоскости, чем в горизонтальной). Необходимо найти баланс между мгновенной скоростью проходки и корректировкой направления.
- Подача бурового раствора с высоким расходом может вызвать повреждение пласта, особенно сильно трещиноватого. Необходимо избегать чрезмерных расходов.

Простая методика пробного бурения

Приведенная ниже простая методика пробного бурения применяется в течение всей истории бурения. Она легко выполняется, практически не отнимает полезного времени и сразу дает видимые результаты. Все, что нужно, – это наблюдение (с помощником), журнал регистрации труб и ручка. Данная методика заключается в приложении весовой нагрузки при трех разных скоростях вращения с блокировкой тормоза, после чего бурение осуществляется без подачи.

- Показать и разъяснить бурильщику последовательность пробного бурения.
- Выбрать три скорости вращения для испытаний, например, 80, 120 и 160 об/мин.
- Установить наименьшую скорость вращения и увеличить нагрузку на долото до максимального значения, рекомендованного для долота.
- В случае мягких пород выбрать пониженную нагрузку во избежание образования сальника на долоте.
- Если максимальная нагрузка не достигнута до получения высокого крутящего момента или возникновения вибрации, уменьшить нагрузку.
- Включить тормоз и выполнить бурение без подачи (только под действием весовой нагрузки).

- Записать значение нагрузки на долото при срабатывании тормоза и ниже указать веса в порядке уменьшения (например, с шагом 2000 фунтов (900 кг)).
- Записать время, затраченное на проходку с указанными весовыми нагрузками. Наименьшее время в секундах соответствует нагрузке, обеспечивающей максимальную скорость проходки при данной скорости вращения.
- Выполнить пробное бурение при двух остальных скоростях вращения.
- Следить за вибрацией, возникающей во время пробного бурения (см. InSight). Свериться с временными данными по ударной нагрузке в процессе бурения для проверки наличия неустойчивых условий при какой-либо определенной комбинации нагрузки на долото и скорости вращения.
- Выбрать оптимальную комбинацию нагрузки на долото и скорости вращения на основе результатов пробного бурения и данных по ударной нагрузке.
- Частое повышение нагрузки на долото вызывает увеличение скорости проходки, однако при возникновении вибрации (осевой, вихревой или скручивающей) эффективность бурения существенно снижается, что приводит к уменьшению скорости проходки. В таких случаях скорость проходки можно повысить путем снижения весовой нагрузки для минимизации неблагоприятной вибрации.

Формализованные методики пробного бурения ВР

Обзор

Пробное бурение позволяет определить факторы, ограничивающие скорость проходки при конкретном рейсе долота, а также уровни нагрузки на долото и скорости вращения, обеспечивающие оптимальную скорость проходки с учетом ограничивающих факторов.

В настоящем разделе рассматриваются методики проведения пробного бурения и использования данных газотехнического каротажа с целью получения однозначных связей параметров бурения со скоростью проходки для легкого определения оптимальной комбинации нагрузки на долото и скорости вращения.

Существуют два типа буровых испытаний для установления отношения между нагрузкой на долото/скоростью вращения и скоростью проходки:

1. Пробное бурение: увеличение нагрузки до выбранного уровня, включение тормоза и бурение долотом только под действием веса бурильной колонны. При этом скорость вращения и расход бурового раствора поддерживаются постоянными, а пробное бурение выполняется при разных скоростях вращения. Скорость проходки рассчитывается по темпу снижения нагрузки на долото по мере бурения без подачи и откладывается на графике зависимости от нагрузки для каждой скорости вращения.
2. Испытание на буримость: выбираются пары значений нагрузки на долото и скорости вращения; выполняется проходка заданного интервала при каждой паре этих параметров. Для каждого интервала определяются средние значения нагрузки, скорости вращения и скорости проходки и составляются диаграммы зависимости между скоростью проходки и созданной нагрузкой на долото для каждой скорости вращения.

Предпочтительным является первый тип испытаний, поскольку он позволяет получить данные по нагрузке на долото и скорости вращения на очень небольшом интервале бурения без подачи. Таким образом, его результаты менее подвержены влиянию пластовых изменений. Тем не менее, испытание второго типа полезно при преобладании очень высокой скорости вращения, так как при пробном бурении с высокой нагрузкой (испытание первого типа) невозможно собрать достаточный объем временных данных. Испытание на буримость гарантирует получение минимального объема глубинных данных вне зависимости от скорости проходки.

Испытания обоих типов могут иметь ограничения по максимальной прикладываемой нагрузке на долото (со стороны остановившегося забойного двигателя, веса под ясами или циклично изменяющегося крутящего момента, если система плавного изменения момента не отрегулирована надлежащим образом). Кроме того, изменение скорости вращения на поверхности при использовании забойного двигателя может не иметь практически никакого значения, так как это лишь незначительно влияет на скорость вращения долота. Скорость работы двигателя, возможно, должна быть постоянной для обеспечения достаточного расхода бурового раствора для очистки скважины.

Оба эти испытания проводятся в скважинах ВРХС с 1993 года и доказали свою полезность и простоту выполнения. Наиболее трудоемким этапом является обработка данных газотехнического каротажа для снижения уровня ошибок, вносимых ими в измерения скорости проходки. Для этого в программное обеспечение для таких испытаний были включены соответствующие методы ВР (в настоящее время эти программы используются в системах анализа проб бурового раствора Exlog и Geoservices). Однако данное

программное обеспечение еще не закончено и не прошло валидацию. Ниже представлен более общий метод буровых испытаний с обработкой данной посредством традиционных табличных форм.

Оптимизация параметров бурения

Оптимизация параметров бурения часто интерпретируется как достижение максимальной скорости проходки. Однако в некоторых случаях это заключается в максимизации проходки на долото и сокращении числа рейсов. В таких условиях, примером которых могут служить переслаивающиеся пласты, целью является защита вооружения долота, что может сопровождаться снижением скорости проходки.

Внимательный бурильщик, часто выполняющий пробное бурение для определения оптимальных параметров, всегда бурит глубже и быстрее, чем бурильщик, действующий по принципу «установил и забыл». Благодаря оптимизации параметров можно значительно сократить удельную стоимость бурения.

