

**УТВЕРЖДЕНЫ**

**Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»**

**от «30» ноября 2020 г. № 148**

**Введены в действие «30» ноября 2020 г.**

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

**Приказом АО «Востсибнефтегаз»**

**от «23» декабря 2020 г. №1592**

**Вступили в силу «23» декабря 2020 г.**

|  |
| --- |
| **ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ** |

**ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИФИКАЦИИ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И ИНСПЕКЦИИ**

**БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА**

**№ П2-10 ТТР-0001**

**ВЕРСИЯ 1.00**

**Москва**

**2020**

# СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 4](#_Toc42694496)

[НАЗНАЧЕНИЕ 4](#_Toc42694497)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 4](#_Toc42694498)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ 4](#_Toc42694499)

[2. ГЛОССАРИЙ 5](#_Toc42694500)

[2.1. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 5](#_Toc42694501)

[2.2. РОЛИ 5](#_Toc42694502)

[2.3. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА 6](#_Toc42694503)

[2.4. СОКРАЩЕНИЯ 9](#_Toc42694504)

[3. ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИФИКАЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 11](#_Toc42694505)

[3.1. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ 11](#_Toc42694506)

[3.2. ЗАМКОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 13](#_Toc42694507)

[3.3. ПЕРЕВОДНИКИ 14](#_Toc42694508)

[3.4. СТАБИЛИЗАТОРЫ 15](#_Toc42694509)

[3.5. УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ 16](#_Toc42694510)

[3.6. ТОЛСТОСТЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ 17](#_Toc42694511)

[3.7. ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ 17](#_Toc42694512)

[3.8. ПРОТИВОИЗНОСНАЯ ТВЕРДОСПЛАВНАЯ НАПЛАВКА 18](#_Toc42694513)

[3.9. ВНУТРЕННЕЕ ПОКРЫТИЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 19](#_Toc42694514)

[4. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 21](#_Toc42694515)

[4.1. МАРКИРОВКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 21](#_Toc42694516)

[4.2. ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ 22](#_Toc42694517)

[4.3. РУКОВОДСТВА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ 25](#_Toc42694518)

[4.4. ПОДГОТОВКА ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ К РАБОТЕ 26](#_Toc42694519)

[4.5. СМАЗКА РЕЗЬБЫ 27](#_Toc42694520)

[4.6. НОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ 28](#_Toc42694521)

[4.7. ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ 29](#_Toc42694522)

[4.8. ПРОВЕДЕНИЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ 30](#_Toc42694523)

[4.9. БУРЕНИЕ И ПРОРАБОТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ 33](#_Toc42694524)

[4.10. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 33](#_Toc42694525)

[4.11. КОРРОЗИОННЫЕ КУПОННЫЕ КОЛЬЦА 35](#_Toc42694526)

[4.12. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИИ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 35](#_Toc42694527)

[4.13. ТРАНСПОРТИРОВКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 36](#_Toc42694528)

[4.14. ХРАНЕНИЕ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ КНБК 37](#_Toc42694529)

[5. ТРЕБОВАНИЯ К ИНСПЕКЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА 39](#_Toc42694530)

[5.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 39](#_Toc42694531)

[5.2. КАТЕГОРИИ ИНСПЕКЦИИ 41](#_Toc42694532)

[5.3. КРИТЕРИИ ПРИЕМКИ 42](#_Toc42694533)

[5.4. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИНСПЕКЦИИ 43](#_Toc42694534)

[5.5. ЗАДАЧИ ИНСПЕКЦИИ 45](#_Toc42694535)

[5.6. ПРОЦЕДУРЫ ИНСПЕКЦИЙ 45](#_Toc42694536)

[5.7. ИНСПЕКЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 45](#_Toc42694537)

[5.8. ИНСПЕКЦИЯ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ 47](#_Toc42694538)

[5.9. ИНСПЕКЦИЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ и ТОЛСТОСТЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 47](#_Toc42694539)

[5.10. ИНСПЕКЦИЯ ПЕРЕВОДНИКОВ 48](#_Toc42694540)

[5.11. ИНСПЕКЦИЯ ВЕДУЩЕЙ ТРУБЫ 49](#_Toc42694541)

[5.12. ИНСПЕКЦИЯ СТАБИЛИЗАТОРОВ 51](#_Toc42694542)

[5.13. ФОСФАТИРОВАНИЕ РЕЗЬБЫ 52](#_Toc42694543)

[5.14. ПРОВЕРКА ИЗНОСА ТВЕРДОСПЛАВНОГО ПОКРЫТИЯ 54](#_Toc42694544)

[5.15. ПРОВЕРКА ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ ПОДЪЕМЕ ИЗ СКВАЖИНЫ 54](#_Toc42694545)

[5.16. ИНСПЕКЦИЯ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 56](#_Toc42694546)

[6. ССЫЛКИ 57](#_Toc42694547)

[7. БИБЛИОГРАФИЯ 59](#_Toc42694548)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 60](#_Toc42694549)

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Типовые требования устанавливают требования к процессу выбора элементов бурильной колонны при разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин проектными организациями, а также к планированию и контролю эксплуатации элементов бурильной колонны при строительстве и зарезке (бурении) боковых стволов на месторождениях Компании с целью повышения эффективности и безопасности ведения буровых работ за счет предотвращения аварийных отказов элементов бурильной колонны.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящие Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, зарегистрированных в Российской Федерации (за исключением обществ, по которым приняты решения о реализации процедур ликвидации/ банкротства), осуществляющих деятельность по строительству и реконструкции скважин, проектированию строительства и реконструкции скважин, в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом.

Настоящие Типовые требования распространяются на все элементы бурильной колонны, применяемые при проектировании, строительстве и реконструкции скважин на месторождениях Компании.

Требования настоящих Типовых требований не распространяются на бурильный инструмент, приобретенный или принятый в аренду до вступления в силу настоящих Типовых требований или их изменений, а также на бурильный инструмент, приобретенный или принятый в аренду в течение 2 лет со дня вступления в силу настоящих Типовых требований или их изменений.

Требования раздела 5 настоящих Типовых требований не распространяются на инспекции бурильного инструмента, проводимые в течение 1 года со дня вступления в силу настоящих Типовых требований или их изменений.

Структурные подразделения Общества Группы при оформлении договоров с подрядными организациями, привлекаемыми к выполнению работ по планированию, проектированию, организации и выполнению буровых работ, обязаны включить в договоры соответствующие условия, требуемые для соблюдения указанными подрядными организациями требований, установленных настоящими Типовыми требованиями.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

# 

# ГЛОССАРИЙ

* 1. **ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| ***ЗАРЕЗКА (БУРЕНИЕ) БОКОВОГО СТВОЛА (ЗБС)*** | Комплекс работ по восстановлению или повышению работоспособности скважин, а также в целях доразведки запасов методом зарезки (бурения) боковых стволов или углубления забоя, применяемый с целью доизвлечения неохваченных ранее разработкой остаточных (неразрабатываемых) запасов углеводородного сырья, вывода из бездействия скважин, а также ликвидации аварий, осложнений. |
| ***КОРРОЗИЯ*** | Физико-химическое воздействие между металлом и средой, в результате которого изменяются свойства металла и часто происходит ухудшение функциональных характеристик металла, среды или включающей их технические системы  [ГОСТ Р 51693-2000]. |
| ***Наклонно-направленное бурение*** | Способ сооружения скважин по заранее заданному направлению бурения. |
| ***ОБЩЕСТВО Группы (ОГ)*** | Хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более. |
| ***ПРОГРАММА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН (ПРОГРАММА БУРЕНИЯ)*** | Комплект документов, на основании которых выполняются работы по строительству скважин. К программе бурения скважин относятся: групповые рабочие проекты, индивидуальные рабочие проекты, выписки из групповых рабочих проектов, планы работ и другие документы, на основании которых выполняются те или иные операции по строительству скважин. |
| ***СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН*** | Комплекс работ по строительству скважин, включающий вышкомонтажные работы, бурение, крепление ствола и освоение скважины. |

* 1. **РОЛИ**

**РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Буровой подрядчик*** | Подрядная организация, осуществляющая процесс строительства и реконструкции скважин в соответствии с законодательными, нормативными правовыми и локальными нормативными документами, рабочими программами, посредством предоставления исправного бурового оборудования и инструмента, комплектной обученной буровой бригады и квалифицированных инженерно-технических работников, выполняющая работу в соответствии с договором подряда на строительство (реконструкцию) скважин, заключенным с Обществами Группы. |
| ***подряднАЯ организациЯ*** | Физическое или юридическое лицо, которое выполняет определенную работу по договору подряда, заключенному с заказчиком в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации. |
| ***ПОСТАВЩИК*** | Юридическое или физическое лицо, в том числе индивидуальный предприниматель (или объединение таких лиц), способное на законных основаниях поставить материально-технические ресурсы, выполнить работу, оказать услугу в соответствии с предъявляемыми Заказчиком требованиями. |

**РОЛИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***БУРИЛЬЩИК*** | Представитель бурового подрядчика, непосредственно занятый в управлении работой оборудования буровой установки при выполнении работ по строительству скважин и зарезке боковых стволов. | |
| ***ЗАКАЗЧИК*** | | Общество Группы. | |
| ***ИНСПЕКТОР, ПРЕДОСТАВЛЯЮЩИЙ ИНТЕРЕСЫ ПОТРЕБИТЕЛЯ*** | Представитель подрядной организации или Общества Группы, проверяющий соблюдение принятых норм на этапе производства продукции. | |
| ***ПОДРЯДЧИК ПО ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ (ГТИ)*** | Подрядная организация, оказывающая услуги по геолого-техническим исследованиям при строительстве скважин и зарезке боковых стволов на месторождениях Компании по договору подряда, заключаемому с Заказчиком. | |
| ***СЛУЖБА ОБЩЕСТВА ГРУППЫ ПО БУРЕНИЮ***  ***(СЛУЖБА ОГ ПО БУРЕНИЮ)*** | Структурное подразделение Общества Группы, ответственное за технологический процесс строительства скважин и зарезки (бурения) боковых стволов и имеющее полномочия по корректировке организационных действий, связанных с технологическими процессами строительства скважин и зарезки (бурения) боковых стволов. | |
| ***СОБСТВЕННИК БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА*** | Физическое или юридическое лицо, обладающее правом собственности (или договора аренды), выступающее в роли владельца (арендатора), распределителя, пользователя бурильного инструмента. | |

* 1. **ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Бурильная колонна*** | Непрерывная колонна полых труб, включающая различные элементы, и обеспечивающая связь и передачу энергии от наземного комплекса бурового оборудования к инструменту в скважине (буровое долото, испытатель пластов, ловильный инструмент и др.), используемому в рассматриваемый момент времени для выполнения технологической операции в стволе скважины. |
| ***Бурильный замок*** | Кованный или катанный стальной элемент бурильной трубы, имеющий резьбовое упорное соединение и состоящий из двух деталей – ниппеля и муфты, привариваемых или навинчиваемых к концам тела бурильной трубы. |
| ***Бурильный ИНСТРУМЕНТ*** | Все элементы бурильной колонны. |
| ***Бурильная труба*** | Полая труба, называемая телом бурильной трубы, к которой с двух сторон крепятся детали бурильного замка с муфтовым и ниппельным резьбовым соединением. |
| ***Ведущая бурильная труба*** | Стальная труба квадратного или шестигранного профиля, соединяющая вертлюг с бурильной трубой. |
| ***Внутренняя высадка*** | Участок на конце тела бурильной трубы с увеличенной толщиной стенки и внутренним диаметром меньшего размера, чем внутренний диаметр тела трубы, полученный способом горячего прессования. |
| ***Высаженный конец бурильной трубы (ВЫСАДКА)*** | Участок на конце тела бурильной трубы с увеличенной толщиной стенки и наружным и/или внутренним диаметрами, отличающимися от диаметра тела трубы, полученный способом горячего прессования. |
| ***Годный к приемке элемент бурильной колонны*** | Элемент бурильной колонны, характеристики которого соответствуют критериям приемки или превышают их при прохождении программы инспекции. |
| ***Группа длины*** | Классификация труб нефтяного сортамента по длине. |
| ***Допуск размера*** | Допустимая величина отклонения от номинального или установленного значения. |
| ***Заедание резьбы*** | Состояние замкового соединения элементов бурильной колонны, вызванное задиранием резьбы (переходом металла с одной поверхности на другую во время скольжения поверхностей друг по другу под нагрузкой), при котором его невозможно раскрепить без приложения чрезмерного момента. |
| ***ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВого РАСТВОРа*** | Комплекс услуг, включающий в себя разработку проектных решений в части буровых растворов для строительства скважин и зарезки боковых стволов, подготовку программ по буровым растворам, поставку материалов для приготовления и обработки буровых растворов, анализ свойств буровых растворов на буровой площадке, выдачу рекомендаций по приготовлению и обработке буровых растворов, подготовку суточной и итоговой отчетности. |
| ***Инспекция элементов бурильной колонны*** | Определение износа бывших в эксплуатации элементов бурильной колонны с целью выявления износа и повреждений, которые превышали бы предельные значения, предусмотренные критериями приемки. |
| ***Класс бурильной трубы*** | Система оценки степени износа бурильных труб и их замковых соединений. |
| ***Колонна бурильных труб*** | Часть бурильной колонны, представленная соединенными между собой бурильными трубами. |
| ***КОМБИНИРОВАННАЯ ВЫСАДКА*** | Участок на конце тела бурильной трубы, полученный способом горячего прессования, с увеличенной толщиной стенки и наружным диаметром большего размера, чем наружный диаметр тела трубы, а внутренним диаметром меньшего размера, чем внутренний диаметр тела трубы. |
| ***Компоновка низа бурильной колонны (КНБК)*** | Набор элементов бурильной колонны с повышенными значениями жесткости и веса погонного метра, используемый для создания осевой нагрузки при проведении технологических операций. |
| ***Коэффициент прочности на изгиб [bending-strength ratio (BSR)]*** | Отношение момента сопротивления ниппельной и муфтовой частей соединения. |
| ***Ловильная шейка*** | Область с уменьшенным диаметром, расположенная у верхнего конца элемента бурильной колонны, которую захватывает ловильный инструмент, спускаемый, для извлечения из скважины оставленного в ней элемента бурильной колонны. |
| ***НАРУЖНАЯ ВЫСАДКА*** | Участок на конце тела бурильной трубы с увеличенной толщиной стенки и наружным диаметром большего размера, чем наружный диаметр тела трубы, полученный способом горячего прессования. |
| ***НОВАЯ БУРИЛЬНАЯ ТРУБА*** | Бурильная труба, никогда не использовавшаяся для выполнения любых работ по строительству скважин и зарезке боковых стволов. |
| ***Переводник бурильной колонны*** | Короткая резьбовая деталь, используемая для соединения частей компоновки бурильной колонны, например, при соединении с другим типоразмером резьбы. |
| ***Предел текучести*** | Уровень напряжения, при превышении которого материал переходит от преимущественно упругой деформации к преимущественно пластической деформации. |
| ***Предохранительный переводник*** | Переводник, используемый для предотвращения изнашивания дорогостоящих элементов бурильной колонны. |
| ***Приработка*** | Операция свинчивания и развинчивания резьбового упорного соединения до начала его эксплуатации для обеспечения правильного свинчивания и снижения риска заедания резьбового соединения во время эксплуатации. |
| ***Прихват Бурильной колонны*** | Потеря подвижности бурильной колонны при невозможности ее восстановления с приложением нагрузок, допустимых для применяемого оборудования. |
| ***Противоизносное твердосплавное покрытие (хардбэндинг)*** | Нанесение твердосплавного материала на наружную поверхность элемента для уменьшения его износа. |
| ***Стабилизатор*** | Опорно-центрирующий элемент компоновки бурильной колонны, используемой для центрирования ее нижней части. |
| ***Толстостенная бурильная труба (ТБТ)*** | Труба с утолщенными стенками, используемая в компоновке низа бурильной колонны для повышения продольной устойчивости сжатой части бурильной колонны. |
| ***Трибологический коэффициент*** | Поправочный коэффициент, учитывающий изменение момента свинчивания замковых соединений при применении резьбовой смазки по сравнению с применением контрольной смазки эталонного состава. |
| ***Утяжеленная бурильная труба (УБТ)*** | Толстостенная труба, используемая для придания жесткости компоновки низа бурильной колонны и создания нагрузки на долото. |
| ***Элементы бурильной колонны*** | Бурильные трубы, ведущие бурильные трубы, переводники различного назначения, толстостенные бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы, погружные забойные двигатели, шарошечные и лопастные долота, алмазные долота и коронки и другие изделия, имеющие резьбовые упорные соединения и входящие в состав бурильной колонны. |
| ***ЯсС*** | Механическое или гидравлическое устройство, используемое в составе бурильной колонны в качестве инструмента создания ударной нагрузки при прихвате бурильной колонны. |
| ***RFID*** | Способ автоматической идентификации объектов, в котором посредством радиосигналов считываются или записываются данные, хранящиеся в устройствах-транспондерах. |

* 1. **СОКРАЩЕНИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| ***ВЗД*** | Винтовой забойный двигатель |
| ***КИП*** | Контрольно-измерительные приборы. |
| ***ЛБТ*** | Легкосплавные бурильные трубы из алюминиевых сплавов. |
| ***СВП*** | Силовой верхний привод. |
| ***СПО*** | Спуско-подъемные операции. |
| ***УЗК*** | Ультразвуковой контроль. |
| ***УЗТ*** | Ультразвуковая толщинометрия. |
| ***API (АНИ)*** | Американский нефтяной институт. |
| ***BSR*** | Bending Strength Ratio - коэффициент прочности на изгиб. |
| ***DS-1*** | Стандарт по инспекции бурильных колонн. |
| ***ISO (ИСО)*** | Международная организация стандартизации. |
| ***PDC*** | Polycrystalline Diamond Compact (поликристаллический алмазный композит). |

# 

# ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИФИКАЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

## БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

* + 1. Стальные бурильные трубы с приварными замками, применяемые при строительстве скважин на месторождениях Компании должны быть изготовлены в соответствии с требованиями ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) или по стандарту API Spec 5DP с замками, изготовленными по API Spec 7.
    2. Производители бурильных труб должны иметь аккредитацию системы контроля качества по стандарту ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015).
    3. Для труб, предназначенных для работы на удаленных проектах в условиях Крайнего Севера, должна быть проведена оценка рисков, связанных с условиями доставки и эксплуатации бурильных труб. Исходя из оценки риска, могут быть внедрены дополнительные требования на уровне PSL-2 ГОСТ 32696-2014 (API Spec 5D) к ударной вязкости, определенной по методу Шарпи при низкой температуре SR20 или требований PSL-3 ГОСТ 32696-2014.
    4. Использование для комплектования бурильных колонн бурильных труб группы прочности D не допускается.
    5. Бурильные трубы должны иметь 18° заплечики муфты для посадки на элеватор и 35° конус ниппеля.
    6. Если нет дополнительных ограничений, то предпочтительно использование бурильных труб с наружной высадкой. При использовании труб с комбинированной и внутренней высадкой начало переходного участка внутренней части высадки не должно совпадать с началом переходной зоны наружной части высадки, длина переходной зоны внутреннего участка высадки тела трубы должна составлять не менее 101,6 мм.
    7. При выборе резьбовых замковых соединений следует стремиться к соблюдению требования по отношению прочности бурового замка на кручение, к прочности тела трубы на кручение на уровне не менее 80 % при применении стандартной резьбовой смазки с трибологическим коэффициентом равным 1,0. Рекомендуется применять стандартные резьбовые соединения (эквивалентные резьбовые упорные соединения для стандартов ИСО и ГОСТ приведены в [Приложении 8](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_8._ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ)), за исключением случаев, когда применение таких соединений не обеспечивает изложенного выше требования, что характерно при использовании бурильных труб с уменьшенным диаметром замкового соединения. В этом случае должны применяться трубы со специальными замковыми соединениями, в том числе двухупорными, обеспечивающими повышенный рекомендуемый момент свинчивания и обеспечивающего прочность бурового замка на кручение на уровне не менее 80% от прочности тела трубы на кручение.
    8. Длина муфты по наружной поверхности замкового соединения новой бурильной трубы должна обеспечить возможность перенарезки резьбы при ремонте и нанесение твердосплавной противоизносной наплавки без уменьшения стандартной высоты зоны захвата ключа. Длина муфты против стандартной длины, предусмотренной   
       ГОСТ 32696-2014, должна быть увеличена не менее чем на 101,6 мм (4 дюйма).
    9. Длина ниппеля замкового соединения новой бурильной трубы должна обеспечивать возможность перенарезки резьбы при ремонте. Длина ниппеля против стандартной длины, предусмотренной ГОСТ 32696-2014, должна быть увеличена не менее чем на   
       50,8 мм (2 дюйма).
    10. При проектировании бурильной колонны должны учитываться изгибающие нагрузки, возникающие при потере продольной устойчивости бурильных труб и влияние этих нагрузок на накопление усталостных деформаций в бурильных трубах. Для бурения наклонных и горизонтальных скважин сервисных категорий 4 и 5 (критерии отнесения к сервисным категориям приведены в разделе 5.2 настоящих Типовых требований) необходимо применять бурильные трубы группы длины 2 (от 8,84 до 9,75 м), допускается заказ труб длиной от 8,1 до 8,83 м. Для скважин сервисных категорий 1, 2, 3 ограничений по группе длины нет.
    11. Замковые соединения должны пройти приработку (троекратное свинчивание-развинчивание) в заводских условиях на 100% (для финального свинчивания) от рекомендованного момента свинчивания с использованием резьбовой смазки. Допускается проводить предварительное свинчивание/развинчивание замков бурильных труб до их приварки к телу трубы.
    12. Для всех замковых соединений должна быть проведена проверка геометрических параметров, натяга резьбы, шероховатости и качества поверхности резьбовых соединений в соответствии с требованиями ГОСТ 28487-2018. Проверка должна быть проведена до нанесения покрытия, проведения холодного деформационного упрочнения и приработки резьбовых соединений.
    13. Все новые бурильные трубы должны заказываться и поставляться с внутренними покрытием, в соответствии с требованиями раздела 3.9 настоящих Типовых требований.
    14. Наружное покрытие бурильных труб должно обеспечивать защиту бурильных труб в процессе транспортировки с завода. Покрытие должно соответствовать условиям окружающей среды и обеспечивать защиту труб от коррозионного воздействия внешней среды на срок не менее, чем на 3 месяца.
    15. На поверхность резьбы и уплотнительных торцов ниппеля и муфты должна быть нанесена антикоррозионная смазка, после чего они должны быть закрыты резьбовыми предохранительными деталями. В зависимости от ожидаемых условий транспортировки и первоначального хранения бурильных труб может быть предусмотрено использование специального консервационного состава с учетом гарантированного периода противокоррозионной защиты, указанного производителем смазки.
    16. При заказе труб для строительства скважин сервисных категорий 4 и 5 (критерии отнесения к сервисным категориям приведены в разделе 5.2 настоящих Типовых требований) предельное минусовое отклонение толщины стенки трубы должно составлять 5 %. Плюсовое отклонение толщины стенки ограничено предельным отклонением массы тела одной бурильной трубы: - по массе отдельной трубы +14,0 % / -3,5 %.
    17. Для обеспечения возможности автоматизированного учета работы бурильных труб допускается установка радиочастотных (RFID) маркеров для идентификации уникального номера трубы.
    18. Дополнительно к требованиям раздела 6.5 ГОСТ 32696-2014 по индивидуальной прослеживаемости бурильных труб изготовитель по запросу должен предоставить ведомость моментов свинчивания/развинчивания при приработке замковых соединений.
    19. Контрольные метки износа уплотнительных торцов должны соответствовать требованиям ГОСТ 28487-2018, при этом применима только 360° цилиндрическая контрольная метка.
    20. Для труб групп прочности X и G применяется дополнительное требование SR2, которое устанавливает требования по допустимым несовершенствам, дефектам и неразрушающему контролю аналогично требованиям к трубам группы прочности S. На такие трубы краской должна наноситься маркировка SR2 рядом с группой прочности.
    21. Собственник бурильного инструмента поставляет бурильные трубы совместно с пакетом документов завода производителя, подтверждающих их качество. Для состава данного пакета документов применимо дополнительное требование SR15. Дополнительно к документации по SR15 вместе с комплектом бурильных труб собственник бурильного инструмента должен предоставить «Рекомендации по эксплуатации» (согласно требованиям раздела 4.3 настоящих Типовых требований). При невозможности поставить пакет документов непосредственно с трубами допускается их отправка посредством экспресс-почты и отправка копий по электронной почте.
    22. Для контроля производственных процессов при изготовлении труб инспектор, предоставляющий интересы потребителя, может быть направлен на завод-изготовитель с начала производства продукции и ему должен быть предоставлен полный доступ, как к документации, так и в производственные, складские и лабораторные помещения и площадки.
    23. Для заказа труб необходимо использовать форму заявки, приведенную в [Приложении 1](#приложение1) настоящих Типовых требований.
    24. Производитель труб должен предоставить бурильные трубы с полным комплектом документации, обеспечивающим контроль соблюдения всех требований в процессе производства труб в соответствии с действующими требованиями технических условий для стальных бурильных труб в нефтяной и газовой промышленности. Также производитель труб должен предоставить Руководство по эксплуатации на русском языке, соответствующее требованиям раздела 4.3 настоящих Типовых требований.

## ЗАМКОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

* + 1. Все замковые резьбовые соединения элементов КНБК с размером резьбы   
       З-102 (NC38) и более должны иметь разгрузочную расточку на муфтовом конце и разгрузочную канавку на ниппельном конце для уменьшения вероятности усталостного разрушения высоконагруженной части резьбового упорного соединения за счет уменьшения концентрации напряжений и повышения усталостной прочности соединения (пример в [Приложении 2](#приложение2) настоящих Типовых требований). Весь бурильный инструмент, не соответствующий данному требованию, должен быть отбракован и запрещен к использованию. Разгрузочные элементы не применяются для замковых соединений бурильных труб, ТБТ и подъемных патрубков.
    2. Для контроля износа поверхности упорных элементов резьбовых соединений в процессе эксплуатации на муфтовых и ниппельных концах должны быть выполнены цилиндрические контрольные метки. Контрольную метку не выполняют на ниппельных концах с разгрузочной канавкой.
    3. Для предотвращения заедания резьбы и защиты от коррозии, все новые замковые резьбовые соединения должны пройти процедуру фосфатирования (описание требований к процедуре фосфатирования приведено в разделе 5.13 настоящих Типовых требований).
    4. Допускается применение высокомоментных замковых соединений. При бурении скважин с большим отходом от вертикали по сервисной категории 4 и 5 (критерии отнесения к сервисным категориям приведены в разделе 5.2 настоящих Типовых требований) рекомендуется применение только таких замковых соединений бурильных труб.
    5. Для соединений элементов КНБК устанавливаются требования к значениям наружного и внутреннего диаметра для резьбовых соединений путем определения допустимых значений Коэффициента прочности на изгиб (BSR). Описание Коэффициента прочности на изгиб и методика его расчета приведены в [Приложении 3](#приложение3) настоящих Типовых требований. Рекомендуемые значения BSR приведены в Таблице 1.

Таблица 1

**Рекомендуемые значения BSR**

|  |  |
| --- | --- |
| **НАРУЖНЫЙ**  **ДИАМЕТР МУФТЫ** | **РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ BSR** |
| **1** | **2** |
| < 152,4 мм | 1,8-2,5 |
| 152,4 – 200 мм | 2,25-2,75 |
| ≥ 203 мм | 2,5-3,2 |

* + 1. Все резьбы должны быть защищены резьбовыми протекторами. Все протекторы должны наворачиваться так, чтобы не было никакого зазора между протектором и упорным торцом резьбы.

## ПЕРЕВОДНИКИ

* + 1. В составе бурильной колонны допускается использование переводников как цилиндрической (типы А и С по API Spec 7-1), так и ступенчатой конфигурации (тип В по API Spec 7-1), при условии, что они изготовлены в соответствии с техническими условиями по ГОСТ 7360-2015 или API Spec 7-1 и API Spec 7-2.
    2. Допускается использование только переводников, изготовленных производителями, имеющими систему контроля качества изготовления переводников, сертифицированную по ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015).
    3. К паспорту переводника производитель должен приложить сертификат качества материала, из которого данный переводник изготовлен.
    4. Переводники для бурильной колонны (кроме немагнитных) должны быть изготовлены из стали с химическим составом, обеспечивающим получение требуемых механических свойств после термической обработки по режиму закалки и отпуска. Рекомендуется применение сталей марок 35ХГМА, 40ХГМА, 45ХГМА, 40ХМФА, 40ХН2МА, для импортных переводников - AISI 4145 mod или 4145Н. Содержание фосфора в стали не должно превышать 0,02%, серы не более 0,015%.
    5. Маркировка переводников должна быть выполнена в соответствии с указаниями ГОСТ 7360-2015. Классификация переводников по типам присоединительной резьбы включает:
* переводник муфтового типа (М): переводник, имеющий два муфтовых конца;
* ниппельного типа (Н): переводник, имеющий два ниппельных конца;
* переводник переходного типа (П): переводник, имеющий один муфтовый, другой ниппельный концы.
  + 1. Минимальная высота зоны захвата ключа у переводников должна составлять не менее 178 мм.
    2. Переводники с одинаковым типоразмером соединений с обеих сторон должны иметь прямой внутренний ствол, его диаметр должен быть не более чем наибольший диаметр ниппеля, с которым данный переводник соединяется.
    3. У переводников с разными диаметрами резьбы внутренний ствол может быть ступенчатым. У таких переводников, способность передавать крутящий момент для ниппеля наибольшего внутреннего диаметра не может быть меньше аналогичного показателя соединения на другом конце переводника.
    4. Угол фаски при переходе диаметра у переводников ступенчатого типа должен быть не более 45 градусов.
    5. Минимальная длина переводника, замеряемая от упорного торца до упорного торца, должна быть не менее величины, указанной в Таблице 2, за исключением переводников под СВП.

Таблица 2

**Минимальные требования к длине переводников**

| **ТИП ПЕРЕВОДНИКА** | **МИНИМАЛЬНАЯ ДЛИНА** | **ЛОВИЛЬНАЯ ШЕЙКА** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| Цилиндрический М | 610 мм | Нет |
| Цилиндрический Н | 305 мм | Нет |
| Цилиндрический П | 406 мм | Нет |
| Ступенчатый, наружный диаметр | Не регламентируется, определяется длиной ловильной шейки, переходной фаской и высотой зоны захвата ключа |  |
| До 89 мм | 305 мм |
| От 89мм до 203 мм | 381 мм |
| Более 203 мм | 457 мм |
| Ниппельный переводник вертлюга (тип С по API Spec 7-1) | 203 мм | Нет |

## СТАБИЛИЗАТОРЫ

* + 1. Должны применяться только стабилизаторы, изготовленные производителями, имеющими систему контроля качества изготовления, сертифицированную по   
       ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015).
    2. Не допускаются к использованию стабилизаторы с приваренными лопастями.
    3. Для изготовления корпуса стабилизаторов для бурильной колонны (кроме немагнитных) допускается использование сталей марок 40ХМФА, 35ХГМА, 40ХГМА, 45ХГМА, 40ХН2МА. Для импортных изделий допускается сталь AISI 4145 mod или 4145Н. Содержание серы в стали не должно превышать 0,02%, фосфора не более 0,015%.
    4. Длина ловильной шейки стабилизаторов (кроме стабилизаторов рукавного типа) должна обеспечивать захват ее наружным ловильным инструментом и быть не менее значений, приведенных в Таблице 3.

Таблица 3

**Требования к длине ловильной шейки**

|  |  |
| --- | --- |
| **НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР СОЕДИНЕНИЯ, ММ** | **МИНИМАЛЬНАЯ ДЛИНА ЛОВИЛЬНОЙ ШЕЙКИ, ММ** |
| **1** | **2** |
| До 89 | 305 |
| 89-203,2 | 380 |
| Более 203,2 | 457 |

* + 1. Минимальная высота зона захвата ключа для нижнего соединения стабилизатора должна быть не менее 178 мм.

## УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

* + 1. Должны использоваться УБТ, изготовленные в соответствии с требованиями стандарта API Spec 7-1.
    2. Должны применяться только УБТ, изготовленные производителями, имеющими систему контроля качества изготовления, сертифицированную по ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015).
    3. Состав и механические качества материала УБТ должны быть подтверждены соответствующим сертификатом качества.
    4. Все УБТ должны проходить заводской УЗК по всей длине трубы для обнаружения продольных и поперечных дефектов и контроль дефектов в зоне резьбы магнитно-флуоресцентной дефектоскопией. Для немагнитных элементов должна быть использована капиллярная дефектоскопия. Проведение дефектоскопии на заводе-изготовителе должно подтверждаться соответствующим сертификатом.
    5. Нанесение твердосплавной противоизносной наплавки на УБТ не является обязательным требованием. Буровой подрядчик должен принимать решение о нанесении такой наплавки на УБТ исходя из технико-экономической целесообразности ее использования. Использование УБТ с нанесенной противоизносной наплавкой допускается только в том случае, если наплавка выполнена с использованием материалов, снижающих износ обсадных колонн. Вид применяемого материала наплавки должен быть указан в сертификате. Схема нанесения противоизносной наплавки должна обеспечивать захват УБТ ловильным инструментом и обеспечивать размер ловильных шеек не менее значения ловильных шеек, приведенных в Таблице 3 настоящих Типовых требований.
    6. Использование УБТ с проточками под элеватор запрещается. Данное требование связано с тем, что величина износа заплечика влияет на грузоподъемность элеватора.
    7. Допускается использование УБТ с проточкой под клиновой захват.
    8. Должны использоваться УБТ только со спиральными проточками по наружному диаметру. Включение гладких УБТ в КНБК для бурения наклонно-направленных скважин любой степени сложности не допускается.

## ТОЛСТОСТЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

* + 1. Должны использоваться ТБТ, изготовленные по техническим условиям производителя, разработанным в соответствии с требованиями API Spec 7-1.
    2. Должны применяться только ТБТ, изготовленные производителями, имеющих систему контроля качества изготовления, сертифицированную по ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015).
    3. Состав и механические качества материала ТБТ должны быть подтверждены соответствующим сертификатом качества.
    4. ТБТ должны изготавливаться с центральным протекторным утолщением.
    5. Заплечики под элеватор на муфтовом конце должны составлять 18°.
    6. Требования по нанесению противоизносной наплавки на замковые соединения ТБТ аналогичны требованиям для бурильных труб и приведены в разделе 3.8. настоящих Типовых требований.
    7. С учетом планируемого срока доставки и хранения до начала использования, должна быть предусмотрена защита наружной поверхности ТБТ по всей длине от коррозии нанесением антикоррозионного покрытия, обеспечивающего защиту от факторов внешней среды.
    8. На поверхность резьбы и уплотнительные торцы ниппеля и муфты должна быть нанесена резьбовая или, при планируемом длительном хранении, антикоррозионная смазка, после чего они должны быть закрыты резьбовыми предохранительными деталями.

## ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

* + 1. ЛБТ из алюминиевых сплавов могут применяться, только если их применение предусмотрено и обосновано в проектной документации на строительство скважин. В этом случае в состав проектной документации должны быть включены технические требования к ЛБТ для применения в специфических условиях проектируемых скважин.
    2. Запрещается использование ЛБТ в качестве замены стальных бурильных труб.
    3. ЛБТ должны быть изготовлены в соответствии с требованиями ISO 15546:2011.
    4. Допускается применение только ЛБТ с повышенной надежностью замковых соединений, предназначенные для бурения с вращением ротором.
    5. Прочность замковых соединений для ЛБТ должна превышать прочность материала тела трубы. При этом допустимыми считаются растягивающие или изгибающие усилия, крутящие моменты, наружное сминающее и внутреннее давления, под действием которых напряжения в основном теле трубы достигают 80% от минимального предела текучести материала.
    6. При поставке ЛБТ в состав комплекта заводской документации должны входить все необходимые сертификаты, включая:
* сертификаты химического состава материала труб и бурильных замков;
* сертификат механических свойств труб и замков;
* сертификат неразрушающих методов контроля для всего объёма продукции;
* отчёт о результатах контроля основных геометрических размеров;
* отчёт о результатах визуального контроля.

## ПРОТИВОИЗНОСНАЯ ТВЕРДОСПЛАВНАЯ НАПЛАВКА

* + 1. Для защиты и увеличения ресурса бурильных труб на поверхность бурильных замков наносится противоизносная твердосплавная наплавка (хардбэндинг).
    2. Все применяемые материалы противоизносных наплавок должны иметь низкую способность изнашивать обсадную колонну, что должно быть подтверждено результатами проведения тестов в соответствии с требованиями документа API STD 7CW-2015.
    3. Запрещается использовать бурильные трубы, ТБТ и УБТ с наплавкой из карбида вольфрама. Допускается применение только специальных материалов наплавки, обеспечивающих коэффициент износа обсадных колонн ниже, чем у пары бурильный замок без покрытия – обсадная труба.
    4. Наплавка для новых труб должна выполняться производителями, имеющими систему контроля качества, сертифицированную по стандарту ГОСТ Р ИСО 9001-2015  
       (ISO 9001:2015).
    5. Допускается использование труб с восстановленной наплавкой. При использовании труб с восстановленной противоизносной наплавкой, в процессе подготовки к её восстановлению следует убедиться, что применяемые материалы являются совместимыми с имеющейся твердосплавной наплавкой. Если состав материала наплавки не представляется определить достоверно, то перед нанесением новой наплавки старый материал должен быть удален.
    6. Перед нанесением новой наплавки поверхность должна быть зачищена до металлического блеска и быть свободной от любых посторонних загрязнений, таких как ржавчина, смазка, масло, краска или пластиковое покрытие трубы.
    7. Покрытие наносится на муфтовую часть бурильного замка. Должно быть выполнено минимум 3 полосы наплавки по 25 мм выступающей (proud) формы, при которой слой противоизносного покрытия должен быть минимум 2,4 мм, максимум 4 мм. Допускается нанесение наплавки на специальную проточку с частичным заглублением ее в тело замка. Применение иной конструкции наплавки должно быть обосновано спецификой проводимых операций, например, необходимостью обеспечить необходимый зазор между стенкой скважины и муфтой бурильного инструмента при бурении интервалов ствола с зазорами между стенкой скважины и муфтой бурильного инструмента, недостаточными для использования выступающей формы наплавки.
    8. Контроль выступания слоя наплавки проверятся замером наружного диаметра в двух перпендикулярных направлениях. Разница замеренных диаметров после нанесения твердосплавной наплавки не должна превышать 1,6 мм.
    9. Для нанесения наплавки требуется наличие подробной, поэтапной процедуры с указанием контроля температуры при нанесении материала наплавки и режимов охлаждения трубы после нанесения. Процедура должна учитывать воздействие высокой температуры на бурильную трубу в процессе наплавки твердосплавного материала, указывать необходимость инспекции и восстановления внутреннего покрытия бурильных труб и покрытия резьбы.

## ВНУТРЕННЕЕ ПОКРЫТИЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. Стальные бурильные трубы и ТБТ должны использоваться с нанесенным внутренним покрытием. Это позволяет значительно снизить гидродинамические потери давления в бурильной колонне, предотвратить коррозию внутреннего канала труб и образование окалины, способной закупорить промывочные каналы долота, телеметрической системы, подвески хвостовика и другого оборудования.
    2. Внутреннее покрытие должно наноситься по всей длине внутреннего канала бурильной трубы, включая зону высадки и замковые соединения за исключением поверхности резьбового соединения. Внутреннее покрытие должно быть сплошным. На поверхности покрытия не допускаются пузыри, поры, сколы и трещины. Не допускаются пропуски покрытия.
    3. Покрытие должно обеспечить стойкость к максимальной ожидаемой температуре. Минимальное требование к термостойкости покрытия – до 150°. Для высокотемпературных скважин данное требование должно быть повышено до 200°.
    4. Покрытие должно быть устойчиво к низким температурам окружающей среды и циклическому изменению температуры. Устойчивость к воздействию переменных температур, определенная в соответствии с требованиями ГОСТ 27037-86 (СТ СЭВ 5261-85), должна составлять не менее 10 циклов при изменении температуры от +60° до -40°. С учетом ожидаемых температур эксплуатации допускается проведение испытаний при других температурных режимах.
    5. Толщина покрытия должна соответствовать техническим условиям производителя материала покрытия. Толщина внутреннего покрытия должна соответствовать рекомендациям Поставщика материала покрытия. Допускается незначительное увеличение толщины покрытия относительно рекомендуемой, вызванное технологическими особенностями нанесения. Метод испытаний - по ГОСТ 31993-2013 (ISO 2808:2007).
    6. Адгезия покрытия к стали тела трубы и замка, определенная по ГОСТ 15140-78 методом решетчатых надрезов, должна составлять 1 балл по 4-х бальной шкале оценки. Адгезия по методу Х-образного надреза, определенная по ГОСТ 32702.2-2014   
       (ISO 16276-2:2007), должна составлять не более 1 балла. Допускается применение других методов определения адгезии по техническим условиям производителя покрытия.
    7. Прочность покрытия при ударе косвенно характеризует твердость, адгезию, стойкость покрытий к растрескиванию и отслаиванию. Прочность при прямом ударе определяется по ГОСТ Р 53007-2008 при диаметре бойка 16 мм и массе груза 3 кг и должна составлять не менее 6 Дж. Покрытие считают удовлетворительным, если в 4 случаях испытания из 5 отсутствует разрушение покрытия и диэлектрическая сплошность соответствует требованиям стандарта ASTM G62-14.
    8. Диэлектрическая сплошность, определенная по стандарту ASTM G62-14, должна составлять не менее 5 В/мкм.
    9. Стойкость к термостарению должна испытываться в лаборатории при максимальной температуре (150° или 200° соответственно) ±3° при выдержке 1000 часов. После выдержки толщина покрытия и диэлектрическая сплошность должна остаться без изменений, стойкость к прямому удару должна составлять не менее 4 Дж.
    10. Покрытие должно обладать стойкостью к истиранию. Если планируется использование бурильных труб в среде утяжеленных буровых растворов, то абразивный износ, определенный на ротационном приборе Табера по методу ASTM D4060-10, должен быть не более 60 мг.
    11. Покрытие должно быть инертным к воздействию нефти и нефтепродуктов, растворам солей и рассолам по концентрации солей соответствующих пластовым флюидам разреза планируемых к бурению скважин.
    12. Покрытие должно сохранять свойства после выдержки в течение не менее 24 часов в среде 10 % раствора каустической соды и 10 % раствора соляной кислоты.
    13. Покрытие бурильных труб, предназначенное для эксплуатации в сероводосодержащей среде, должно быть испытано в лабораторных условиях. Условия проведения автоклавного теста и критерии оценки качества покрытия определяются испытательной лабораторией. Давление в автоклаве должно быть не менее 3 МПа, продолжительность испытаний - 1000 часов.

# ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

## МАРКИРОВКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

* + 1. Все поступающие на буровую бурильные трубы и элементы бурильной колонны должны иметь четкую маркировку кернением или гравировкой по металлу в соответствии с техническими условиями производителя, позволяющую их идентифицировать. Маркировку краской следует рассматривать как дополнительный вид маркировки.
    2. В дополнение к заводской маркировке собственнику бурильного инструмента рекомендуется использовать инвентарные номера.
    3. При присвоении инвентарных номеров бурильным трубам, в состав инвентарного номера в обязательном порядке должен быть включен номер комплекта, в составе которого используется бурильная труба.
    4. При использовании инвентарных номеров должна иметься ведомость, позволяющая определить по инвентарным номерам бурильных труб и других элементов бурильной колонны оригинальные номера завода-изготовителя.
    5. Эксплуатация бурильных труб и всех других элементов бурильной колонны без маркировки, позволяющей определить их происхождение и историю эксплуатации, запрещается.
    6. По результатам проведенной инспекции на бурильные трубы должна наноситься цветовая маркировка по ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008).
    7. Маркировка наносится на бурильную трубу на расстоянии 0,5 м от ниппельной части замка. На детали замка – по центру детали замка. Ширина полос маркировки должна составлять 25 мм.
    8. Цветная маркировка, обозначающая состояние бурильной трубы и бурильного замка приведена в Таблице 4 и должна применяться следующим образом:
* если бурильный замок идентичного класса или выше, то маркируется только труба;
* если класс бурильного замка ниже класса бурильной трубы, то маркируется только бурильный замок;
* бурильные замки, резьбу и уплотнения которых необходимо отремонтировать, маркируются:
* зеленой полосой если можно провести ремонт на буровой;
* красной полосой, если бурильный замок не пригоден или может быть отремонтирован только на трубной базе.

Таблица 4

**Цветовая маркировка бурильной трубы**

| **КЛАССИФИКАЦИЯ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ И ЗАМКА** | **МАРКИРОВКА** |
| --- | --- |
| **1** | **2** |
| Класс Премиум | Две белых полосы |
| Класс II | Одна желтая полоса |
| Брак | Одна красная полоса |

* + 1. Прошедшие инспекцию УБТ, ТБТ, переводники, стабилизаторы и прочие элементы КНБК маркируются белой полосой, шириной 50 мм и надписью с указанием инспектирующей организации и даты проведения инспекции. На забракованные элементы КНБК наносится полоса красного цвета.

## ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

* + 1. Все поступающие на буровую элементы бурильной колонны должны иметь паспорт. Формы паспортов элементов бурильной колонны, предназначенных для использования на месторождениях Компании, приведены в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований.
    2. В паспорте на любой элемент бурильной колонны должны быть указаны нагрузки на данный элемент с учетом допустимого износа. В необходимых случаях, с учетом ожидаемых нагрузок, могут устанавливаться дополнительные требования по некоторым остаточным характеристикам бывшего в работе бурильного инструмента, превышающие требования соответствующего класса бурильной трубы. Например, может быть установлено требование по использованию бурильных труб с наружным диаметром замковых соединений, обеспечивающим прочность замкового соединения на кручение на уровне требований к новому бурильному инструменту.
    3. **Бурильные трубы и ТБТ**
       1. Бурильные трубы и ТБТ на буровую должны поставляться в составе комплектов. Буровой подрядчик должен иметь процедуру по комплектованию, учету работы и пополнению комплектов бурильных труб. На каждый комплект бурильных труб на буровой должна иметься эксплуатационная документация, позволяющая определить технические характеристики и историю эксплуатации бурильных труб. В комплект бурильных труб должны включаться трубы с аналогичными характеристиками по диаметру, толщине стенки, группе прочности, замковым соединениям. Не рекомендуется включать в один комплект трубы от различных производителей.
       2. Эксплуатационная документация комплекта бурильных труб должна содержать всю необходимую информацию согласно формам, приведенным в [Приложении 4](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_4._ФОРМЫ) настоящих Типовых требований. Эксплуатация комплектов бурильных труб при отсутствии полного пакета эксплуатационной документации запрещается.
       3. Обязательными приложениями к пакету эксплуатационной документации являются копии заводских сертификатов на данные трубы, подтверждающий происхождение труб и прохождение ими контроля качества от производителя. В сертификатах должны быть приведены характеристики материала тела трубы, замка и сварного шва.
       4. При формировании комплекта труб должен быть составлен акт о вводе комплекта в эксплуатацию по форме ПБТ-2 ([Приложение 4](#приложение4) к настоящим Типовым требованиям).
       5. Технические характеристики комплекта труб должны быть предоставлены производителем и включены в форму ПБТ-3 ([Приложение 4](#приложение4) к настоящим Типовым требованиям). Допустимые нагрузки при износе должны быть указаны для всех применимых категорий износа с указанием минимально допустимых показателей по остаточным геометрическим параметрам труб. В форме ПБТ-3а ([Приложение 4](#приложение4) к настоящим Типовым требованиям) данные по комбинированным нагрузкам приводятся в форме графика с нанесением на график линий допустимых комбинированных нагрузок для труб и замков всех классов износа. В форме ПБТ-3а должна быть приведена зависимость момента свинчивания от износа замкового соединения по наружному диаметру. Кроме графика данная информация должна быть приведена в табличном виде с шагом изменения остаточного диаметра в 1 мм. Кроме того, для соединений, прочность которых определяется прочностью ниппеля, должно быть указано значение остаточного наружного диаметра замкового соединения, при котором достигается равнопрочность муфты и ниппеля и начинается снижение расчетного значения рекомендуемого момента свинчивания.
       6. По результатам проведенной инспекции для комплекта бурильных труб должны быть определены допустимые эксплуатационные нагрузки и соответствующие допустимые характеристики износа. Присвоение комплекту труб класса износа отражается в «Акте классификации износа бурильных труб» в соответствии с формой ПБТ-4 приведенной в [Приложении 4](#приложение4).
       7. При работе комплекта бурильных труб на скважине должен вестись журнал учета работы комплекта бурильных труб на скважине по форме ПБТ-5, приведенной в [Приложении 4](#приложение4). Данные в журнал должны вноситься регулярно по завершению строительства каждой скважины. При продолжительности строительства секции скважины более 30 суток, данные должны вноситься по завершении строительства каждой секции скважины после спуска очередной обсадной колонны. В журнале учета работы комплекта бурильных труб должно быть отражено списание (отбраковка) бурильных труб, если такая имела место при бурении скважины (секции). При этом в обязательном порядке должен быть указана причина отбраковки каждой трубы.
       8. Процедура пополнения комплекта бурильных труб должна предусматривать использование для пополнения комплектов бурильных труб только новых бурильных труб, полностью соответствующих по характеристикам трубам пополняемого комплекта, или бурильных труб из другого комплекта, при условии, что они имеют более низкий износ и наработку. При пополнении комплекта новыми трубами должна быть сделаны соответствующие записи в форме ПБТ-5 и описи комплекта бурильных труб по форме ПБТ-8 ([Приложение 4](#приложение4) к настоящим Типовым требованиям). При включении новых бурильных труб в комплект учет их наработки должен вестись в составе данного комплекта.
       9. Все аварии с бурильными трубами должны быть в обязательном порядке расследованы в соответствии с требованиями Положения Компании «Расследование аварий в процессе строительства скважин и зарезки боковых стволов на суше» № П2-10 Р-0216. Сведения об авариях с бурильными трубами из комплекта бурильных труб должны быть отражены в ведомости учета аварий по форме ПБТ-6, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований. В обязательном порядке должна быть указана причина аварии с бурильной трубой и ссылка на заключение о пригодности всего комплекта для дальнейшего использования комплекта. Типичные аварии с элементами бурильной колонны приведены в [Приложении 10](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_10._ТИПИЧНЫЕ).
       10. Проведение контрольно-профилактических работ с бурильными трубами отражается в ведомости проведения контроля комплекта бурильных труб по форме ПБТ-7, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований. Тип контроля указывается в соответствии с категорией проведенной инспекции (раздел 5 настоящих Типовых требований). Кроме инспекций в форме ПБТ-7 должны делаться записи о выполнении мероприятий по контролю состояния труб, выполняемые буровой бригадой. При отбраковке труб в данной ведомости должны быть указаны номера труб и причины отбраковки каждой трубы.
       11. Допускается использование комбинированных бурильных колонн, составленных из секций бурильных труб с различной прочностью (диаметром, толщиной стенки, группой прочности, замковой резьбой). При этом комплект труб для каждой секции бурильной колонны должен иметь собственный паспорт и полный пакет сопроводительной документации.
       12. Запрещается использование на буровой более одного комплекта бурильных труб с аналогичными характеристиками по диаметру, толщине стенки, группе прочности, замковым соединениям и/или труб, не внесенных в опись.
       13. В обязательном порядке на буровой должна иметься Опись бурильных труб комплекта, составленная по форме ПБТ-8, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований. Трубы, не включенные в опись, к эксплуатации не допускаются.
       14. На буровой должны иметься проходные шаблоны для контроля проходного внутреннего канала бурильных труб и непроходные калибры-скобы для контроля допустимого износа замков бурильных труб и тела бурильных труб по наружному диаметру. Данное оборудование должно быть внесено в перечень по форме ПБТ-9 ([Приложение 4](#приложение4) к настоящим Типовым требованиям).
       15. Оформление эксплуатационной документации ТБТ осуществляется аналогично пакету документации для бурильных труб.
    4. **Ведущие бурильные трубы**
       1. Ведущая бурильная труба должна иметь паспорт по форме ПВТ-1, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований. К паспорту должны быть приложены копии заводских сертификатов, как на тело трубы, так и на верхний и нижний переводники.
       2. Работа ведущей трубы должна учитываться в журнале по форме ПВТ-2, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований, аналогично учету работы комплекта бурильных труб. Проведение профилактических и ремонтных работ с ведущей трубой должно быть отражено в ведомости по форме ПВТ-3, приведенной в [Приложении 4](#приложение4) настоящих Типовых требований.