- Находиться на полу буровой во время каждой смены буровой бригады. Очень важно поддерживать параметры бурения на оптимальном уровне и держать нового бурильщика в курсе текущих проблем с бурением/станком и выполняемого испытания для определения параметров бурения.
- При бурении с забойным двигателем настроить автоматический станок на работу по дифференциальному давлению на двигателе, а не по нагрузке на долото. Это позволяет быстрее корректировать нагрузку, что обеспечит ее более устойчивое приложение и повышение эффективности бурения.
- Провести серию испытаний при разных нагрузках на долото (например, с шагом 2000-5000 (900 – 2250 кг) фунтов), скоростях вращения (например, с шагом 5-10 об/мин) и расходах бурового раствора (изменить скорость вращения в скважине, если используется забойный двигатель; однако соблюдать осторожность, так как изменение расхода влияет на подаваемую на долото гидравлическую мощность и очистку скважины), чтобы определить оптимальные параметры бурения для достижения удовлетворительной скорости проходки или минимизации повреждения долота/КНБК.
- Пластовые изменения вызывают изменение скорости проходки; например, если она уменьшилась, но крутящий момент остался достаточно высоким, то порода обладает большей твердостью, чем предполагалось, поэтому следует уменьшить скорость вращения и увеличить нагрузку на долото. Если крутящий момент становится чрезмерным, необходимо уменьшить нагрузку и увеличить скорость вращения.
- Следить за плотностью бурового раствора. При ее увеличении скорость проходки обычно снижается. При приближении к равновесному режиму бурения (когда давление бурового раствора равно поровому давлению) она, как правило, увеличивается.
- Ведение точных записей очень важно для оптимизации параметров бурения по всему рейсу. Они также помогают понять характер возникающих осложнений и устранять их. Если данные заносятся в таблицу со скоростью вращения в скважине и т.д., с ее помощью можно легко рассчитать и построить зависимости для выявления тенденций (см. рис. 1).
- Контрольные приборы (Martin Decker для нагрузки на долото, манометр для давления на стояке и т.д.) показывают более точные значения параметров, чем система Geolograph или монитор на полу буровой. Последние могут давать неточные показания, если они не перекалибровываются с достаточной регулярностью по мере бурения скважины.

Дата	Время	Вращение/скольжение	Глубина (футов)	Скорость проходки (футов/ч)	Нагрузка на долото (тыс. фунт)	Скорость вращения на поверхности	Скорость вращения забойным двигателем	Общая скорость вращения	Крутящий момент на забое	Крутящий момент над забоем	Насос 1 Ходы в минуту	Размер втулки	Галл/холод	Подача (галл/мин)	Насос 2 Ходы в минуту	Размер втулки	Галл/холод	Подача (галл/мин)	Общая подача (галл/мин)	Давление на стояке (фунт/кв. дюйм)	Примечания

Рис. 1. Таблица для регистрации и расчета параметров бурения.

Метод испытания 1 – с заблокированным тормозом

Планирование и контроль испытания

1. Выбрать диапазон нагрузки на долото. Максимальная нагрузка определяется с учетом циклического изменения крутящего момента, заклинившегося забойного двигателя, веса под ясами и предельного значения для долота (берется из каталога). Выполнить пробное бурение с максимально возможным с этими ограничениями диапазоном нагрузки.
2. Выбрать три скорости вращения (если используется КНБК для вращательного бурения). Определить максимальный возможный диапазон, например, 80, 140 и 200 об/мин (для трехшарошечного долота максимальное значение может быть меньше).
3. Уведомить службу газотехнического каротажа о предстоящем испытании.

4. Проследить, чтобы бурильщик и специалист по газотехническому каротажу одновременно обнулили нагрузку на долото непосредственно перед началом испытания. Зафиксировать контрольные значения нагрузки на крюке (вес бурильной колонны) (по монитору газотехнического каротажа и указателю Martin Decker), вращая приподнятую с забоя колонну при таких же скорости вращения и подаче насосов, как и во время испытания.
5. Поддерживая среднюю скорость вращения, увеличить нагрузку на долото до требуемого максимума, включить тормоз и осуществить бурение долотом без подачи с постоянной скоростью вращения и расходом бурового раствора. При интенсивном циклическом изменении крутящего момента уменьшить максимальную нагрузку и повторить испытание.
6. Повторить шаг 5 при минимальной и максимальной скорости вращения, а затем – при средней скорости вращения (последнее позволит определить, остается ли пласт неизменным и достаточно ли качественны данные).
7. Вернуться в нормальный режим бурения. Дать указание специалистам по газотехническому каротажу обработать полученные данные.

Обработка данных специалистами по газотехническому каротажу

Во время испытания система каротажа должна использовать базу данных по времени и графический регистратор, собирая следующие данные с интервалом не более 30 секунд: время, высота талевого блока, нагрузка на крюке, мгновенная нагрузка на долото, скорость вращения, средний крутящий момент, среднеквадратичный крутящий момент, расход подаваемого бурового раствора, давление закачки. Эти данные будут использоваться в рассматриваемых ниже расчетах.

- Рассчитать осевую жесткость (деформируемость) бурильной колонны (без учета толстостенных и утяжеленных буровых труб) по следующей формуле:

$C = L/E (Fdp1/Adr1 + Fdp2/Adr2)$, где:

C = деформируемость (м/кН)

L = общая длина бурильной колонны (м), за исключением толстостенных и утяжеленных буровых труб

E = модуль Юнга для стали (ГПа)

$Fdp1, 2$ = доля труб размера 1 и 2 в бурильной колонне (например, трубы 5 и 6-5/8 дюйма)

$Adr1, 2$ = площадь поперечного сечения трубы размера 1 и 2 (например, трубы 5 и 6-5/8 дюйма) (мм²)

Примеры значений:

$E = 206$ ГПа – для бурильной колонны

$Adr = 5354$ мм² для буровой трубы 6-5/8 дюйма (среднее по телу и замку трубы)

$Adr = 4153$ мм² для буровой трубы 5 дюймов (среднее по телу и замку трубы)

$Fdp1 = 1$: все трубы размера 1

$Fdp1 = 0,4$: 40% труб в ставе – размера 1, 60% – размера 2

Для перевода C в фут/тыс. фунтов – умножить на 14,5939.