Установленные на ведущей трубе шаровые краны должны иметь собственные паспорта, сведения о проведении дефектоскопии и опрессовке (в соответствии с требованиями Положения Компании «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин» № П3-05 С-0257).

* + 1. **Переводники**
       1. Все переводники на буровой должны иметь заводской паспорт от производителя. Запрещается эксплуатировать переводники без наличия паспорта. В обязательном порядке в паспорте должны быть указаны фактические механические свойства материала переводника, полученные по результатам разрушающих испытаний в соответствии с требованиями   
          ГОСТ 7360-2015, а также основные технические данные (тип резьбового соединения, наличие разгрузочной канавки, упрочнение впадин замковой резьбы, азотирование резьбы и упорной поверхности, геометрические параметры тела и замка в табличном виде – наружный, внутренний диаметры, длины, схема переводника); прочностные характеристики (момент крепления резьбового соединения, допускаемый момент кручения, допускаемая растягивающая нагрузка, коэффициент отношения прочности на изгиб, график допустимых комбинированных нагрузок); свидетельство о приемке; гарантии производителя; условия хранения и транспортирования; указания по эксплуатации.
       2. Работа переводников должна быть учтена в журнале по форме ПП-1 [Приложения 4](#приложение4) настоящих Типовых требований. Кроме учета наработки в часах должны учитываться циклы свинчивания/развинчивания резьбовых соединений. Для рабочих предохранительных переводников ведущей трубы и верхнего привода информацию о количестве циклов свинчивания/развинчивания следует обновлять после каждого рейса.
    2. **Утяжеленные бурильные трубы**
       1. Все поступающие на буровую УБТ должны иметь индивидуальный паспорт по форме ПУБТ-1 [Приложения 4](#приложение4) настоящих Типовых требований.
       2. К паспорту должна быть приложена копия заводского сертификата на изделие и материал. В заводском сертификате должны быть указаны предельные параметры эксплуатации. Учет работы УБТ должен вестись в журнале по форме ПУБТ-2 [Приложения 4](#приложение4) настоящих Типовых требований.
       3. Все проведенные ремонтные и профилактические работы с УБТ должны быть отражены в форме ПУБТ-3 [Приложения 4](#приложение4) настоящих Типовых требований.

## РУКОВОДСТВА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

* + 1. Буровой подрядчик, осуществляющий эксплуатацию бурильных труб, должен иметь на буровой руководство по эксплуатации от производителей данного инструмента (допускается электронная версия документа).
    2. В руководстве по эксплуатации бурильных труб в обязательном порядке должна содержаться следующая информация:
* механические свойства материала труб и замков;
* конструкция и геометрические характеристики (чертеж);
* геометрические параметры тела и замка в табличном виде;
* критерии и параметры отнесения бурильной трубы к классам по износу замкового соединения;
* эксплуатационные характеристики тела трубы по классам износа;
* эксплуатационные характеристики замкового соединения по классам износа;
* графики допустимых комбинированных нагрузок по классам износа;
* график зависимости момента свинчивания от износа замкового соединения по наружному диаметру;
* маркировка труб, место нанесения, расшифровка значений маркировки;
* упаковка, резьбовые предохранительные детали;
* требования к условиям хранения;
* рекомендуемые защитные смазки;
* требования к транспортированию;
* рекомендации по рациональной эксплуатации;
* рекомендуемые резьбовые смазки;
* рекомендации по профилактическому обслуживанию и ремонту;
* гарантии изготовителя.

## ПОДГОТОВКА ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ К РАБОТЕ

* + 1. Резьба и упорные торцы ниппеля и муфты должны быть тщательно очищены от консервационной смазки, старой смазки и иных загрязнений. Для удаления старой смазки следует использовать жесткую неметалическую щетку, органические растворители, горячую воду под давлением или струю пара. После очистки поверхность резьбы должна быть высушена протиркой чистой ветошью или обдувом сжатым воздухом. Остатки смазки и растворителя должны быть собраны и утилизированы в соответствии с требованиями охраны окружающей среды (ГОСТ Р 57703-2017, ИТС 15-2016).
    2. После очистки следует тщательно осмотреть состояние резьбы и уплотнительных торцов замковых соединений. Бурильный инструмент с любыми повреждениями резьбы и/или упорного торца не должен быть допущен к спуску в скважину.
    3. Для труб с внутренним пластиковым покрытием следует внимательно осмотреть состояние пластикового покрытия внутри ниппеля. Разрыв пластикового покрытия внутри ниппеля является индикатором того, что ниппель имеет пластическую деформацию. Такие трубы должны быть выведены из эксплуатации до проведения инспекции ниппеля на наличие деформации.
    4. После осмотра на все ниппельные и муфтовые резьбы должны быть навернуты чистые и сухие резьбовые предохранительные детали. Детали защиты резьбы должны наворачиваться руками, без применения ключей. Защитные детали должны быть установлены при транспортировке и хранении труб на стеллажах, при подъеме элементов бурильной колонны на буровую или выбросе на мостки. Следует избегать любых ударов резьбы или уплотнительных торцов при перемещении элементов бурильной колонны на приемном мосту и стеллажах.

## СМАЗКА РЕЗЬБЫ

* + 1. Для свинчивания упорных резьбовых соединений бурильной колонны допускается использовать только резьбовые смазки, изготовленные и испытанные в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 13678-2015 (разработанного на основе API RP 7A1). Применение машинного, дизельного масла в качестве заменителей резьбоуплотнительных смазок, а также свинчивание резьб без смазки запрещается.
    2. Каждая емкость резьбовой смазки должна иметь четкую маркировку, на которой должны быть указаны:
* идентификационные данные изготовителя;
* идентификационные данные о прослеживаемости изготовления;
* дату изготовления;
* срок хранения;
* одно из следующих указаний:
* настоящая резьбовая смазка соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 13678-2015 и рекомендована для резьбовых упорных соединений элементов бурильных колонн,

или

* настоящая резьбовая смазка соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 13678-2015 и рекомендована для соединений обсадных, насосно-компрессорных труб, труб для трубопроводов и резьбовых упорных соединений элементов бурильных колонн.
  + 1. На каждую емкость с резьбовой смазкой должна быть наклеена этикетка с предупреждениями и указаниями по хранению, подготовке к нанесению и нанесению, которые следует соблюдать для достижения свойств, указанных в документации на резьбовую смазку, включая любые специальные условия изготовителя, необходимые для хранения смазки до ее применения.
    2. На буровой должна быть смазка только одного типа. Применение различных типов смазок при работе запрещается. Расход смазки на соединение должен быть указан в руководстве по эксплуатации бурильных труб от производителя.
    3. После удаления резьбовых предохранительных деталей, перед нанесением смазки, резьба ниппеля и муфты и упорные торцы должны быть тщательно очищены от любых загрязнений, старой смазки или консервационной смазки и протерты досуха.
    4. Для нанесения смазки должна использоваться круглая щетка с жесткой щетиной. На рукоятке щетки должна быть установлена гарда, соответствующего диаметра, исключающего падение щетки в бурильные трубы. На щетке не должно быть посторонних загрязнений.
    5. Минимальное количество смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции: 2/3 - на муфту, 1/3 - на ниппель. Смазка должна наносится ровным слоем на всю поверхность резьбы и на уплотнительные торцы. Смазка муфты должна осуществляться при подъеме труб из скважины. Смазка ниппеля должна всегда осуществляться при спуске инструмента в скважину.
    6. Запрещается использовать при свинчивании резьбовых соединений какие–либо материалы (пакля, бечева, проволока и т.д.) или детали между ниппелем и муфтой замков, кроме резьбоуплотнительной смазки.
    7. Для коррекции момента свинчивания для элементов бурильных колонн применяют трибологический коэффициент резьбовой смазки. Часто на этикетке банки со смазкой и в технической документации этот коэффициент обозначают как «FF». Данный коэффициент рассчитывается при принятом значении коэффициента трения в резьбе 0,08. При других коэффициентах трения момент должен быть скорректирован.
    8. Производители должны указывать трибологический коэффициент смазки на этикетке в виде записи с указанием его значения с двумя или одним десятичным знаком после запятой, например: «ТРИБОЛОГИЧЕСКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ = 1,0» ИЛИ «FF ПО ГОСТ Р ИСО 13678-2015 = 1,0».

## НОВЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

* + 1. При использовании новых резьбовых соединений, включая резьбовые соединения после перенарезки резьбы, имеется риск заедания резьбы. Этот риск следует учитывать при сборке колонны бурильных труб и при выполнении нескольких первых рейсов с данным инструментом.
    2. При заключении договоров следует требовать от Бурового подрядчика предоставление бурильного инструмента, прошедшего процедуру предварительного свинчивания-развинчивания труб в заводских условиях. Следует учитывать, что предварительное свинчивание-развинчивание одной трубы на буровой требует порядка 10 минут, то есть затраты времени составят примерно 1 сутки на 1000 м нового инструмента. С учетом суточной ставки работы буровой, затраты на приработку резьбы комплекта бурильных труб могут быть значительными.
    3. При использовании нового инструмента и инструмента после ремонта резьбы:
       1. Следует внимательно изучить документацию и подтвердить рекомендованные изготовителем моменты свинчивания.
       2. Проверить наличие отметки в заводской документации на трубы о проведении предварительной приработки резьбы в заводских условиях. Подтвердить факт предварительного свинчивания-развинчивания замковых соединений осмотром новых труб на предмет наличия следов захвата трубных ключей.
       3. Если предварительное свинчивание-развинчивание замковых соединений не производилось на заводе-изготовителе, то следует провести приработку замковых соединений предварительным свинчиванием-развинчиванием на буровой в соответствии с ГОСТ 28487-2018:

1. Предварительное свинчивание-развинчивание следует проводить на небольшой скорости вращения, предпочтительно руками с использованием цепных ключей и докреплением машинными ключами.
2. Перед наворотом резьбу и уплотнительные торцы следует тщательно очистить и нанести трубную смазку.
3. При навороте регистрировать момент свинчивания. Следует записать значение момента свинчивания в специальной ведомости (свободная форма).
4. Наворот и отворот труб с использованием шагов с 5 по 8 следует повторить 3 раза с увеличением момента свинчивания при следующем свинчивании как указано ниже, каждый раз фиксируя моменты свинчивания и развинчивания в специальной ведомости.
5. Первое свинчивание должно быть произведено в пределах 65-75 % от рекомендованного изготовителем момент свинчивания.
6. Второе свинчивание производить с моментом в пределах 75-85 % от рекомендованного изготовителем момента свинчивания.
7. Третье свинчивание производить с моментом в пределах 85-100 % от рекомендованного изготовителем момента свинчивания.
8. После наворота соединение следует раскрепить, при этом зафиксировать в ведомости момент отворота. После отворота резьбу следует тщательно очистить от смазки и осмотреть на предмет отсутствия повреждений резьбы и уплотнительных поверхностей. Если момент раскрепления выше, чем 90 % от момента крепления, то следует обратить особое внимание на состояние резьбы после отворота.

## ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ

* + 1. При работе необходимо контролировать нагрузки, действующие на бурильную колонну, включая:
* момент свинчивания резьбового соединения;
* нагрузку на крюке;
* крутящий момент, приложенный к бурильной колонне;
* давления среды (внутреннее, наружное).
  + 1. В процессе эксплуатации наибольшие нагрузки от растяжения, кручения и избыточного внутреннего давления испытывает верхняя секция бурильной колонны, представленная бурильными трубами. Для предотвращения разрушения бурильной колонны следует исключить приложение к ней растягивающих и крутящих нагрузок, превышающих установленные предельные значения с учетом присвоенного класса износа, а также принятых коэффициентов запаса прочности.
    2. Обязательным требованием является ограничение момента на роторе значением момента крепления замковых соединений бурильных труб, а рекомендуемой практикой – ограничение момента на роторе значением в 80 % от момента крепления замковых соединений. Момент крепления замковых соединений следует выбирать с учетом их износа по диаграмме «Остаточный диаметр – рекомендуемый момент свинчивания» и поправки на трибологический коэффициент применяемой резьбовой смазки. При определении допустимого момента на роторе или СВП также следует проверить допустимый крутящий момент для всех применяемых элементов бурильной колонны и не допускать его превышения.
    3. Следует учесть напряженное состояние трубы и резьбового соединения при приложении комбинированной нагрузки. Категорически запрещается аварийное расхаживание инструмента с приложением растягивающей нагрузки и крутящего момента одновременно. Перед натяжением инструмента пружина с него должна быть снята.
    4. При проведении операций по обратной проработке допустимые значения одновременно приложенного крутящего момента и растягивающей нагрузки должны быть определены по диаграммам комбинированных нагрузок, приведенным в руководстве по эксплуатации бурильных труб.

## ПРОВЕДЕНИЕ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

* + 1. При подъеме на буровую площадку бурильных труб и всех иных элементов бурильной колонны проходимость их внутреннего канала должна проверяться шаблоном соответствующего диаметра. Размеры и маркировка шаблона должны быть указаны в паспорте соответствующего элемента бурильной колонны. При шаблонировании бурильных труб с внутренним покрытием запрещается применение металлических шаблонов во избежание повреждения внутреннего покрытия, рекомендуется использовать полимерные шаблоны.
    2. Подъем и удаление бурильных труб с буровой установки без резьбовых предохранительных деталей запрещен.
    3. При подъеме бурильной колонны следует избегать удара элеватора об муфту замкового соединения. Удар элеватором может повредить упорный торец резьбы и вывести трубу из строя.
    4. Запрещается использование клиньев ротора с плашками, не соответствующими размерам бурильных труб.
    5. Плашки клиньев должны иметь равную высоту. Запрещается частичная замена изношенных плашек, когда на клине плашки имеют различную толщину и не обеспечивают равномерную посадку тела трубы на все плашки клина. Запрещается использование клиновых захватов с неполным комплектом клиньев и сегментов.
    6. Запрещается сажать бурильную колонну на клинья при её движении. Движение колонны бурильных труб вниз должно быть остановлено тормозом лебедки, но не посадкой на клинья.
    7. Запрещается сажать бурильные трубы на ротор с захватом клиньями замка или высаженной наружу части трубы.
    8. Используемые на буровой клинья, элеваторы, хомуты, подъемные патрубки и иной инструмент для проведения СПО должны осматриваться каждый раз перед использованием и периодически инспектироваться на наличие износа и накопленных усталостных повреждений.
    9. Все оборудование для проведения СПО должно иметь заводские паспорта и ведомости с отметками о прохождении инспекционной проверки.
    10. Буровой подрядчик, предоставляющий инструмент для сборки/разборки и проведения СПО бурильной колонны, должен иметь на буровой соответствующие инструкции по обращению с указанным оборудованием и его обслуживанию, включающие, в том числе, требования к объему работ при проведении инспекции и периодичности проведения инспекций.
    11. При раскреплении труб следует использовать 2 ключа (или 2 захвата для автоматических ключей) – раскрепляющий рабочий ключ и ключ (трубный захват) для задержки нижней трубы. После раскрепления следует вращать трубу медленно. К пружине бурового крюка должно быть приложено минимальное растягивающее усилие, достаточное для выхода ниппеля из муфты при отвороте трубы.
    12. Запрещается крепить и раскреплять резьбовые соединения бурильных труб вращением ротора, верхнего привода. При креплении и раскреплении рабочего переводника СВП должен быть использован зажим муфты бурильной трубы.
    13. Для обеспечения равномерного износа резьбовых соединений периодически должны меняться положение рабочих соединений свечей труб. Буровой подрядчик должен иметь график проведения СПО со сменой положения труб в свечах. Подъем со сменой рабочих соединений должен производиться после 4-х СПО при использовании свечей из 3-х труб и после 6-ти СПО для свечей, составленных из 2-х труб.
    14. При креплении и раскреплении соединений следует отслеживать значения момента. Значения моментов крепления и раскрепления должны фиксироваться и сохраняться для последующего анализа. При моменте раскрепления выше момента крепления более чем на 10 % следует тщательно осмотреть резьбу на предмет повреждения. При отсутствии повреждения следует проанализировать динамику работы бурильной колонны в скважине, выявить причины возникновения избыточных крутящих моментов и принять меры к их устранению.
    15. Запрещается вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного выхода резьбы из сопряжения.
    16. При навороте и отвороте труб запрещается брать бурильные трубы ключами за тело трубы. Запрещается устанавливать ключи в зоне твердосплавного покрытия, а также на расстоянии менее 50 мм от торца муфты.
    17. При подъеме следует тщательно осматривать трубы на предмет наличия промывов резьбовых соединений и зон сварного шва высадки, повреждения резьбы и упорных торцов.
    18. При установке свечей на подсвечник следует убедиться, что его поверхность чистая и на ней нет никаких посторонних предметов. При перемещении труб по подсвечнику (поправлению положения свечи) запрещается использовать любые инструменты с острыми краями, способными повредить торец ниппеля. При использовании бурильных труб с двухупорными замковыми соединениями следует предусмотреть установку на подсвечнике демпфирующего покрытия (деревянного, пластикового, резинового), предотвращающего повреждение дополнительного упорного торца ниппеля.
    19. При спуске труб следует исключить удары торца ниппеля о торец муфты. Запрещается сталкивание трубы, севшей на торец муфты, что может привести к повреждению резьбы.
    20. При навороте бурильной трубы следует убедиться в соосности свинчиваемых труб.
    21. Следует избегать свинчивания труб при высокой скорости вращения, это может привести к перегреву и повреждению резьбы.
    22. Крепление труб следует осуществлять с моментом, указанным в технической документации заводом-изготовителем бурильных труб. Допускается при креплении приложение моментов в диапазоне минимального и максимального момента свинчивания, указанных производителем, при этом следует стремиться обеспечить свинчивание труб с максимальным рекомендуемым моментом свинчивания. Если производителем указано значение только максимального момента свинчивания, то крепление замковых соединений следует осуществлять при приложении 90-100% от данного значения. Упорные торцы муфты и ниппеля замкового соединения должны плотно сойтись.
    23. Момент крепления должен соответствовать износу замковых соединений применяемого бурильного инструмента и корректироваться с учетом фрикционных свойств применяемой смазки. Поставщики бурильных труб приводят рекомендуемые моменты свинчивания для применения смазки с трибологическим коэффициентом равным 1,0. При применении смазки с иным значением трибологического коэффициента значение рекомендованного момента крепления резьбы должно быть умножено на его величину. Однако, применение поправки больше, чем на 20 % не рекомендуется, если эффект повышения крутящего момента не подтвержден проведением специальных исследований для данного типоразмера замкового соединения и не одобрен производителем бурильного инструмента. Для соединений с высокомоментной и/или двухупорной резьбой всегда следует пользоваться указаниями завода-изготовителя по применению поправки на фрикционные свойства смазки резьбы. Также следует помнить, что применение поправки на трибологический коэффициент допустимо только в случае качественного нанесения смазки на все соединения. Учитывать трибологический фактор в качестве средства повышения допустимого крутящего момента при планировании проведения операций в скважине запрещается.
    24. Следует обращать особое внимание на контроль момента и проверку правильности показаний КИП, установленных для контроля момента на роторе, СВП, буровых машинных и автоматических ключах. Показания всех этих устройств должны быть поверены. В процессе работы следует осуществлять перекрестную проверку показаний момента. На буровой должна иметься процедура перекрестной проверки устройств контроля момента, включая показания КИП, как буровой установки, так и станции геолого-технического контроля. Буровой подрядчик и подрядчик по ГТИ должны иметь процедуры поверки датчиков моментов с использованием поверенных и сертифицированных образцовых моментомеров. Отметки о поверке датчиков моментов должны быть внесены в паспорта соответствующего оборудования с указанием сведений о лицах и организациях, проводивших поверку, сведений об образцовом моментомере, даты поверки и даты следующей поверки.
    25. При выбросе бурильной колонны на мостки следует избегать ударов торца ниппеля о настил или иные поверхности и предметы. Предохранительные детали на ниппель должны быть установлены на роторной площадке, до перемещения трубы на мостки.
    26. Для предупреждения падения в скважину посторонних предметов устье скважины следует держать закрытым. На устье должно быть установлено подроторное устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.
    27. Выброшенные трубы должны размещаться на стеллажах с использованием прокладок из деревянных досок, толщины, достаточной, чтобы предотвратить касание поверхности замковыми соединениями.
    28. При эксплуатации бурильных труб следует оценивать риски нахождения секций бурильной колонны в интервалах, где бурильные трубы испытывают боковые изгибающие нагрузки. Во избежание неравномерного износа бурильных труб следует предусматривать периодическое изменение порядка свечей бурильных труб при спуске бурильной колонны. Указания по изменению порядка спуска свечей бурильных труб должны быть обоснованы в программе наклонно-направленного бурения (в соответствие с требованиями Методических указаний Компании «Наклонно-направленное бурение» № П2-10 М-0038) и включены в Программу бурения.

## БУРЕНИЕ И ПРОРАБОТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

* + 1. Обратная проработка и промывка при подъеме инструмента из скважины с использованием СВП приводят к созданию комбинированной нагрузки, приводящей к значительному возрастанию напряжений в телах бурильных труб и в замковых соединениях. Значение крутящего момента и растягивающей нагрузки при обратной проработке следует ограничивать, используя график комбинированных нагрузок, предоставленный производителем бурильных труб. При этом должны использоваться допустимые нагрузки с учетом фактического класса износа бурильных труб.
    2. Предохранительный переводник СВП должен периодически очищаться, осматриваться и смазываться. Буровой подрядчик должен иметь на буровой Руководство по эксплуатации СВП с указанием процедуры и периодичности обслуживания предохранительного переводника СВП.
    3. Для предотвращения усталостного разрушения бурильных труб и иных элементов бурильной колонны следует принять все необходимые меры по предупреждению вибраций и/или снижению их интенсивности. Рекомендации по снижению вибраций приведены в [Приложении 11](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_11._ПЕРВИЧНЫЕ) настоящих Типовых требований. В Программе бурения должны быть указаны допустимые пределы изменения параметров режима бурения. Бурильщики должны быть ознакомлены с данными ограничениями и принимать необходимые действия по снижению вибраций самостоятельно и незамедлительно. Станция геолого-технического контроля и подрядные организации по наклонно-направленному бурению должны осуществлять мониторинг процесса бурения и при выявлении признаков вибрации незамедлительно информировать бурильщика для принятия им соответствующих действий.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

* + 1. При использовании буровых растворов на водной основе коррозия бурильных труб и элементов бурильной колонны является одной из основных причин вывода их из эксплуатации. Локальные нарушения целостности металла, вызванные коррозией, увеличивают концентрацию напряжений и способствуют ускорению процессов усталостного разрушения элементов бурильной колонны. При обнаружении на бурильном инструменте коррозионных повреждений должна быть проведена оценка рисков, на основании которой должно быть принято решение о необходимости проведения внеочередной инспекции бурильной колонны.
    2. Для снижения скорости коррозии в буровом растворе на водной основе значение показателя рН должно поддерживаться в оптимальных пределах с учетом типа применяемого бурового раствора. При уровне рН от 9,5 до 10,5 большинство коррозионных процессов замедляется. В некоторых случаях необходимо увеличить рН до 12. При высоком значении рН (>10,5) нейтрализуются кислые газы и уменьшается растворимость продуктов коррозии. Подрядная организация по инженерно-технологическому сопровождению бурового раствора должна обеспечить контроль показателя рН, поддержание его в пределах значений, указанных в программе бурения, и иметь запас соответствующих химических реагентов для обработки бурового раствора в случае снижения показателя рН.
    3. При использовании в составе бурового раствора на водной основе соли в любой концентрации служба ОГ по бурению совместно с Буровым подрядчиком и прочими подрядными организациями, предоставляющими элементы бурильной колонны, а также подрядной организацией по инженерно-технологическому сопровождению бурового раствора, должны провести оценку рисков коррозионного повреждения бурильного инструмента и включить в программу промывки соответствующие рекомендации по снижению коррозии, такие как, например, использование реагентов-ингибиторов коррозии. Следует помнить, что жидкости с массовой долей солей 3 % более агрессивны, чем высокоминерализованные жидкости. Данная концентрация соли (хлористого калия) является характерной для широко применяемых ингибирующих буровых растворов.
    4. Присутствие кислорода является главной причиной коррозии металлов в растворах на водной основе. Во вспененном буровом растворе может содержаться кислород в количестве, в несколько раз превышающем предел его растворимости. Для предотвращения коррозии следует обеспечить предотвращение пенообразования в буровом растворе. На буровой должен иметься необходимый запас реагентов-пеногасителей. Подрядная организация по инженерно-технологическому сопровождению бурового раствора должна обеспечить контроль содержания растворенного кислорода и принятие своевременных мер по удалению пены.
    5. Следует учитывать, что кислородная коррозия бурильных труб будет проходить и в поверхностных условиях. Поэтому при хранении труб на поверхности для предотвращения кислородной коррозии требует принять соответствующие меры, указанные в подразделе 4.14 настоящих Типовых требований.
    6. Коррозионное разрушение под действием диоксида углерода (углекислого газа), имеет высокую скорость развития и проявляется в виде язв и канавок, напоминающих древоточины. В буровых растворах на водной основе основным способом борьбы с углекислой коррозией является повышение pH до уровня более 6 и/или выделение CO32- при помощи вещества, содержащего кальций (например, извести или гипса). Увеличение рН приведет к превращению углекислоты (H2CO3) в бикарбонат (HCO3-) при средних значениях рН и в карбонат (CO32-) при более высоком рН. Также необходимо контролировать щелочность по методу Pf/Mf. При необходимости, в зависимости от типа применяемого бурового раствора, следует добавлять в раствор известь или гипс для нейтрализации углекислоты, увеличения рН более 10 и выделения карбоната кальция (CaCO3) в нерастворимый осадок. Подрядная организация по инженерно-технологическому сопровождению бурового раствора при использовании буровых растворов на водной основе должна всегда проводить оценку риска загрязнения бурового раствора диоксидом углерода и, на основе проведенного анализа рисков, иметь план действий и запас необходимых реагентов для нейтрализации углекислого газа.
    7. Сероводород является химически- и коррозионно-активным газом, в результате воздействия которого возможно коррозионное растрескивание металла бурильного инструмента даже при очень низких его концентрациях. Сопротивление стали хрупкому разрушению, вызванному присутствием сероводорода, зависит от твердости и предела текучести стали. В нормальных условиях высокопрочные стали обладают большей хрупкостью, чем стали низкой прочности. В качестве руководящего документа при выборе стальных изделий для эксплуатации в средах, содержащих сероводород или кислоты, следует использовать стандарт NACE MR-0175.
    8. Подрядная организация по инженерно-технологическому сопровождению бурового раствора должна иметь процедуры и реагенты для нейтрализации сероводорода в буровом растворе. Наиболее целесообразным методом нейтрализации сероводорода или растворимых сульфидов является обработка раствора веществами, содержащими цинк, например, оксидом цинка. Данное вещество осаждает сульфиды в виде нерастворимого сульфида цинка (ZnS). В нормальных условиях при щелочном показателе рН, данный нерастворимый осадок не восстанавливается до сероводородной кислоты или сероводорода. Контроль за содержанием сульфидов осуществляется при помощи газоанализатора Гаррета и трубок Драгера.

## КОРРОЗИОННЫЕ КУПОННЫЕ КОЛЬЦА

* + 1. Установка купонных колец в бурильную колонну является наиболее распространенным мероприятием по оценке воздействия бурового раствора и других технологических жидкостей на бурильный инструмент и иное стальное скважинное и наземное оборудование. Купонные кольца устанавливаются в расточку муфты замкового соединения. При проведении СПО кольца извлекаются, осматриваются и взвешиваются. Изменение массы и характер коррозионного повреждения позволяют оценить характер коррозии и скорость коррозии. Данная информация позволяет оперативно оценить эффективность мероприятий по снижению коррозионного воздействия и принять корректирующие меры.
    2. Установка купонных колец должна рассматриваться как плановое мероприятие при бурении скважин с присутствием в проходимом разрезе сероводорода и углекислого газа. Как корректирующее мероприятие установка купонных колец должна планироваться при возникновении проблем с коррозией. Буровой подрядчик, осуществляющий эксплуатацию бурильных труб, должен иметь разработанную процедуру оценки коррозионного воздействия с использованием купонных колец и обеспечить, при необходимости, установку купонных колец как по требованию ОГ, так и в рамках реализации собственных процедур по контролю коррозии.

## ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КОРРОЗИИ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. Алюминий обладает хорошей коррозионной стойкостью за счет образования оксидной пленки на его поверхности. Критическое влияние на коррозионную стойкость оказывает рН среды. Оксид алюминия на поверхности металла образуется только в интервале рН от 3 до 9. Коррозионное поражение ЛБТ из алюминиевых сплавов резко возрастает при показателях рН среды ниже 4 и более 10,5. При использовании ЛБТ в среде буровых растворов на водной основе всегда следует оценивать риски коррозионного повреждения и поддерживать требуемый уровень рН бурового раствора.
    2. Алюминиевые сплавы подвержены сильной коррозии в щелочной среде, имеющей высокие значения рН. Не допускается использование ЛБТ в средах, имеющих показатели рН, превышающие предельные значения, рекомендованные изготовителем. Не допускается использование систем буровых растворов с высоким значением рН, например известковых или силикатных растворов, в скважинах, строительство которых осуществляется с применением алюминиевых труб. Почернение алюминиевых труб может быть признаком воздействия силикатов на алюминиевый сплав посредством щелочного вытравливания. Для предотвращения данного явления необходимо понизить рН до 8.
    3. Дополнительную оценку рисков следует провести при установке цементных мостов и цементировании хвостовиков. Цементный раствор имеет высокий pH, что может привести к значительной коррозии ЛБТ.
    4. Скорость коррозии ЛБТ в буровом растворе повышается с увеличением температуры среды. При планировании эксплуатации ЛБТ в условиях температур более 80°, следует увеличить частоту замера износа труб по толщине стенки в 2 раза.
    5. При повышенных температурах, кроме общей коррозии, большую опасность представляет межкристаллитная коррозия. При этом виде поражения внешний вид алюминиевых труб не меняется, а их способность выдерживать эксплуатационные нагрузки, особенно динамические, резко падает. Основным фактором, способствующим появлению межкристаллитной коррозии, является длительное время пребывания труб в зоне повышенных температур и смена температуры в процессе эксплуатации. Определить появление межкристаллитной коррозии как визуально, так и средствами неразрушающего контроля невозможно. Поэтому трубы, которые находились более 500 часов в зоне температур выше допустимых пределов, указанных в паспорте ЛБТ, необходимо выводить из эксплуатации.
    6. Алюминиевые сплавы, из которых изготавливаются ЛБТ, практически нейтральны к содержанию как сероводорода, так и углекислого газа. Однако при эксплуатации в таких средах следует обращать внимание на состояние стальных замков ЛБТ на наличие следов коррозионного поражения.
    7. При наличии в составе бурильной колонны ЛБТ запрещается использование растворов соляной (HCl) и плавиковой (HF) кислоты, так как они имеют низкие значения рН и при установке этих кислотных ванн оксидная пленка на поверхности ЛБТ полностью разрушается, что приводит к интенсивной коррозии ЛБТ вплоть до полного их разрушения. Допускается применение сульфаминовой кислоты (HSO3NH2), которая достаточно интенсивно реагирует с карбонатами, не подвергая коррозии ЛБТ.

## ТРАНСПОРТИРОВКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

* + 1. При перевозке бурильных труб и иных элементов бурильной колонны следует использовать специализированный транспорт, обеспечивающий механизированную погрузку и разгрузку труб. Транспортировка ведущих бурильных труб допускается только в защитных пеналах, изготовленных из стальных труб соответствующего диаметра.
    2. После погрузки на транспортное средство трубы должны быть надежно закреплены в соответствии с разрешенной схемой укладки и посредством использования дополнительных боковых стоек. Концы труб при транспортировке не должны выступать за габариты транспортного средства более чем на 1 метр.
    3. Запрещается транспортировка элементов бурильной колонны волоком, их сбрасывание, удары друг о друга и о металлические предметы.
    4. Погрузку, разгрузку и укладку бурильного инструмента необходимо производить при помощи грузоподъемных машин и механизмов с использованием специальных траверс или строп в соответствии с разрешенными схемами строповки.
    5. При транспортировке и перемещении труб и элементов КНБК в зимних условиях следует учитывать риск хрупкого разрушения металла при низкой температуре окружающей среды и/или образования микротрещин. Запрещается транспортировка и перемещение бурильных труб и элементов бурильной колонны при температуре окружающей среды ниже -40°.

## ХРАНЕНИЕ ТРУБ И ЭЛЕМЕНТОВ КНБК

* + 1. Трубы складируются и хранятся на стеллажах раздельно по типоразмерам. На одном стеллаже укладываются трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, тип, класс и направление резьбы. Запрещается укладывать трубы непосредственно на землю, рельсы или бетонный пол.
    2. При укладке труб на стеллажи:
* рабочая (опорная) поверхность стеллажей с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб должна быть горизонтальной и расположена на высоте не менее 0,5 м;
* высота штабеля труб на стеллажах не должна превышать 3,0 м, при этом трубы должны быть закреплены стойками во избежание их скатывания;
* при укладке труб в несколько рядов между каждым рядом должно быть проложено не менее трех деревянных прокладок толщиной 35-40 мм, шириной 50 мм, предотвращающих касание замковых соединений между трубами в рядах;
* каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой, указывающей основные характеристики уложенных труб;
* для предотвращения попадания в комплект неучтенных труб, при хранении комплектов бурильных труб, каждый комплект бурильных труб должен храниться на отдельном стеллаже.
  + 1. Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химически активные материалы, способные вызвать коррозию труб, замков и переводников.
    2. Условия хранения переводников и центраторов, рассортированных по типоразмерам, должны обеспечивать их укрытие от атмосферных осадков.
    3. Резьба труб и элементов КНБК должна быть покрыта антикоррозионной смазкой и защищена предохранительными деталями (в соответствии с требованиями подразделов 4.4, 4.5 настоящих Типовых требований).
    4. При выводе бурильного инструмента из эксплуатации на длительное хранение выполняется комплекс работ по консервации труб. Консервация бурильного инструмента должна обеспечить предотвращение коррозии под действием факторов внешней среды в течение не менее 12 месяцев. Проведение работ по консервации должно быть оформлено актом по форме собственника бурильного инструмента с указанием перечня выполненных работ и материалов, используемых для консервации.
    5. Комплекты левых бурильных труб должны проходить процедуру консервации после каждого использования на скважине.
    6. Если период хранения труб и элементов КНБК превышает 9 месяцев, то должно быть предусмотрено проведение периодической проверки их состояния и проведения работ по переконсервации. Переконсервация должна включать поверхностный осмотр труб и элементов КНБК на наличие признаков коррозии и обновление защитных покрытий на теле и резьбе труб и элементов КНБК. Работы по переконсервации должны проводиться в теплое время года при температуре воздуха выше 0 градусов.