- Определить начало и конец каждого интервала пробного бурения по полученной диаграмме или базе данных по времени.
- Внести в таблицу следующие данные для каждого такого интервала: время, нагрузка на крюке, мгновенная нагрузка на долото, давление закачки бурового раствора (последнее только для КНБК с забойным двигателем).
- Выполнить следующие расчеты для каждой строки данных в таблице:

Временной интервал = период между моментами регистрации данных (секунды)

Изменение глубины = $C * (\text{текущая мгновенная} - \text{предыдущая мгновенная нагрузка на долото})$ (футы)

Скорость проходки = изменение глубины * 3600/временной интервал (фут/ч)

Средняя нагрузка на долото = $(\text{текущая мгновенная} + \text{предыдущая мгновенная нагрузка} / 2)$ (тыс. фунтов)

- Построить зависимость между нагрузкой на долото (ось X) и скоростью проходки (ось Y) для каждой скорости вращения. Снабдить каждую кривую для данной скорости вращения меткой или кодом.
- Если кривая слишком неточная (например, см. приложение 11), повторить расчеты только по промежуточным точкам данных, т.е., увеличив временной интервал (повторить все четыре расчета, указанных выше).

- Повторить последний шаг с увеличенным временным шагом до получения однозначной зависимости между скоростью проходки и нагрузкой на долото. Избегать чрезмерного увеличения временного интервала, так как это приведет к потере однозначности зависимости. Обычно достаточен интервал 1-4 минуты; использовать наименьший интервал, обеспечивающий получение качественной диаграммы зависимости.
- Передать диаграмму представителю бурового подрядчика или помощнику.

Пример табличных расчетов приведен в приложении (следует отметить, что расчет нагрузки на долото в этом примере выполнен по разности между контрольной и мгновенной нагрузками на крюке, так как необработанные данные по нагрузке на долото были ненадежными; кроме того, два разных набора значений скорости проходки и средней нагрузки на долото вычислялись по разным временным интервалам).

Интерпретация результатов испытания

Проанализировать диаграмму зависимости между скоростью проходки и нагрузкой на долото. Определить чрезмерные затыжки и износ долота с помощью примеров в приложении. Выбрать оптимальную комбинацию нагрузки на долото и скорости вращения с учетом чрезмерного циклического изменения крутящего момента при высокой нагрузке/низкой скорости вращения и всех связанных с этими параметрами ограничений для требуемого направленного поведения КНБК. По возможности, выбрать наименьшие нагрузки на долото и скорость вращения, обеспечивающие максимальную скорость проходки (если при приложении дополнительных нагрузок скорость проходки не увеличивается, это приведет лишь к сокращению проходки на долото).

Следует отметить, что сообщаемое бурильщику оптимальное значение нагрузки на долото определено по данным газотехнического каротажа. Любое расхождение с показанием прибора Martin Decker подлежит устранению до передачи значения нагрузки бурильщику.

Метод испытания 2 – испытание на буримость

Планирование и контроль испытания

1. Выбрать три или четыре значения нагрузки на долото для испытания. Определить максимальную нагрузку с учетом циклического изменения крутящего момента, заклинившегося забойного двигателя, веса под ясами и предельного значения для долота (берется из каталога).
2. Выбрать три скорости вращения для каждой нагрузки на долото (если используется КНБК для вращательного бурения). Использовать максимальный возможный диапазон, например, 80, 140 и 200 об/мин (для трехшарошечного долота максимальное значение может быть меньше).
3. Уведомить службу газотехнического каротажа о предстоящем испытании.
4. Начать испытание заранее, пробуравив на одну буровую свечу, чтобы не было необходимости в выполнении соединения до завершения пробного бурения.
5. Проследить, чтобы бурильщик и специалист по газотехническому каротажу одновременно обнулили нагрузку на долото непосредственно перед началом испытания. Зафиксировать два контрольных значения нагрузки на крюке (вес бурильной колонны) (по монитору газотехнического каротажа и указателю Martin Decker), вращая приподнятую с забоя колонну при таких же скорости вращения и подаче насосов, как и во время испытания.
6. Прикладывая первую нагрузку на долото, пробуравить на 5 футов (1,5 м) при каждой скорости вращения. Прекратить пробное бурение при максимальной нагрузке в случае чрезмерного циклического изменения крутящего момента и возобновить его при меньшей нагрузке. Следить, чтобы бурильщик поддерживал постоянную нагрузку.
7. Повторить шаг 6 с остальными значениями нагрузки на долото.
8. Вернуться в нормальный режим бурения. Дать указание специалистам по газотехническому каротажу обработать полученные данные.

Обработка данных специалистами по газотехническому каротажу

Во время испытания система каротажа должна использовать базу данных по времени и графический регистратор, собирая следующие данные с интервалом не более 30 секунд: время, высота талевого блока, нагрузка на крюке, мгновенная нагрузка на долото, скорость вращения, средний крутящий момент, среднеквадратичный крутящий момент, расход подаваемого бурового раствора, давление закачки. Эти данные будут использоваться в рассматриваемых ниже расчетах. Если данные некачественные, можно использовать стандартные глубинные данные.

- Определить начало и конец каждого периода пробного бурения с постоянной нагрузкой на долото и скоростью вращения по временным данным или данным, зафиксированным графическим регистратором (предпочтительней первое).

- Рассчитать точные средние значения нагрузки и скорости вращения для каждого периода, когда они поддерживались на неизменном уровне.
- Рассчитать среднюю скорость проходки для каждого такого периода по изменению высоты талевого блока и временному интервалу.
- Повторить эти расчеты для каждого периода с постоянной нагрузкой на долото и скоростью проходки.
- Построить диаграмму зависимости между средней скоростью проходки (ось Y) и средней нагрузкой на долото (ось X) для каждой скорости вращения.
- Передать эту диаграмму представителю бурового подрядчика или помощнику.

Здесь приведен пример части базы временных данных по этому типу бурового испытания, а также финальная диаграмма зависимости между скоростью проходки и нагрузкой на долото. В данном случае для каждого значения нагрузки использовались две скорости вращения.

Интерпретация результатов испытания

Проанализировать диаграмму зависимости между скоростью проходки и нагрузкой на долото. Определить чрезмерные затяжки и износ долота с помощью приведенных примеров. Выбрать оптимальную комбинацию нагрузки на долото и скорости вращения с учетом чрезмерного циклического изменения крутящего момента при высокой нагрузке/низкой скорости вращения и всех связанных с этими параметрами ограничений для требуемого направленного поведения КНБК. По возможности, выбрать наименьшую нагрузку на долото и скорость вращения, обеспечивающие максимальную скорость проходки (если при приложении дополнительных нагрузок скорость проходки не увеличивается, это приведет лишь к сокращению проходки на долото).

Следует отметить, что сообщаемое бурильщику оптимальное значение нагрузки на долото по диаграмме определено по данным газотехнического каротажа. Любое расхождение с показанием прибора Martin Decker подлежит устранению до передачи значения нагрузки бурильщику.