# ТРЕБОВАНИЯ К ИНСПЕКЦИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

## КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. В настоящих Типовых требованиях используется классификация бурильных труб по износу по ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008), соответствующая классификации стандарта API RP 7G-2-2009. Классификация устанавливает предельные значения степени износа и повреждения бурильных труб и замков. Указанный класс бурильной трубы определяет критерии приемки, которые должны применяться инспектором, и нагрузки, которые можно безопасно прикладывать к компонентам. По ГОСТ 33006.2-2014   
       (ISO 10407-2:2008) по износу трубы разделяют на Премиум класс, имеющий минимальный износ, 2 класс и 3 класс (брак). Классификация тела бурильных труб по износу приведена в   
       Таблице 5.

**Таблица 5**

**Классификация тела бурильных труб по износу**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ПАРАМЕТР КЛАССИФИКАЦИИ** | **КЛАСС ТРУБ** | | |
| **КЛАСС ПРЕМИУМ** | **КЛАСС 2** | **КЛАСС 3 (БРАК)** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| Наружная поверхность: | | | |
| Износ трубы по наружному диаметру, остаточная толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 70 | Менее 70 |
| Выбоины и вмятины, % остаточный наружный диаметр | Не менее 97 | Не менее 96 | Менее 96 |
| Смятие и сужение, % остаточный наружный диаметр | Не менее 97 | Не менее 96 | Менее 96 |
| Царапины и надрезы в зоне посадки на клинья: |  |  |  |
| Глубина в % от средней толщины стенки\* в данной зоне | Не более 10 | Не более 20 | Более 20 |
| Остаточная толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 80 для поперечных дефектов и 70 для продольных | Менее 80 для поперечных дефектов и 70 для продольных |
| Сужение трубы при вытяжке, % от номинального диаметра | Не менее 97 | Не менее 96 | Менее 96 |
| Увеличение диаметра при сжатии трубы, % от номинального диаметра | Не более 103 | Не более 104 | Более 104 |
| Наружная коррозия, остаточная толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 70 | Менее 70 |
| Продольные царапины и надрезы,  оставшаяся толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 70 | Менее 70 |
| Поперечные царапины и надрезы,  оставшаяся толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 80 | Менее 80 |
| Трещины\*\* | Нет | Нет | Нет |
| Внутренняя поверхность: | | | |
| Коррозионные язвы (питтинг), остаточная толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 70 | Менее 70 |
| Эрозия и износ стенок с внутренней стороны, остаточная толщина стенки, % от номинальной | Не менее 80 | Не менее 70 | Менее 70 |
| Трещины\*\* | Нет | Нет | Нет |

*Примечание:*

*\*Средняя толщина стенки определяется измерением толщины стенки на обеих сторонах от царапины или вмятины. Глубина берется по максимальному значению для данного дефекта.*

*\*\*При любом износе по другим параметрам, трубы с обнаруженными трещинами или промывами должны быть отбракованы.*

* + 1. Предельные значения измеряемых размеров для классификации тела бурильной трубы по износу приведены в [Приложении 5](#приложение5) настоящих Типовых требований.
    2. В качестве критерия присвоения класса износа бурильным трубам по износу замкового соединения принимается прочность замкового соединения на кручение не менее 80 % для прочности на кручение тела трубы соответствующего класса износа.
    3. Для бурильных труб с замками уменьшенного диаметра, изначально имеющих соотношение прочности на кручение для бурильного замка и тела трубы менее 80 %, допускается использовать класс «Премиум с уменьшенным моментом кручения». При этом допустимый момент кручения для замкового соединения должен составлять не менее 60 % аналогичного показателя для тела трубы.
    4. Большинство упорных замковых упорных соединений бурильных труб имеет прочность ниппеля ниже, чем прочность муфты замкового соединения. Таким образом, для таких соединений допустим некоторый износ замкового соединения по наружному диаметру без снижения эксплуатационных характеристик замкового соединения. Величину допустимого износа замкового соединения по наружному диаметру, до которой не происходит снижение прочности на кручение замкового соединения, следует уточнять у производителя бурильных труб. В руководстве по эксплуатации бурильных труб, поставляемое собственником бурильных труб вместе с комплектом бурильных труб, должен быть включен график зависимости допустимого момента кручения и рекомендуемого момента свинчивания от остаточного диаметра бурильного замка. В качестве справки значения допустимого момента и износа по классам износа для некоторых замковых соединений бурильных труб приведены в [Приложении 6](#приложение6) настоящих Типовых требований.
    5. Исходя из условий эксплуатации, при планировании скважин могут устанавливаться повышенные требования к величине допустимого износа замковых соединений, чем это установлено для присвоенного класса износа. В этом случае требования по допустимому износу по наружному диаметру замка и моменту свинчивания должны быть четко указаны в задании на проведение инспекции, актах о проведенной инспекции и внесены в паспорт комплекта бурильных труб.
    6. В процессе эксплуатации износ резьбы должен контролироваться по расстоянию между упорным торцом муфты и ниппеля (или резьбового шаблона) при выводе резьбы из зацепления (параметр H). Минимальные значения параметра H, соответствующие каждому классу износа, должны быть приведены в руководстве по эксплуатации бурильных труб. Справочная информация по минимальным значениям параметра Н приведена в   
       [Приложении 7](#приложение7) настоящих Типовых требований.
    7. Трубы с поврежденной резьбой и поверхности уплотнительного торца подлежат отбраковке.
    8. Для ЛБТ при начислении класса износа следует использовать указания и критерии изготовителя труб.

## КАТЕГОРИИ ИНСПЕКЦИИ

* + 1. Контроль состояния бурильной колонны проводится периодически, с применением средств неразрушающего контроля. Периодичность проверки и применяемые методы инспекции должны быть определены исходя из условий строительства скважин.
    2. В настоящем разделе устанавливаются для бурильного инструмента 5 категорий инспекций, соответствующих сервисным категориям по DS-1.
    3. Критерии отнесения скважин, строящихся на месторождениях Компании к сервисным категориям приведены в Таблице 6.
    4. Если хотя бы один параметр скважины относится к более высокой категории, то инспекция должна быть проведена по данной высшей категории. В случае использования нескольких комплектов бурильного инструмента разного типоразмера на одной скважине следует рассматривать отдельно условия их эксплуатации для определения соответствующей категории инспекции.

Таблица 6

**Определение сервисной категории для проведения инспекции**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **СЕРВИСНАЯ КАТЕГОРИЯ** | **ГЛУБИНА ПО СТВОЛУ** | **МАКСИМАЛЬНЫЙ ЗЕНИТНЫЙ УГОЛ** | **ДЛИНА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА** | **ТРАНСПОРТНАЯ ДОСТУПНОСТЬ** | **СПЕЦИФИКА ПРОЕКТА, ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | До 1500 | До 30 градусов | Нет | Развитая транспортная инфраструктура. Вблизи баз обеспечения. | Стандартные условия бурения, нет дополнительных рисков |
| 2 | До 2500 | До 45 градусов | Нет | Доставка дополнительных материалов и инструмента в течение 1 суток |
| 3 | От 2500 до 4000 | Без ограничения | До 1000 м | Применение при бурении дорогостоящих КНБК с телесистемами |
| 4 | До 5000 | До 2000 м | Работа с сезонным, вертолетным доступом | Наличие в разрезе сероводорода, скважины с забойной температурой более 150℃ |
| 5 | Без ограничения | Без ограничения, все многозабойные скважины |

**Категория 1:** При возникновении неисправностей в бурильной колонне, издержки вследствие отказа оборудования насколько малы, что затраты на тщательную инспекцию не будут оправданы.

**Категория 2:** Применяется для условий бурения, в которых риск отказа бурильной колонны по опыту бурения является минимальным.

**Категория 3:** Применяется для условий, в которых оправдано проведение инспекции неразрушающими методами контроля.

**Категория 4:** Условия бурения более сложные, чем в категории 3. Значительные затраты на ловильные работы или потери части ствола скважины вероятны, в случае выхода из строя бурильной колонны. Кроме того, должны быть приняты во внимание риски усталостного разрушения элементов бурильной колонны, связанные с наличием в разрезе крепких пород, сложным профилем скважины.

**Категория обслуживания 5:** Тяжелые условия бурения. Несколько факторов объединяются, что делает стоимость возможной неудачи очень высокой

## КРИТЕРИИ ПРИЕМКИ

* + 1. В Программе бурения должны быть четко определены действующие критерии приемки, соответствующие проектным ограничениям и подтвержденными инженерными расчетами прочности бурильной колонны.
    2. При формировании Программы бурения технические характеристики новой бурильной трубы не должны быть приняты, как предельные значения при ее эксплуатации. При использовании новых бурильных труб и до момента проведения их плановой инспекции следует принимать технические характеристики, соответствующие минимальному классу износа (класс премиум), в качестве предельных значений при эксплуатации.
    3. К эксплуатации допускаются только признанные годными к приемке элементы бурильной колонны.
    4. Трубы с присвоенным износом Класса 3 к эксплуатации не допускаются. Для скважин сервисных категорий 3, 4 и 5 допускается только применение труб с параметрами не ниже премиум класса. Для категорий 1 и 2 может быть допущено использование труб класса 2, если возможность их безаварийного использования подтверждена инженерными расчетами и обоснованиям в рабочей документации на строительство скважины и прямо указана в Программе бурения.
    5. При определении допустимого износа замковых соединений должен быть принят во внимание требуемый момент свинчивания замковых соединений, который определяет ограничения по крутящему моменту для бурильной колонны в процессе работы. Определение допустимого момента должно быть сделано на основании графика зависимости рекомендуемого момента свинчивания от наружного диаметра замкового соединения. Для оценки износа упорных замковых соединений всех элементов бурильной колонны должны быть установлены критерии приемки по остаточному диаметру муфты и ниппеля, остаточной ширине упорных торцов, величине критерия Н (глубине посадки ниппеля в муфту).
    6. Критерии приемки тела ТБТ и УБТ должны устанавливаться путем указания минимально допустимого значения оставшейся толщины труб. Стандартные значения толщины обычно составляют 80, 90 и 95 % от толщины новой трубы номинального размера. Допустимый износ ТБТ, УБТ должен составлять 20 % от номинальной толщины стенки, трубы с большим износом должны быть отбракованы и выведены из эксплуатации. Дополнительно к элементам КНБК с протекторными утолщениями, например к гибким («флэкс») немагнитным УБТ, устанавливаются требования по допустимому износу по разнице радиусов протекторного утолщения и основного тела данного элемента КНБК, которая не должна быть менее 50 % от номинального значения для новой трубы.
    7. Стандартная форма заказа на инспекцию бурильной колонны приведена в   
       [Приложении 9](#приложение9) настоящих Типовых требований.

## ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИНСПЕКЦИИ

* + 1. Минимальные требования к периодам проведения инспекции приведены в   
       Таблице 7.

**Таблица 7**

**Минимальные требования к периодичности проведения**

**инспекции бурильного инструмента**

| **КОМПОНЕНТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ** | **СЕРВИСНАЯ КАТЕГОРИЯ\*** | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2-3** | **4-5** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| Бурильная труба и ведущая бурильная труба | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения |
| через каждые 2500 циркуляции | через каждые 2500 циркуляции | максимум 1500 часов циркуляции |
| ЛБТ | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения |
| Через каждые 2500 часов циркуляции | Через каждые 2500 часов циркуляции | Через каждые 1500 часов циркуляции |
| ТБТ | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения |
| (± 10 %) / через каждые 800 часов циркуляции | (±10 %) / через каждые 600 часов циркуляции | (± 10 %) / через каждые 500 часов циркуляции |
| УБТ | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения | Перед началом использования в рамках кампании бурения |
| (± 10 %) / через каждые 400 часов циркуляции | (± 10 %) / через каждые 300 часов циркуляции | (± 10 %) / через каждые 250 часов циркуляции |
| Переводники КНБК и секций бурильной колонны | Максимум 400 часов | Максимум 300 часов | Перед доставкой на буровую  максимум 250 часов |
| Специальный инструмент (ясы / телеметрические приборы/ забойные двигатели, стабилизаторы) | Максимум 400 часов | Перед доставкой на буровую  максимум 300 часов | Перед доставкой на буровую  максимум 250 часов |
| Рабочие переводники ведущей трубы, верхнего привода | Через каждые 500 циклов свинчивания и развинчивания | Перед доставкой на буровую.  Через каждые 350 циклов свинчивания и развинчивания | Перед доставкой на буровую.  Через каждые 350 циклов свинчивания и развинчивания |

*Примечание: \*Методы инспекции применительно к сервисным категориям указаны в Таблицах 8-10.*

* + 1. Все элементы комплекты бурильных труб, ТБТ и УБТ должны быть проинспектированы до начала их эксплуатации. Собственник бурильного инструмента должен при доставке комплекта труб в рамках мобилизации на проект предоставить сертификаты о проведении инспекции, проведенные после окончания предыдущей кампании бурения. Если с момента окончания работ на предыдущей кампании прошел срок более 3 (трех) месяцев, то должны быть предоставлены акты по форме собственника бурильного инструмента о проведении работ по консервации труб и проведении работ по их выводу из консервации. Допускается проведение инспекции, как перед консервацией бурильного инструмента, так и при выводе их из консервации.
    2. Допускается не проводить инспекцию новых, поступивших с завода или выводимых из консервации элементов бурильной колонны, если они имеют полный комплект требуемой документации от завода-изготовителя и не превышен гарантийный срок их хранения. Для таких элементов бурильной колонны должна быть выполнена сверка номеров с заводским сертификатом и визуальный осмотр на предмет отсутствия следов коррозии и механических повреждений при транспортировке и хранении, наличия защитных покрытий и протекторов.
    3. Учитывая повышенные риски усталостного разрушения, для сервисных категорий 4 и 5 все переводники, а также все элементы КНБК должны пройти инспекцию в условиях базы перед доставкой на буровую.
    4. Все специальные инструменты, включаемые в состав КНБК при бурении, в т.ч. забойные двигатели, элементы телесистемы, ясы, стабилизаторы, а также рабочие (предохранительные) переводники ведущей трубы или СВП должны пройти инспекцию в условиях базы перед доставкой на буровую. Исключение может быть сделано для скважин, на которых предусматривается выполнение инспекции первой сервисной категории.
    5. При планировании инспекций должны быть приняты во внимание реальные условия работы бурильной колонны. При приложении к бурильной колонне ударных нагрузок при работе яса при ликвидации прихвата, после полета инструмента, в случае выявления усталостных трещин (промывов, сломов) следует провести внеочередную инспекцию элементов бурильной колонны. УБТ, предохранительные и переходные переводники допускается проверить непосредственно на буровой перед их повторным использованием, но весь специальный инструмент (ясы / телеметрические приборы / забойные двигатели) подлежит специализированной проверке на предмет соответствия DS-1, наличию усталостного износа, а также функциональной исправности на базе техобслуживания в соответствии с руководством по эксплуатации данного инструмента. Решение о вывозе комплекта бурильного инструмента с буровой на внеочередную инспекцию должно основываться на оценке возможности проведения инспекции на буровой, принимая во внимание погодные условия для проведения работ.
    6. Инспекция комплекта левых бурильных труб, предназначенных для ликвидации аварий, должна проводится каждый раз после ликвидации аварий, если нагрузки превышали 80% от допустимых для данного инструмента или проводились работы с ударами ясом. Инспекция комплекта левых труб должна проводиться в соответствии с требованиями сервисной категории 4 DS-1.

## ЗАДАЧИ ИНСПЕКЦИИ

* + 1. При выдаче заданий на проведение инспекции бурильного инструмента должны быть четко сформулированы задачи проведения инспекции. При проведении инспекции должны быть решены две основные задачи:
* исключить из состава бурильной колонны изношенные элементы, не соответствующие расчетным нагрузкам;
* устранить компоненты, имеющие усталостные трещины и/или имеющие высокий риск их образования.
  + 1. Первая задача состоит в том, чтобы убедиться, что элементы бурильной колонны имеют износ, при котором допустимая нагрузка на каждый компонент соответствует требуемому значению. Это относится, прежде всего, к бурильным трубам, допустимая нагрузка на которые значительно ниже нагрузки на более тяжелые компоненты КНБК и которые подвергаются более высоким крутящим и растягивающим нагрузкам.
    2. Вторая задача заключается в выявлении и устранении компонентов, имеющих усталостные трещины или характеризующиеся повышенным риском их возникновения. Обнаружение усталостных трещин на бурильной трубе требует использования специализированного оборудования и должно быть выполнено специально обученными специалистами подрядной организации по инспекции элементов бурильной колонны. Проведение данного вида инспекции, если нет возможности приостановить работу буровой установки на несколько дней, целесообразно планировать на трубной базе. Исключение составляет инспекция соединений КНБК на предмет наличия усталостных трещин, которая может быть успешно проведена непосредственно на буровой установке, при условии, что проведение инспекции не приведет к простою буровой.
    3. При разработке Программы бурения должны быть выявлены секции бурильной колонны, в которых имеется риск накопления суммарного усталостного износа и выданы рекомендации по проведению инспекций бурильных труб данных секций.

## ПРОЦЕДУРЫ ИНСПЕКЦИЙ

Рекомендуется проведение инспекций, предусмотренных DS-1. Для справки в настоящих Типовых требованиях указан соответствующий метод контроля с указанием ссылок на разделы DS-1, описывающие соответствующие процедуры.

## ИНСПЕКЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. В Таблице 8 указан перечень методов контроля при инспекции тела бурильных труб.

**Таблица 8**

**Инспекция тела трубы**

| **НАИМЕНОВАНИЕ МЕТОДА** | **НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА** | **ИНСПЕКТИРУЕМАЯ ЧАСТЬ ТРУБЫ** | **№ ПУНКТА ПО DS-1** | **СЕРВИСНАЯ КАТЕГОРИЯ** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | | | | |
| Визуальный осмотр трубы | Замер поверхностных дефектов, проверка отсутствия деформации, УЗТ | По всей длине трубы, освещение и осмотр внутренней поверхности концов трубы | 3.4 |  |  |  |  |  |
| Измерение наружного диаметра трубы | Проверка износа по наружному диаметру | По всей длине трубы с использованием измерительных приборов или калибров | 3.5 |  |  |  |  |  |
| УЗТ стенок | Определение остаточной толщины стенки трубы в отдельных точках | По окружности с шагом не более 25 мм: по центру трубы и на изношенных участках по указанию Заказчика | 3.6 |  |  |  |  |  |
| Электромагнитная дефектоскопия | Выявление поперечных трещин и объемных дефектов | По всей длине трубы | 3.7 |  |  |  |  |  |
| УЗК по всей длине\* | Выявление трещин, избыточной потери толщины стенки, отслеживание толщины стенки по длине трубы | Для труб с внутренней высадкой – от замка до замка.  Для труб с наружной высадкой – от высадки до высадки | 3.31, 3.32 |  |  |  |  |  |
| Магнитопорошковая дефектоскопия\*\* | Выявление трещин, объемных дефектов | Тело трубы на 915 мм от заплечика замка ниппеля и 1220 мм от заплечика замка муфты. | 3.9 |  |  |  |  |  |
| УЗК критических зон | Выявление поперечных и объемных дефектов на наружной и внутренней поверхности трубы | Тело трубы на 915 мм от заплечика замка ниппеля и 1220 мм от высадки замка муфты | 3.10 |  |  |  |  |  |
| Анализ документации | Прослеживаемость происхождения труб, свойств материала | Сертификаты и акты анализов материала, заводские сертификаты, заводские номера, акты анализа свойств материала | 3.34 |  |  |  |  |  |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Обязательное требование |
|  | Необязательное требование (при указании в спецификации Заказчиком) |
|  | Не требуется |

*Примечание:*

*\*Рекомендуется проводить вместо электромагнитной дефектоскопии в случаях, если замеренная толщина стенки больше чем 10 мм или подтверждение толщины стенки по всей длине колонны является критичным.*

*\*\*Для немагнитных элементов бурильной колонны вместо магнитопорошковой дефектоскопии может быть применен цветной капиллярный метод.*

* + 1. При наличии внутреннего покрытия оценка состояния внутреннего покрытия является частью визуальной инспекции по процедуре 3.4 DS-1. Отметка состоянии внутреннего покрытия должна быть сделана в баллах от 1 до 4 в соответствии с указаниями процедуры 3.4. DS-1.
    2. При инспекции ЛБТ следует выполнять рекомендации по методам и зонам инспекции, указанные производителем данных труб.

## ИНСПЕКЦИЯ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

* + 1. В Таблице 9 указан перечень методов контроля при инспекции замковых соединений бурильных труб.

**Таблица 9**

**Инспекция замковых соединений**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **НАИМЕНОВАНИЕ МЕТОДА** | **НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА** | **ИНСПЕКТИРУЕМАЯ ЧАСТЬ ЗАМКА** | **№ ПУНКТА ПО DS-1** | **СЕРВИСНАЯ КАТЕГОРИЯ** | | | | |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | | | | |
| Визуальный осмотр и замер соединений | Отсутствие деформации, проверка калибром и шаблоном резьбы | Состояние торцовых уплотнений, резьбы | 3.11 |  |  |  |  |  |
| Контроль размеров – уровень 1 | Расширенный замер размеров бурильных замков, выполненных по стандарту API Spec 7, или иных не запатентованных соединений | Наружный и внутренний диаметр, ширина упорного торца муфты, высоту зоны захвата ключа | 3.12 |  |  |  |  |  |
| Контроль размеров – уровень 2 | Дополнительные измерения помимо Контроля размеров 1 | Проверка резьбы шаблонами и калибрами, замер параметров патентованных резьб | 3.13 |  |  |  |  |  |
| Магнитно-люминесцентная дефектоскопия\* | Выявление усталостных трещин | Резьбы и наружная поверхность замка | 3.15 |  |  |  |  |  |

|  |  |
| --- | --- |
|  | Обязательное требование |
|  | Необязательное требование (при указании в спецификации Заказчиком) |
|  | Не требуется |

*Примечание: \*Вследствие высокой стоимости проведения данного вида инспекции для большого количества соединений бурильных труб, допускается не проводить данный вид инспекции, при условии, что не было отмечено случаев отказа бурильных труб из-за усталостного разрушения. При выявлении усталостных повреждений резьбы (трещин, сломов, промывов) бурильных труб данный вид инспекции следует провести для труб комплекта, или для труб выявленной секции, испытывавшей в процессе работы переменные нагрузки, для труб всех сервисных категорий.*

## ИНСПЕКЦИЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ и ТОЛСТОСТЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. В Таблице 10 указан перечень методов контроля при инспекции УБТ и ТБТ.

Таблица 10

**Инспекция УБТ и ТБТ**

| **НАИМЕНОВАНИЕ МЕТОДА** | **НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДА** | **ИНСПЕКТИРУЕМАЯ ЧАСТЬ ЗАМКА** | **№ ПУНКТА ПО DS-1** | **СЕРВИСНАЯ КАТЕГОРИЯ** | | | | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **1** | | **2** | | **3** | | | **4** | **5** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | | | | | | | | |
| Визуальный осмотр и замер соединений | Отсутствие деформации, проверка калибром и шаблоном резьбы | Резьба | 3.11 |  |  | |  | |  |  | | |
| Визуальный осмотр и замер проточек под элеватор | Замер размеров | Проточки под элеватор и клинья (при их наличии) | 3.18 |  |  | |  | |  |  | | |
| Магнитно-люминесцентная дефектоскопия резьбы в ультрафиолетовом излучении\* | Выявление усталостных трещин | Резьба ниппеля и муфты | 3.15 |  |  | |  | |  |  | | |
| Магнито-порошковая сухая или магнито-люминисцентная дефектоскопия | Выявление трещин на поверхности | Проводится только для ТБТ: по наружному диаметру замкового соединения, зоне 18° заплечика | 3.8 |  |  | |  | |  |  | | |
| Магнитопорошковая дефектоскопия\*\* | Выявление трещин, объемных дефектов | Для ТБТ - 915 мм с каждой стороны | 3.9 |  |  | |  | |  |  | | |
| Контроль размеров – уровень 3 | Замер геометрических размеров резьбовых соединений элементов КНБК, УБТ и ТБТ | Проверка резьбы шаблонами и калибрами, замер параметров патентованных резьб | 3.14 |  |  | |  | |  |  | | |

*Примечание:*

*\*Для немагнитных труб магнитно-люминисцентный метод должен быть заменен проверкой резьбы УЗК и капиллярной дефектоскопией.*

*\*\*Для немагнитных элементов бурильной колонны вместо магнитопорошковой дефектоскопии может быть применен цветной капиллярный метод.*

## ИНСПЕКЦИЯ ПЕРЕВОДНИКОВ

* + 1. Инспекция переводников должна проводиться в полном объеме, не зависимо от сервисной категории, к которой отнесена скважина.
    2. При подготовке к проведению инспекции переводников должны быть отбракованы все переводники, не имеющие номера и/или соответствующего паспорта. Такие переводники к прохождению инспекции и к дальнейшему использованию не допускаются.
    3. В ходе инспекции переводники подлежат визуальному контролю аналогично процедуре для замковых соединений (раздел 3.11 DS-1).
    4. Контроль размеров и параметров резьбы проводится по требованиям, соответствующим уровню 3 (раздел 3.14 DS-1).
    5. Магнитно-люминесцентная дефектоскопия резьбы в ультрафиолетовом излучении проводится для резьбы переводников (процедура 3.15 DS-1). Для немагнитных переводников данная процедура инспекции должна быть заменена на проведение капиллярной дефектоскопии.
    6. Корпус переводника должен быть осмотрен на предмет наличия механических повреждений. Переводники, имеющие на корпусе борозды и вмятины глубиной более 10% от толщины стенки, подлежат отбраковке.
    7. Корпус переводника проверяется магнитно-порошковым методом   
       (процедура 3.9 DS-1). Для немагнитных переводников данная процедура должна быть заменена на проведение капиллярной дефектоскопии. Наличие любых трещин корпуса, не зависимо от их направления, является основанием для отбраковки переводника.
    8. Результаты проведения инспекции переводника должны быть отражены в паспорте переводника. После инспекции переводник должен быть очищен, протерт досуха, смазан. На резьбу переводника должны быть установлены резьбовые предохранительные детали.
    9. После инспекции следует очистить и высушить соединения и предохранительные резьбовые детали, нанести смазку и навернуть предохранительные детали на резьбу. По всей окружности годных к эксплуатации переводников наносится белая полоса шириной 50 мм. Полоса краски должна находиться на расстоянии 150 мм ± 50 мм от торца муфты. Используя кисть или трафарет, на наружной поверхности инструмента наносится надпись о проведении инспекции с указанием даты и названия организации, проводившей контроль.

## ИНСПЕКЦИЯ ВЕДУЩЕЙ ТРУБЫ

* + 1. Инспекция ведущей трубы должна проводиться в полном объеме, не зависимо от сервисной категории, к которой отнесена скважина.
    2. При подготовке к проведению инспекции должна быть проверена маркировка ведущей трубы и наличие паспорта ведущей трубы. Ведущая труба без маркировки и/или паспорта к прохождению инспекции и к дальнейшему использованию не допускается.
    3. Переводники ведущей трубы проверяются в соответствии с процедурами, описанными в разделе 5.10 настоящих Типовых требований.
    4. В ходе проверки проводится:
* **осмотр резьбовых соединений:**
* осмотр резьбовых соединений проводится в соответствии с процедурой 3.11 DS-1, за исключением требований пунктов 3.11.3а и 3.11.4а.
* **контроль размеров верхнего соединения:**
* наружный диаметр муфты замеряется на расстоянии 9,5 мм, ± 3,2 мм от упорного торца. Наружный диаметр муфты должен быть, не менее приведенного в Таблице 11 значения;
* высота зоны захвата ключа на муфте и ниппеле (без учета фаски на наружной стороне) должна составлять не менее 203 мм;
* деформация (раздутие) муфты определяется по замеру диаметра цилиндрической расточки муфты рядом с упорным торцом (за фаской расточки). Снимается два замера по диаметру на участках, расположенных под углом 90 градусов +10 градусов друг к другу. Диаметр цилиндрической проточки муфты не должен превышать значений, приведенных в Таблице 11.

Диаметр фаски не должен превышать значений, приведенных в Таблице 11.

Таблица 11

**Параметры верхнего соединения ведущей трубы**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ТИП РЕЗЬБЫ** | **З-117 (4½ REG)** | **З-161 (6 5/8 REG)** |
| **1** | **2** | **3** |
| Минимальный наружный диаметр, мм | 143,7 | 194,5 |
| Максимальный диаметр фаски, мм | 138,1 | 189,7 |
| Максимальный диаметр цилиндрической расточки, мм | 120,7 | 155,6 |

* **Нижнее соединение**: контроль проводится в соответствии с процедурой 3.13 DS-1, контроль размеров – Уровень 2.
* **Дефектоскопия верхнего и нижнего резьбовых соединений** проводится в соответствии с процедурой 3.15 DS-1, магнитно-люминесцентная дефектоскопия резьбы в ультрафиолетовом излучении.
* **Проверка прямолинейности:**
* Для контроля прямолинейности следует поместить ведущую трубу на стеллаж с тремя точками опоры. Контроль следует осуществлять с проворотом трубы на 360 градусов. При этом следует отметить все участки, где наблюдается искривление трубы. Замер искривления проводится с помощью плетеного шнура, который натягивается по всей длине тела ведущей трубы между замковыми соединениями.
* Измеряется максимальное расстояние между туго натянутым шнуром и телом ведущей трубы. Ведущая труба подлежит отбраковке, в следующих случаях:
* изгиб тела ведущей трубы в рабочей зоне захвата роторных вкладышей превышает 25,4 мм на любом участке длиной 915 мм;
* изгиб трубы на участке рабочей зоны трубы, прилегающем к резьбовому соединению, на 610 мм, превышает 1,6 мм;
* при видимом винтообразном изгибе.
* **Износ граней ведущей трубы:** измеряется ширина зоны износа и контрактный угол (угол между шаблоном, приложенным к зоне износа и плоскостью рабочей грани). Ширина и контактный угол зоны износа говорит о том, какие зазоры существовали в процессе бурения между ведущей трубой и вкладышами ротора под ведущую трубу.
* Широкий профиль износа наряду с малым углом касания – оптимальный вариант. Это говорит о том, что в ходе эксплуатации зазор между ведущей трубой и роторными вкладышами был небольшой.
* Большой угол касания указывает на то, что при эксплуатации был большой зазор. Более широкий профиль износа при большом угле касания говорит о том, что ведущая труба продолжительное время работала при большом зазоре между ней и вкладышами ротора.
* Узкий профиль износа при малом угле касания говорит о том, что ведущая труба работает при малом зазоре, но профиль износа еще до конца не сформировался.

Контактный угол износа рабочих граней ведущей трубы замеряется не менее, чем на шести участках, которые наилучшим образом характеризуют степень износа рабочих граней ведущей трубы. Если среднее значение угла касания превышает допустимое максимальное значение угла, приведенное в Таблице 12, следует обратить внимание на величину зазоров между ведущей трубой и роторными вкладышами.

**Таблица 12**

**Максимально допустимый контактный угол**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **РАЗМЕР ВЕДУЩЕЙ ТРУБЫ, ММ** | **КОНТАКТНЫЙ УГОЛ (ГРАДУСЫ)** | |
| **КВАДРАТНАЯ ТРУБА** | **ШЕСТИГРАННАЯ ТРУБА** |
| **1** | **2** | **3** |
| 63,5 | 17 | - |
| 76,2 | 16 | 12 |
| 88,9 | 15 | 11 |
| 108 | 14 | 10 |
| 13,4 | 13 | 9 |
| 152,4 | - | 8 |

**Магнитопорошковая дефектоскопия тела ведущей трубы:** дефектоскопия проводится по всему телу трубы в соответствии с процедурой 3.9 DS-1, Магнитопорошковая дефектоскопия. Выявление любых трещин является основанием для отбраковки ведущей трубы.

* + 1. После инспекции следует очистить и высушить соединения и предохранительные резьбовые детали, нанести смазку и навернуть предохранительные детали резьбы. По всей окружности годной к эксплуатации ведущей трубы наносится белая полоса шириной 50 мм. Полоса краски должна находиться на расстоянии 300 мм ± 50 мм от муфтового конца. Используя кисть или трафарет, на наружной поверхности инструмента наносится надпись о проведении инспекции с указанием даты и названия организации, проводившей контроль.

## ИНСПЕКЦИЯ СТАБИЛИЗАТОРОВ

* + 1. При подготовке к проведению инспекции должна быть проверена маркировка каждого стабилизатора и наличие паспортов. Стабилизаторы без маркировки и/или паспорта к прохождению инспекции и к дальнейшему использованию не допускается.
    2. В ходе инспекции резьбовые соединения стабилизаторов подлежат визуальному контролю аналогично процедуре для замковых соединений (раздел 3.11 DS-1).
    3. Контроль размеров и параметров резьбы проводится по требованиям, соответствующим уровню 3 (раздел 3.14 DS-1).
    4. Если стабилизатор не удовлетворяет требованиям по длине ловильной шейки и высоте зоны захвата ключа, он должен быть отбракован.
    5. Наружная поверхность корпуса стабилизатора подлежит визуальному осмотру на предмет наличия механических повреждений. Любые борозды, выбоины и аналогичные дефекты, глубина которых превышает 10% от толщины соответствующей стенки, являются основанием для отбраковки.
    6. Диаметр лопастей стабилизатора проверяется по всей длине при помощи кольцевого шаблона. Толщина кольцевого шаблона должна быть не менее 12,7 мм, ширина кольца не менее 19 мм. Внутренний диаметр шаблона должен быть равным номинальному диаметру с допуском размера +0,13 мм, -0 мм. Шаблон соответствующего диаметра должен беспрепятственно проходить по поверхности лопастей, при этом зазор между шаблоном и лопастями не должен превышать 1,6 мм.
    7. Резьбовые соединения стабилизаторов должны проходить магнитно-люминесцентную дефектоскопию в ультрафиолетовом излучении (для справки процедура 3.15 DS-1). Для немагнитных стабилизаторов данная процедура инспекции должна быть заменена на проведение капиллярной дефектоскопии (процедура 3.17 DS-1).
    8. Наружная поверхность стабилизатора подлежит проверки методом магнитно-порошковой дефектоскопии (процедура 3.9 DS-1). В качестве альтернативы может быть проведена магнитно-люминесцентная дефектоскопия в ультрафиолетовом излучении. Наличие любых трещин является основанием для отбраковки, исключение составляют волосовины на поверхностном упрочнении, если они не проникают в металл корпуса. Если стабилизатор изготовлен из немагнитного материала, данная процедура должна быть заменена на проведение капиллярной дефектоскопии.
    9. После проведения инспекции на резьбы наносится смазка и устанавливаются предохранительные резьбовые детали. По всей окружности годного к эксплуатации инструмента наносится белая линия шириной 50 мм. Полоса краски должна находиться на расстоянии 300 мм от торца муфты. На наружной поверхности инструмента наносится надпись о прохождении инспекции с указанием даты и названия организации, проводившей контроль.