Динамика/вибрация бурильной колонны

Общие сведения

- Бурильная колонна всегда подвергается воздействию вибрации.
- Низкий уровень вибрации может быть безвреден.
 - Сильная вибрация бурильной колонны в скважине может представлять проблему и вызывать следующее:
 - a. Обрыв, размыв или скручивание колонны.
 - b. Преждевременная поломка долота.
 - c. Ухудшение контроля направления бурения.
 - d. Повреждение ствола скважины или увеличение его диаметра.
 - e. Заклинивание вращательного привода (верхний привод/стол ротора).
 - f. Заклинивание забойного двигателя.
 - g. Поломка забойного двигателя (подшипники/статор).
 - h. Поломка оборудования MWD.
 - i. Износ стабилизатора/бурильного замка.
 - j. Снижение скорости проходки.
 - Первичные факторы возникновения вибрации бурильной колонны:
 - a. Взаимодействие между долотом и разбуриваемой породой.
 - b. Взаимодействие между КНБК и стволом скважины.
 - c. Забойный двигатель/турбобур.
 - d. Тип вращательного привода.
- Реакция бурильной колонны на факторы возбуждения вибрации имеет сложный характер.
- Сложный характер вибрации обусловлен физическим контактом между долотом и бурильной колонной и взаимосвязью вибрационных механизмов.

- Определить, снабжен ли буровой станок системой плавной передачи крутящего момента и включена ли она.

Типы вибрации

- Существуют три типа вибрации:
 - а. Осевая вибрация – колебания вдоль оси буровой колонны.
 - б. Завихрение – эксцентрическое вращение компонента вокруг точки, не являющейся его геометрическим центром; обычно проявляется в виде поперечных колебаний (из стороны в сторону). Может быть связано и с долотом, и с КНБК.
 - в. Скручивающая вибрация – вызывает скручивание/затяжку/скачкообразное движение.
- Данные типы вибрации могут иметь место одновременно, проявляясь в виде признаков, характерных более чем для одного механизма. В таком случае используется итерационный процесс выявления и устранения вибрации.

Резонанс буровой колонны

- Буровая колонна имеет собственную частоту колебаний, связанную со скоростью вращения.
- При частоте возбуждения, близкой к собственной, буровая колонна входит в резонанс (поперечная и/или скручивающая вибрация).
- Такое резонирование может стать причиной сильного повреждения долота/компонентов КНБК.
- Не бурить со скоростью вращения, вызывающей резонанс буровой колонны.

Осевая вибрация

Общие сведения

- Сильная осевая вибрация приводит к подсакиванию долота.
- Диапазон частоты вибрации: 1-10 Гц (1 Гц – одно колебание в секунду).
- Чаще всего возникает при разбуривании твердых пластов с помощью шарошечного долота.
- Иногда имеет место при проходке в твердых пластах с долотом PDC.
- Вызывается флуктуациями нагрузки на долото. Чрезмерная изменчивость нагрузки может стать причиной потери контакта между долотом и забоем скважины и его удара о забой.
- Трехшарошечное долото создает трехлепестковую форму забоя – долото смещается в продольном направлении три раза на оборот.
- Может проявиться при переходе между пластами с разными свойствами.

Признаки

Сильная вибрация на поверхности.

- Осевое движение буровой колонны на поверхности.
- Значительная изменчивость нагрузки на долото.
- Высокий уровень осевой вибрации по данным приборов MWD (измерения в процессе бурения).

Последствия

- Повреждение долота, включая вооружение/подшипники/уплотнения.
- Снижение скорости проходки.
- Малая проходка на долото.
- Размыв КНБК.
- Поломка приборов MWD.

Меры по устранению и предупреждению

- Устранение трехлепестковой формы забоя путем:
 - а. Изменения параметров бурения.
 - б. Подъема колонны с забоя и последующего опускания на забой с меньшей нагрузкой на долото и скоростью вращения.

- Включение демпфирующего переходника в состав КНБК.
- Использование таких переходников с долотами PDC не рекомендуется, так как они вызывают высокочастотную вибрацию долота, которая может сопровождаться раскалыванием и преждевременным разрушением поликристаллического вооружения.

Завихрение долота

Общие сведения

- Эксцентрическое вращение долота вокруг точки, не являющейся его геометрическим центром.
- Завихрение – самоподдерживающееся движение.
- Типы завихрения:
 - а. Прямое – центр вращения вращается в том же направлении, что и бурильная колонна. Вызывает появление плоских участков на стабилизаторах и бурильных замках.
 - б. Обратное – центр вращения вращается в противоположном направлении относительно бурильной колонны. Имеет более разрушающее действие по сравнению с прямым завихрением – возможно сильное повреждение вооружения.
 - в. Хаотичное – направление вращения изменяется между прямым и обратным.
- Обычно проявляется как поперечная вибрация (из стороны в сторону).
- Завихрение наводит высокочастотную поперечную/скручивающую вибрацию с частотой 10-50 Гц (10 Гц – 10 колебаний в секунду).
- Вызывает резкое увеличение ударной нагрузки на вооружение долота, вызывая его быструю поломку.
- Причиной завихрения может быть забойный двигатель с гнутым корпусом.
- Может возникнуть при переходе между пластами с разными характеристиками.
- Часто имеет место при расширении ствола скважины.
- Завихрение КНБК может вызвать завихрение долота, и наоборот.

Признаки

- Трудно выявить на поверхности.
- Обычно определяется по высокой скорости вращения и низкой нагрузке на долото.
- Увеличение крутящего момента на поверхности и в скважине.
- Высокочастотная поперечная/скручивающая вибрация в скважине.
- Увеличение отсчетов ударов на оборудовании MWD.
- Снижение скорости проходки.
- Увеличение диаметра скважины сверх номинального.
- Повреждение вооружения (обычно на переходном и периферийных участках долота).

Последствия

- Повреждение долота и вооружения (обычно на переходном и периферийных участках долота).
- Снижение скорости проходки.
- Уменьшение проходки на долото.
- Размыв КНБК.
- Поломка оборудования MWD.
- Поломка забойного двигателя.

Меры по устранению и предупреждению

- Уменьшение скорости вращения и увеличение нагрузки на долото.
- Проработка ствола с меньшей скоростью вращения.
- Устранение завихрения на забое путем:

- a. Изменения параметров бурения.
- b. Подъема с забоя и возобновления бурения без начала завихрения при высокой нагрузке на долото и низкой скорости вращения.
- Использование сбалансированного долота или долота Steeringwheel.
- Использование забойного двигателя с повышенным крутящим моментом и меньшей скоростью вращения, обеспечивающего приложении более высокой нагрузки.
- Использование шарошечных расширителей вместо стабилизаторов.

Завихрение КНБК

Общие сведения

- Эксцентрическое вращение КНБК вокруг точки, не являющейся ее геометрическим центром.
- Завихрение – самоподдерживающееся движение.
- Типы завихрения:
 - a. Прямое – центр вращения вращается в том же направлении, что и бурильная колонна. Вызывает появление плоских участков на стабилизаторах и бурильных замках.
 - b. Обратное – центр вращения вращается в противоположном направлении относительно бурильной колонны.
 - c. Хаотичное – направление вращения долота изменяется между прямым и обратным.
- Обычно проявляется в виде поперечной вибрации (из стороны в сторону).
- Вызывается трением между стабилизаторами/бурильными замками и стенками скважины, из-за которого начинается биение КНБК по окружности ствола.
- Завихрение наводит высокочастотную поперечную/скручивающую вибрацию с частотой 5-20 Гц (5 Гц – 5 колебаний в секунду).
- Может возникнуть при прохождении стабилизатора через выступ или переход между разными пластами.
- На завихрение КНБК в большой степени влияют свойства бурового раствора, так он обладает смазывающей способностью и снижает трение между стабилизатором/бурильным замком и стенками скважины.
- Завихрение долота может вызвать завихрение КНБК, и наоборот.

Признаки

- Трудно выявить на поверхности.
- Увеличение крутящего момента на поверхности.
- Высокочастотная поперечная/скручивающая вибрация в скважине.
- Увеличение отсчетов ударов на оборудовании MWD.
- Локальный износ на стабилизаторах и бурильных станках.
- Повреждение лопастей стабилизатора.

Меры по устранению и предупреждению

- Изменение параметров бурения, уменьшение скорости вращения и увеличение нагрузки на долото.
- Повышение смазывающей способности бурового раствора (например, путем закачки порции ВУС).
- Использование шарошечных расширителей или невращающихся стабилизаторов.
- Использование невращающихся протекторов буровых труб.
- Подъем с забоя и возобновление бурения без начала завихрения при высокой нагрузке на долото и низкой скорости вращения.

Скручивающая вибрация

Общие сведения

- Сильная скручивающая вибрация приводит к скачкообразному движению.
- Частотный диапазон – ниже 1 Гц (1 Гц – одно колебание в секунду).

- Скачкообразное движение – ускорение и замедление вращения бурильной колонны. Долото может кратковременно прекращать вращаться с регулярными интервалами, что вызывает скручивание колонны и повышение крутящего момента. Затем колонна резко освобождается и ускоряет вращение долота при минимальном крутящем моменте.
- Скачкообразное движение часто сопровождается (во время проскальзывания) поперечной вибрацией КНБК.
- Чаще всего это происходит при бурении долотом PDC и может стать причиной сильного и быстрого повреждения его вооружения.
- Может зависеть от пласта.
- Может возникнуть в результате взаимодействия между:

- a. Долотом и пластом.
- b. КНБК и стенками скважины (например, при «зарывании» стабилизаторов в мягкую породу).
- c. Бурильной колонной и стволом скважины (например, в сильно извилистой скважине).
- Причиной возникновения могут быть особенности системы привода.
- Обычно имеет место при низкой скорости вращения и высокой нагрузке на долото.

Признаки

- Можно выявить на поверхности по изменчивости крутящего момента (макс. – мин. момент > 20% среднего значения) и скорости вращения.
- Повышенный средний крутящий момент на поверхности.
- Заклинивание вращательного привода (стол ротора или верхний привод).
- Увеличение числа отсчетов ударов на оборудовании MWD.
- Показание скорости вращения в скважине может составлять от 0 до значения, в 2-3 раза превышающего скорость вращения на поверхности.
- Ударное повреждение долота (вооружение обычно повреждено на его вершине).
- Поломка оборудования MWD.
- Снижение скорости проходки.
- Чрезмерно затянутые соединения, размывы и скручивание.
- Развинчивание соединения в результате обратного вращения.
- Регистрация и анализ скважинных данных из памяти.

Меры по устранению и предупреждению

- Изменение параметров бурения, увеличение скорости вращения и уменьшение нагрузки на долото.
- Увеличение расхода бурового раствора для повышения скорости вращения забойного двигателя и увеличения смазывающей способности/снижения трения благодаря улучшенной очистке скважины.
- Использование системы плавного регулирования крутящего момента, включающей механизм обратной связи для верхнего привода или стола ротора, регулирующий изменение поверхностного крутящего момента путем изменения скорости вращения (обеспечение более равномерного вращения долота). Эта система подлежит регулярной настройке с учетом изменяющихся параметров, в том числе глубины и характеристик породы.
- Повышение смазывающей способности бурового раствора (например, путем закачки порции ВУС).
- Использование забойного двигателя для освобождения долота от бурильной колонны и увеличения скорости вращения долота.
- Использование шарошечных расширителей или невращающихся стабилизаторов.
- Подъем с забоя и возобновление бурения без начала скачкообразного движения при низкой нагрузке на долото и высокой скорости вращения.

Связь между механизмами вибрации

- Механизмы вибрации могут быть взаимосвязаны, когда один из них вызывает другой, например:
 - a. Завихрение долота может вызываться высокой скоростью вращения при скачкообразном движении.
 - b. Скачкообразное движение может создавать поперечную вибрацию КНБК при ускорении долота при проскальзывании.
 - c. Сильная поперечная вибрация КНБК может стать причиной подсакивания долота.
 - d. Завихрение долота может вызвать завихрение КНБК, и наоборот.
 - e. Скручивающая вибрация долота может вызвать скручивающую вибрацию КНБК, и наоборот.

Мониторинг вибрации

Общие сведения

- Очень важно определить действующий в скважине механизм вибрации, чтобы принять надлежащие корректирующие меры.

- Такие меры для одного типа вибрации могут усилить другой (например, меры по устранению завихрения долота прямо противоположны мерам в отношении скачкообразного движения).

Проверка скважинного оборудования

- Характер повреждения скважинного бурового оборудования часто указывает на источник и механизм вибрации, например:
 - a. Место ударного повреждения долота может говорить о завихрении или скачкообразном движении (переходный и периферийный участок – завихрение, вершина и фронтальная часть – скачкообразное движение).
 - b. Плоские участки на бурильных замках свидетельствуют о прямом завихрении.
 - c. Повреждение лопастей стабилизатора указывает на завихрение и поперечную вибрацию КНБК.

Данные газотехнического каротажа

- Данные газотехнического каротажа обеспечивают следующую информацию:
 - a. Средний крутящий момент.
 - b. Максимальный/минимальный крутящий момент.
 - c. Скорость вращения.
 - d. Нагрузка на долото.
 - e. Расход бурового раствора.
- По этим данным хорошо определяется скачкообразное движение (по разности между максимальным и минимальным крутящим моментом).
- Для повышения точности следует настроить графический регистратор на 0,1-0,3 фут/мин.

Данные измерений в процессе бурения (MWD)

- Данные MWD могут служить бесценным средством мониторинга в режиме реального времени.
- Увеличение числа поперечных ударов сверх порогового значения (обычно 25 г) является прямым признаком сильной поперечной вибрации КНБК.
- Приборы MWD с возможностью измерения ударной нагрузки предлагаются компаниями Schlumberger D&M, Baker Hughes Inteq и Sperry Sun.
- Другие скважинные измерения, указывающие на завихрение или скачкообразное движение, включают:
 - a. Среднеквадратичную скручивающую вибрацию.
 - b. Среднеквадратичную осевую вибрацию.
 - c. Среднеквадратичную поперечную вибрацию.
- Данные по гамма-излучению могут указать на связь механизмов вибрации с литологией (корреляция пластовых изменений с изменениями вибрации).
- Анализ прочности горной породы (выполняемый, как минимум, по данным гамма- и акустического каротажа) может указать на связь между прочностью породы и механизмами вибрации.

Данные каротажа в процессе бурения (LWD)/кабельного каротажа

- По данным кавернометрии определяются участки увеличения диаметра скважины – признаки завихрения долота или КНБК.

Высокочастотные измерения на поверхности

- Высокочастотные поверхностные измерения осевой и скручивающей вибрации помогают определить завихрение долота, особенно в неглубоких и неискривленных скважинах.
- Оборудование для таких измерений предлагается компанией Baker Hughes Inteq.

Регистрация данных в скважине

- Поверхностная регистрация высокочастотных колебаний, таких как завихрение долота, в искривленных скважинах обычно невозможна из-за ослабления и затухания поперечной вибрации.
- Имеется возможность регистрации таких данных в стволе.
- Оборудование для измерения вибрации в скважине предлагается компаниями Schlumberger (RDT) и Sperry Sun.

Факторы, обуславливающие прекращение использования долота

Экономические аспекты

- Необходимо регулярно выполнять экономическую оценку рейса долота, например:
 - a. При изменении типа породы может оказаться более рентабельным замена долота со вставками на более быстрое долото PDC, даже если первое не отработано полностью.
 - b. В некоторых случаях более экономичным решением является ранний подъем долота и последующее завершение бурения участка более протяженным финальным рейсом.

Износ вооружения

- Вооружение долот подвергается износу (PDC/со вставками/с фрезерованными зубьями/импрегнированные/алмазные).
- Изношенное вооружение обуславливает необходимость в увеличенной нагрузке на долото для достижения такой же скорости проходки, как и с новым/восстановленным вооружением (т.е., скорость проходки в целом снижается).
- Если в первую очередь изнашивается периферийное вооружение, долото может превратиться в «клинообразную пробку» с плотной посадкой в стволе. Это приводит к увеличению крутящего момента на забое даже при низкой нагрузке на долото и снижению скорости проходки и часто сопровождается повышением давления на стояке. Уменьшение диаметра долота вследствие износа может стать причиной застревания стабилизаторов и повреждения КНБК.
- По мере износа импрегнированного или однослойного алмазного долота происходит рост давления на стояке, так как сечение потока уменьшается (происходит уменьшение высоты лопастей долота из-за износа).
- Износ долота PDC при данной нагрузке сопровождается снижением крутящего момента, поскольку вооружение теряет свою агрессивность.
- При сильном износе долота PDC его лопасти стачиваются до корпуса/насадок долота. Результатом этого является значительный рост давления на стояке, обусловленный ограничением потока из-за контакта торцевой части долота с породой.

Износ/поломка подшипников шарошечного долота

- При малейших подозрениях на поломку подшипников долото немедленно поднимается из скважины. Поврежденные подшипники быстро разрушаются, из-за чего может произойти выпадение шарошки на забой. Это очень серьезная и дорогостоящая поломка, которая требует проведения длительных ловильных работ.
- На поломку подшипников могут указывать различные признаки, такие как:
 - a. Изменение крутящего момента: резкое увеличение, изменение характера или общий уровень, не обусловленные параметрами бурения или переходом между пластами.
 - b. Изменение скорости проходки: не обусловлено параметрами бурения или переходом между пластами. Скорость проходки может временно увеличиться при увеличении угла отклонения шарошки из-за поломки подшипника.
 - c. Изменение чувствительности к контролю направления: потеря контроля за торцом бурового инструмента.
 - d. Ухудшение качества сигнала MWD из-за его маскировки вибрацией долота.

Образование сальника на долоте

- Обычно происходит при бурении с использованием бурового раствора на водной основе в мягких породах, склонных к налипанию.
- Некоторые породы (главным образом, глины) реагируют с водой, сильно разбухая и становясь склонными к налипанию.
- Наиболее существенным фактором в отношении гидратации и налипания породы является содержание монтмориллонита.
- Со временем и под действием температуры монтмориллонит превращается в иллит.
- Каолинит не гидратирует и не вступает в реакцию с водой.
- Перечень глин в порядке уменьшения склонности к налипанию:

- a. Монтмориллонит.
- b. Смешанный слой монтмориллонита и иллита.
- c. Иллит.
- d. Каолинит.
- Разбухший и липкий буровой шлам может налипать на долото, забивая водяные каналы, отверстия, отдельные шарошки и, возможно, долото целиком.
- Сильное налипание приводит к полному забиванию вооружения, так что вес бурильной колонны передается на пласт не через него, а через налипший материал. В результате происходит резкое снижение скорости проходки.
- Склонная к налипанию порода также может закупорить кольцевое пространство, исключая возможность выноса бурового шлама на поверхность. Это приводит к увеличению давления на стояке и возможному риску ухода бурового раствора в пласт.
- Признаками образования сальника из налипшей породы на долоте являются:
 - a. Снижение крутящего момента.
 - b. Снижение скорости проходки.
 - c. Увеличение давления на стояке.
- При подозрении на образование сальника на долоте оно немедленно поднимается с забоя. Бурение с таким долотом только ухудшит ситуацию, так как материал еще больше забьет долото или еще выше поднимется по кольцевому пространству. В результате он уплотнится и утяжелится, что затруднит задачу его подъема на поверхность.
- Методы решения данной проблемы:
 - a. Подача бурового раствора с максимальным расходом в течение не менее 5 минут.
 - b. Максимально быстрое вращение долота для «сброса» налипшего материала.
 - c. Быстрый подъем и сброс бурильной колонны для «стряхивания» налипшего материала (избегать создания эффекта свабирования и повреждения пласта или падения долота на забой и повреждения его вооружения).
 - d. Закачка порции ВУС (например, пробка с ореховой скорлупой) для вымывания материала.
 - e. Комбинация любых из указанных выше методов.
- Завершив удаление налипшего материала с долота, опустить бурильную колонну на забой при максимальном расходе бурового раствора и высокой скорости вращения. Отбить забой плавно, так как там могут находиться большие фрагменты материала, которые требуется раздробить. При слишком быстром увеличении нагрузки на долото оно может быть просто вдавлено в этот материал и снова забиться.
- Риск образования сальника можно уменьшить за счет ограничения скорости проходки. Это значит, что от торца долота удаляется меньшее и лучше контролируемое количество шлама.

Потеря насадки

- Потерянная насадка станет причиной резкого снижения давления закачки бурового раствора. Его прогнозируемое снижение определяется расчетом.
- В условиях эрозии это давление может продолжать постепенно уменьшаться из-за размыва канала насадки и увеличения его размера/площади поперечного сечения.
- При незначительном снижении скорости проходки бурение можно продолжить, но это может привести к повреждению вооружения из-за бурящего действия компонентов твердосплавной насадки.
- В более мягких породах выпавшая насадка может быть вдавлена в стенку скважины и вызвать минимальное повреждение вооружения долота.
- В случае потери насадки снижается удельная гидравлическая мощность, что влечет за собой повышение риска образования сальника на долоте и снижение скорости проходки.

Забивание насадки

- Насадки могут забиваться различными материалами, такими как:
 - a. Разбураиваемая порода.
 - b. Материал для борьбы с поглощением бурового раствора.

- с. Фрагменты резины статора забойного двигателя.
- Забивание насадки вызывает увеличение давления на стояке.
- При незначительном снижении скорости проходки бурение может быть продолжено.
- В случае забивания нескольких насадок и значительного снижения скорости проходки необходимо прочистить насадки на месте или поднять долото из скважины.
- Методы решения данной проблемы:
 - а. Подача бурового раствора с максимальным расходом в течение не менее 5 минут.
 - б. Быстрый подъем и сброс бурильной колонны для «стряхивания» налипшего материала (избегать создания эффекта свабирования и повреждения пласта или падения долота на забой и повреждения его вооружения).
- Долото с забитыми насадками характеризуется повышенным риском образования сальника в мягких породах и ускоренного износа вооружения в абразивных породах.

Поломка забойного двигателя или турбобура

- Поломка забойного двигателя или турбобура сопровождается резким снижением скорости проходки.
- В случае такой поломки часто имеют место флуктуации давления на стояке.
- При поломке забойного двигателя или турбобура уменьшается перепад давления на нем.
- В зависимости от характера поломки, имеется высокая вероятность отсутствия вращения долота даже при вращении бурильной колонны посредством привода. Причиной этого является неспособность забойного двигателя или турбобура передавать крутящий момент на долото.
- Повторяющиеся заклинивания забойного двигателя могут привести к его катастрофической поломке.
- Поломки забойного двигателя или турбобура могут вызываться завихрением долота, скачкообразным движением, поперечной вибрацией КНБК и т.д.
- Износ подшипника забойного двигателя определяется на поверхности по люфту приводного вала.

Определение степени износа

- Наблюдать за подъемом долота и КНБК из скважины и собрать сведения для анализа рейса. При необходимости, сделать фотографии, например:
 - а. Износ всех бурильных замков с одной стороны – возможное прямое завихрение.
 - б. Сальники на КНБК (рабочие часто их счищают, поэтому такая информация теряется и не регистрируется).
 - с. Сальники на долоте (рабочие часто их счищают, поэтому такая информация теряется и не регистрируется).
- Определить степень износа долота по системе IADC (руководства по классификации износа для каждого типа долот находятся на сайте компании Schlumberger).
- Шарошечные долота и долота с неподвижным вооружением снабжены калибровочными кольцами разного размера. Убедиться в использовании надлежащего кольца, т.е., при сравнении полноразмерного долота PDC с шарошечным долотом первое будет казаться изношенным.

Фотографии изношенного долота

- Сделать фотографии с помощью цифровой камеры для их легкой и быстрой отправки по электронной почте в центр продукции, центр технологий бурения или инженеру по оптимизации бурения, а также для простого включения в отчет о рейсе.
- Фотографии должны быть сделаны качественно и с близкого расстояния. Пронумеровать все лопасти долота маркером для облегчения последующего анализа фотографий.
 - Сделать следующие фотографии для полной регистрации состояния изношенного долота:
 - а. Вид с торца.
 - б. Вид сбоку.
 - с. Каждая лопасть.

d. Увеличенный вид любого ненормального повреждения вооружения, корпуса и т.д.

Отчетность по рейсу

- Ведение качественных записей в процессе рейса позволит легко составить отчет. Общепринятой практикой является составление отчета по ходу рейса с фиксацией всех контрольных точек.
- В отчет должны заноситься цели рейса и сопутствующие наблюдения, свидетельства износа долота и финальные рекомендации по улучшению или поддержанию высоких показателей бурения.
- Зафиксировать разбуриваемость каждого встреченного пласта.
- Зафиксировать данные по буровому раствору и КНБК.
- Пример отчета по оптимизационному рейсу содержится в приложении 2.

Буровая терминология

Ведущая труба	Тяжелая стальная труба квадратного или шестиугольного сечения, фиксируемая в столе ротора и соединенная с бурильной колонной для передачи крутящего момента.
Верхний привод	Гидромотор, предназначенный для привода бурильной колонны. Обычно устанавливается на более крупных станках и способен обеспечить повышенную мощность по сравнению с приводом с ведущей трубой.
Забуривание	Вход долота в материал, например, в забой или башмак обсадной колонны.
КНБК	Компоновка низа обсадной колонны
Кольцевое пространство	Пространство между бурильной колонной и стенкой скважины или внутренней поверхностью обсадной колонны.
Ловильные работы	Работы по извлечению упавшего в скважину объекта на поверхность.
Об/мин	Обороты в минуту.
Обрушенная порода	Обломки породы, выпавшие из стенки скважины на забой.
ОТБОС	Охрана труда, безопасность и охрана окружающей среды
Отклонение	Направление ориентации забойного двигателя в скважине во время скольжения.
ПВП	Противовыбросовый превентор – последовательность задвижек, закрытие которых изолирует скважину и предотвращает выброс.
Приспособление для свинчивания и отвинчивания долот	Стальная пластина, размещающая долото в столе ротора во время его свинчивания с бурильной колонной или отвинчивания от нее.
РВО	Буровой раствор на водной основе.
РНО	Буровой раствор на нефтяной основе
РСО	Буровой раствор на синтетической основе.

СИЗ	Средства индивидуальной защиты.
Скольжение	При направленном бурении с забойным двигателем вращательный привод выключается, а бурильная колонна не вращается и «скользит» вниз.
Стол ротора	Устройство на полу буровой, предназначенное для привода/вращения ведущей трубы и поддержки бурильной колонны.
УБТ	Утяжеленная буровая труба, используемая в КНБК для утяжеления.
Ход/мин	Ходы в минуту.
LWD	Каротаж в процессе бурения.

MWD	Измерения в процессе бурения.
PDC	Поликристаллический алмазный композит.
PSI	Давление – фунты на квадратный дюйм.

Общие осложнения, влияющие на показатели работы долот PDC, долот с природными алмазами и термоустойчивых алмазных долот

ОСЛОЖНЕНИЕ	ПРИЧИНА	МЕРЫ ПО УСТРАНЕНИЮ
Затруднен спуск до забоя.	– Недостаточный диаметр предыдущего долота. – Новая КНБК. – Снятие обсадной колонны. – Скважина не шаблонирована. – Слишком большой диаметр долота. – Слишком большой стабилизатор.	– Проработать шарошечным долотом. – Проработать ствол вниз до забоя, еще раз проработать участок. Если осложнение не устранено, проверить стабилизаторы. – Выправить обсадную колонну с помощью долота меньшего диаметра. – Использовать долото со смещенным центром или с меньшим диаметром. – Измерить долото шаблоном API; если допуск превышен – заменить долото. – Заменить на стабилизатор надлежащего размера.
Низкий перепад давления на насадках или торце долота.	– Слишком большая площадь сечения потока. – Слишком малая площадь сечения потока. – Отклонение параметров бурения от установленных. – Разрыв в бурильной колонне.	– Увеличить расход и скорректировать на следующем долоте. – Увеличить расход/подачу насоса. – Заменить втулки. – Попытаться оптимизировать, изменить площадь сечения потока на следующем долоте. – Проверить перепад давления на долоте, спустить тонкий канат и проверить трубы и муфты.
Высокий перепад давления на насадках или торце долота.	– Слишком малая площадь сечения потока. – Чрезмерный расход. – Слишком малый размер алмазов для разбуривания породы. – Частичное забивание долота породой. – Переход между пластами. – Износ кольца. – Заклинивание забойного двигателя.	– Уменьшить расход, изменить площадь сечения потока на следующем долоте. – Уменьшить площадь сечения потока. – Если скорость проходки приемлема, изменить на следующем долоте. – Если скорость проходки неприемлема, поднять долото и заменить на долото с алмазами надлежащего размера. – Проверить давление на стояке. Выполнить бурение без подачи, промыть полный объем в течение 10 минут с вращением. Снова проверить давление на стояке. – Поднять, промыть, возобновить бурение с повышенной скоростью вращения, вернуться к исходным параметрам, выполнить пробное бурение. – Измерить давление на забое и над забоем, поднять долото. – См. справочник изготовителя.
Колебания давления на стояке.	– Бурение в трещиноватой породе. – Расстрескивание породы под долотом. – Застревание стабилизаторов. – Поломка оборудования.	– Если скорость проходки приемлема – продолжить. – Если скорость проходки приемлема – продолжить. – Проверить оборудование. – Попробовать комбинацию пониженной нагрузки на долото и повышенной скорости вращения. – Проверить на предмет перетяга. – Проверить стабилизаторы перед следующим рейсом. – Отремонтировать оборудование.
Долото не бурит.	– Забой не достигнут. – Застревание или слишком большой размер стабилизаторов. – Слишком пластичная порода. – Образование профиля забоя. – Наличие обломков керна. – Забивание долота.	– Проверить длину бурильной колонны. – Проверить крутящий момент и перетяг. – Проверить давление – увеличить расход, уменьшить/увеличить нагрузку на долото и скорость вращения. – Может занять до 1 часа. – Осторожно подать долото вниз с низкой нагрузкой. – Отделить и увеличить расход, затем загустить с использованием очистителя или масла.

ОСЛОЖНЕНИЕ	ПРИЧИНА	МЕРЫ ПО УСТРАНЕНИЮ
Низкая скорость проходки.	– Недостаточная нагрузка на долото, гидравлический подъем. – Слишком высокая/низкая скорость вращения. – Пластичная порода. – Переход между пластами. – Положительный перепад давления. – Стачивание алмазов. – Стачивание режущих элементов. – Слишком низкий перепад давления. – Неправильный выбор долота.	– Увеличить нагрузку на долото. – Увеличить/уменьшить скорость вращения. – Выполнить пробное бурение – сбросить нагрузку на долото – выполнить пробное бурение. – Принять скорость проходки. – Поднять долото. – Сравнить начальный и текущий перепады давления – может потребоваться новое долото. – Увеличить нагрузку на долото. – Поднять долото. – Увеличить расход – может потребоваться новое долото. – Поднять долото.
Чрезмерный крутящий момент.	– Чрезмерная нагрузка на долото. – Слишком низкая скорость вращения. – Слишком большие стабилизаторы. – Закупоривание муфт. – Недостаточный диаметр долота.	– Уменьшить нагрузку на долото и скорость вращения. – Увеличить скорость вращения. – Уменьшить нагрузку на долото. – Проверить КНБК – диаметр стабилизаторов должен быть на 1/32-1/16 дюйма меньше диаметра скважины. – Увеличить расход. – Поднять долото.
Подскакивание долота.	– Скачкообразное движение. – Разрушенная порода. – Выталкивающее действие.	– Изменить комбинацию скорости вращения и нагрузки на долото. – Уменьшить скорость вращения и нагрузку на долото. – Увеличить нагрузку на долото. – Уменьшить объем подачи.