## ФОСФАТИРОВАНИЕ РЕЗЬБЫ

* + 1. Все замковые резьбовые соединения после ремонта должны пройти процедуру фосфатирования.
    2. При перенарезке резьбы следует проверить наличие и качество оборудования и материалов для фосфатирования резьбы. Детальная процедура обработки замковых резьб должна быть в наличии у исполнителей работ. Данная процедура должна содержать следующие указания:

1. Контроль параметров раствора для фосфатирования. Для достижения наилучшего результата изменения параметров раствора для фосфатирования должны контролироваться и измеряться. В инструкции должны быть указаны допустимые пределы изменения, методы измерений и периодичность измерения для следующих параметров:
   * температура раствора и ванны для фосфатирования;
   * концентрация кислоты;
   * прочие параметры, рекомендованные для мониторинга и контроля производителем оборудования и материалов.
2. Подготовка соединений. Должны быть описаны все операции по обеспечению подготовки поверхности резьбовых соединений к фосфатированию, а также все мероприятия по контролю качества их проведения. Подготовка может проводится механическим способом (например, дробеструйной обработкой), химическим способом (например, моющим раствором) или сочетанием обоих способов.
3. Процесс фосфатирования. Должны быть пошагово описаны все процедуры процесса фосфатирования резьбовых соединений, включая:
   * предварительную промывку (если необходимо);
   * время обработки;
   * размещение насадок и давление (если обработка проводится распылением в струйной камере);
   * обработку после фосфатирования и нейтрализацию фосфатирующего раствора;
   * ограничение разрыва по времени между отдельными технологическими операциями процесса;
   * прочие ключевые требования исходя из специфики технологического процесса и применяемого оборудования и материалов.
4. Критерии приемки или отбраковки результатов фосфатирования. Должны быть четко описаны процедуры контроля качества результатов процесса фосфатирования, включая однозначно определенные критерии, по которым принимаются или отбраковываются результаты фосфатирования.
5. Система контроля качества. Должны быть описаны все периодические контрольные тесты, требующиеся для подтверждения стабильных приемлемых результатов фосфатирования. Она может включать инструкции по фосфатированию, измерению и записи результатов фосфатирования весовых купонов. Должны иметься в наличии записи за последний год о замере параметров фосфатирующего раствора, добавок химреагентов и обработке раствора.
   * 1. Применяемое оборудование для замера температуры должно быть откалибровано с периодичностью не реже, чем раз в год и иметь соответствующий сертификат о калибровке.
     2. После фосфатирования должна проводиться проверка качества нанесения покрытия. Визуальный осмотр после фосфатирования должен проводиться для 100% обработанных резьбовых соединений. Фосфатное покрытие должно покрывать всю резьбу и всю поверхность уплотнительных торцов замкового соединения. Любые видимые пропуски покрытия должны быть поводом для отбраковки замкового соединения. Фосфатное покрытие должно выглядеть однородным, мелкокристаллическим и одноцветным от светло до темно-серого цвета. Должны быть забракованы резьбовые соединения при наличии пятен, полос, любых оттенков красного цвета (налет ржавчины) или крупных кристаллов, которые можно смыть с поверхности с помощью ветоши.
     3. Фосфатное покрытие должно иметь хорошую адгезию к поверхности металла. Если качество прилегания покрытия к металлу вызывает вопросы, то должен быть проведен тест покрытия с применением стирательной резинки для карандашей с приложением на неё умеренной нагрузки. Если по результатам этого теста остается голая поверхность металла или на стирательной резинке остаются следы фосфатного покрытия, это является свидетельством того, что фосфатное покрытие не достаточно качественно нанесено. Такие замковые соединения подлежат отбраковке.
     4. Рыхлые отложения или белый порошок на поверхности резьбового соединения после фосфатирования обычно свидетельствуют о проблемах в процессе фосфатирования. Такие отложения с обработанной поверхности следует удалить с использованием неметаллической щетки. Если при этом не удается удалить налет, или вместе с налетом удаляется фосфатное покрытие, то такие резьбовые соединения подлежат отбраковке.
     5. После фосфатирования все прошедшие контроль качества резьбовые соединения должны быть покрыты резьбовой или консервационной смазкой, включая всю поверхность резьбы, уплотнительных торцов, конца ниппеля. Предохранительные резьбовые детали должны быть навернуты с приложением момента от 70 до 140 Н\*м. Предохранительные детали должны быть чистыми и сухими.
     6. Допускается вместо фосфатирования использовать медное или цинковое покрытие резьбового соединения.
     7. При термообработке бурильных труб при проведении таких операций, как, например, подготовка трубы к нанесению внутреннего покрытия, нанесение на замки твердосплавного покрытия, должно быть принято во внимание влияние процесса термообработки на покрытие резьбового соединения. Если режимы термообработки превышают допустимые для фосфатного (или иного) покрытия резьбового соединения, то покрытие резьбы должно быть выполнено заново.
     8. Резьбы после нанесения покрытия должны пройти приработку в соответствии с требованиями подраздела 4.6 настоящих Типовых требований.

## ПРОВЕРКА ИЗНОСА ТВЕРДОСПЛАВНОГО ПОКРЫТИЯ

* + 1. Твердосплавное покрытие должно проверяться визуальным осмотром. Если при осмотре обнаружены сколы, отслоение или отсутствие покрытия более чем на 1,6 мм по диаметру, то такое покрытие следует удалить.
    2. После удаления покрытия и охлаждения труб до температуры окружающей среды следует провести магнитно-порошковую дефектоскопию зоны покрытия и примыкающего участка длиной 150 мм. Трубы с любыми выявленными трещинами подлежат отбраковке.

## ПРОВЕРКА ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ ПОДЪЕМЕ ИЗ СКВАЖИНЫ

* + 1. Проверка износа бурильных труб при подъеме из скважины предназначена исключительно для отбраковки по износу бурильных труб, которые изначально были признаны годными к эксплуатации. Данная процедура включает только контроль толщины стенки бурильных труб и оценку износа бурильных замков непосредственно на буровой площадке. Измерения включают замеры наружного диаметра бурильного замка и определение минимальной толщины стенки тела трубы.
    2. Наружный диаметр муфты бурильного замка проверяется минимальным калибром-скобой, выбранным исходя из допустимого проектной и рабочей документацией на бурение скважины класса износа бурильных труб. Замер диаметра проводится в двух взаимно-перпендикулярных направлениях. Если хотя бы по одному направлению шаблон проходит, то труба подлежит отбраковке.
    3. Для определения толщины стенки используется УЗТ (процедура 3.6 DS-1). С учетом того, что со стенками скважины соприкасаются в наибольшей степени бурильные замки, то при отсутствии проблемы с износом замков, в прилегающих к замкам участках бурильной трубы износ маловероятен. Наибольший износ тела трубы следует ожидать в центральной части трубы, где и рекомендуется проводить замер толщины стенки. Замер толщины стенки должен проводиться в четырех точках, расположенных на равных расстояниях по окружности трубы. Любые показатели, которые не отвечают установленным требованиям к толщине стенки, являются основанием для отбраковки трубы. Кроме замера толщины стенки контроль износа тела трубы может проводиться замером остаточного наружного диаметра тела трубы калибром-скобой. Если тело трубы не проходит минимальный для установленного предельного износа калибр-скобу, то трубы считаются годными к эксплуатации.
    4. При использовании буровых установок, оснащенных верхним приводом, следует учитывать, что постоянно нахождение трубы в элеваторе увеличивает износ бурильной трубы в зоне посадки трубы на клинья. В данной зоне также должен проводиться замер остаточной толщины стенки методом УЗК.
    5. При использовании ЛБТ с протекторным утолщением следует замерять остаточную толщину стенки в зоне номинального диаметра (зоне посадки на клинья).
    6. Для сокращения затрат, может быть принято решение о проведении инспекции только секции труб, работающих в наиболее жестких условиях эксплуатации, установленных в Программе бурения, и, если не выявлен избыточный износ, считается, что трубы, которые эксплуатируются в менее жестких условиях, пригодны к эксплуатации без инспекции.
    7. Минимальными требованиями по частоте проведения проверки износа бурильных труб при подъеме из скважины приведены в Таблице 13.

Таблица 13

**Периодичность проверки износа**

|  |  |
| --- | --- |
| **ВИД ПРОВЕРКИ** | **ПЕРИОДИЧНОСТЬ, ЧАСОВ ЦИРКУЛЯЦИИ** |
| **1** | **2** |
| Проверка износа замков и тела трубы калибрами-скобами | 150 |
| Проверка износа замков и тела трубы калибрами-скобами и толщины стенки тела трубы | 300 |

* + 1. При применении бурильных труб с замками уменьшенного диаметра, например, используемых при зарезке (бурении) боковых стволов 89 мм бурильных труб с замками диаметром 104,8 мм диаметр муфт следует проверять перед началом работ на каждой скважине и в процессе работы не реже чем через 100 часов циркуляции.
    2. Результаты проверки оформляются актом по форме собственника бурильного инструмента, делается соответствующая запись в паспорте комплекта бурильных труб. Все бурильные трубы, не соответствующие условиям эксплуатации по классу износа, должны быть соответствующим образом маркированы и вывезены с буровой.
    3. Визуальный осмотр тела трубы, состояния резьбы и упорных торцов, замер зазора между упорными торцами при посадке ниппеля в муфту (критерий Н) должны осуществляться силами буровой бригады при выполнении СПО. Трубы и элементы КНБК с любыми повреждениями резьбы, поверхности уплотнительных торцов должны быть отбракованы. Также подлежат отбраковке резьбовые соединения, если после наворота с приложением рекомендуемого момента свинчивания остался зазор между упорными торцами ниппеля и муфты.

## ИНСПЕКЦИЯ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

* + 1. Абразивный износ ЛБТ распределяется по длине и периметру трубы неравномерно. Максимальному наружному износу подвергается средняя часть трубы. Гидроабразивному износу подвержены зоны, прилегающие к замковому соединению и внутренним высадкам труб. Места проведения дефектоскопии для проверки износа ЛБТ должны быть уточнены в зависимости от конструкции ЛБТ. Производитель должен указать их в Руководстве по эксплуатации.
    2. Контроль износа тела трубы для ЛБТ при подъеме из скважины должен выполняться более часто, чем для стальных бурильных труб. Для ЛБТ замер толщины стенки тела трубы и замер наружного диаметра предельными калибрами-скобами должны проводиться каждые 150 часов. Контроль износа элементов ЛБТ калибрами-скобами должен выполняться в двух взаимно-перпендикулярных направлениях в следующих сечениях:
* муфтовой и ниппельной частях замка;
* утолщённой части трубы на расстоянии 800 ммот торца муфты;
* центральной части трубы.

# ССЫЛКИ

1. ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для роторного бурения. Часть 2. Контроль и классификация применяемых элементов бурового инструмента. Общие технические требования и методы контроля.
2. ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия.
3. ГОСТ 7360-2015 Переводники для бурильных колонн. Технические условия.
4. ГОСТ 27037-86 (СТ СЭВ 5261-85) Материалы лакокрасочные. Метод определения устойчивости к воздействию переменных температур».
5. ГОСТ 31993-2013 (ISO 2808:2007) Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия.
6. ГОСТ 15140-78 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии.
7. ГОСТ 32702.2-2014 (ISO 16276-2:2007) Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом Х-образного надреза.
8. ГОСТ 7360-2015 Переводники для бурильных колонн. Технические условия.
9. ГОСТ 28487-2018 Соединения резьбовые упорные с замковой резьбой элементов бурильных колонн. Общие технические требования.
10. ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия.
11. ГОСТ 34438.2-2018 (ИСО 10424-2:2007). Трубы бурильные и другие элементы бурильных колонн в нефтяной и газовой промышленности. Часть 2. Основные параметры и контроль резьбовых упорных соединений. Общие технические требования.
12. ГОСТ Р 53007-2008 (ИСО6272-1:2002, ИСО6272-2:2002) Материалы лакокрасочные. Метод испытания на быструю деформацию (прочность при ударе).
13. ГОСТ Р 51693-2000 Грунтовки антикоррозионные. Общие технические условия.
14. ГОСТ Р ИСО 13678-2015 Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок.
15. ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015) Системы менеджмента качества. Требования.
16. ГОСТ Р 57703-2017 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Ликвидация отработанных нефтепродуктов.
17. ИТС 15-2016 Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов).
18. ISO 15546:2011 Petroleum and natural gas industries - Aluminium alloy drill pipe Нефтяная и газовая промышленность - бурильная труба Алюминиевого сплава.
19. DS-1 Standard. Drill String Inspection. Fourth Edition. TH Hill Associates Inc. Vol. 3 2012.
20. API STD 7CW-2015 Casing Wear Tests - First Edition. American Petroleum Institute.
21. API RP 7A1 Испытания резьбовых смазок для роторных упорных соединений.
22. Положение Компании «Расследование аварий в процессе строительства скважин и зарезки боковых стволов на суше» № П2-10 Р-0216 версия 1.00, утвержденное приказом ПАО «НК Роснефть» от 05.11.2019 № 620.
23. Положение Компании «Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов скважин» № П3-05 С-0257 версия 1.00, утверждённое решением Правления ОАО «НК «Роснефть» 17.10.2014 (протокол от 17.10.2014 № Пр-ИС-42п), введенное в действие приказом ОАО «НК «Роснефть» от 23.12.2014 № 666.
24. Методические указания Компании «Наклонно-направленное бурение»   
    № П2-10 М-0038 версия 1.00, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 16.08.2018 № 446.

# БИБЛИОГРАФИЯ

1. API SPEC 7-1-2006 Specification for Rotary Drill Stem Elements. American Petroleum Institute.
2. API SPEC 7-2-2017 Specification for Threading and Gauging of Rotary Shouldered Thread Connections. American Petroleum Institute.
3. ANSI/API Specification 5DP Specification for Drill Pipe American Petroleum Institute / ISO 11961:2008 (Identical), Petroleum and natural gas industries—Steel drill pipe.
4. API RP 7G-2-2009 Recommended Practice for Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements.
5. ASTM G62-14 Standard Test Methods for Holiday Detection in Pipeline Coatings = Стандартные методы определения пропусков в защитном покрытии трубопровода.
6. ASTM D4060-10 Standard Test Method for Abrasion Resistance of Organic Coatings by the Taber Abraser = Стандартный метод испытаний на износостойкость органических покрытий Таберным абразивом.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

Таблица 14

**Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | Форма заказа бурильных труб по  ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) | Включено в настоящий файл |
| 2 | Разгрузочные элементы резьбы | Включено в настоящий файл |
| 3 | Коэффициент прочности на изгиб. Методика определения | Включено в настоящий файл |
| 4 | Формы паспортов элементов бурильной колонны | Включено в настоящий файл |
| 5 | Размеры для классификации тела бурильных труб по износу | Включено в настоящий файл |
| 6 | Рекомендуемый минимальный наружный диаметр и момент свинчивания бурильных труб бывших в эксплуатации | Включено в настоящий файл |
| 7 | Значения критерия H для соединений бурильных труб | Включено в настоящий файл |
| 8 | Эквивалентные резьбовые упорные соединения | Включено в настоящий файл |
| 9 | Форма заказа на инспекцию бурильной колонны | Включено в настоящий файл |
| 10 | Типичные аварии с элементами бурильной колонны и мероприятия по их предотвращению | Включено в настоящий файл |
| 11 | Первичные действия при возникновении вибрации | Включено в настоящий файл |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА ЗАКАЗА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПО ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008)

| **Требование** | **Значение, ссылка на пункт стандарта** | **Дополнительные требования, рекомендуемые параметры** |
| --- | --- | --- |
| 1) стандарт | ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008 идентичен API Spec 5DP-2009) | Для труб, предназначенных для работы на удаленных проектах в условиях Крайнего Севера должна быть проведена оценка рисков, связанных с условиями доставки и эксплуатации бурильных труб. Исходя из оценки риска, могут быть сформулированы дополнительные требования по применению дополнительных требований на уровне PSL-2 ГОСТ 32696 (API Spec 5D) с учетом дополнительных требований к ударной вязкости, определенной по методу Шарпи при низкой температуре SR20 или требований PSL-3. |
| 2) количество | - | - |
| 3) наружный диаметр тела труб | таблица А.1 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | - |
| 4) толщина стенки тела труб t | таблица А.1 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | - |
| 5) группа прочности | таблица А.1 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | Заказ труб прочности группы D не применим. |
| 6) вид высадки (внутренняя, наружная или комбинированная) | таблица А.1 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | Заказывать в зависимости от условий применения. Если нет ограничений, предпочтительно использование наружной высадки. Длина переходной зоны внутренней высадки (Miu/ Miu-R) должна составлять не менее 101,6 мм. |
| 7) тип резьбового упорного соединения | таблица А.1 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | Выбирать рекомендуемые стандартные (за исключением см. п. 19). |
| 8) группа длин | таблица А.3 (приложение А)  ГОСТ 32696-2014 | Для бурения сложных наклонно-направленных и горизонтальных скважин (сервисная категория 4 и 5) должна быть заказана группа длины 2 (допускается заказ труб длиной от 8,1 до 8.83м). |
| 9) дата поставки и указания по отгрузке | - | - |
| 10) необходимость инспекции, проводимой потребителем | приложение C  ГОСТ 32696-2014 | Инспектор, представляющий потребителя, может быть направлен на завод-изготовитель с начала производства продукции. |
| 11) Документация | 6.17 и D.3 SR15 (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Наличие сертификатов на материал и трубы с данными о результатах проведенных тестов является обязательным. |
| 12) наружный диаметр замков D | 6.2.2  ГОСТ 32696-2014 | - |
| 13) внутренний диаметр ниппеля замков | 6.2.2  ГОСТ 32696-2014 | - |
| 14) длина ниппеля замков по наружной поверхности | 6.2.6  ГОСТ 32696-2014 | Длина ниппеля должна быть увеличена минимум на 50,8 мм от стандартной. |
| 15) длину муфты замков по наружной поверхности | 6.2.6  ГОСТ 32696-2014 | Длина муфты должна быть увеличена на 101,6 мм от стандартной. |
| 16) минусовое предельное отклонение толщины стенки тела труб, если оно менее 12,5% | 7.2.6  ГОСТ 32696-2014 | При заказе труб для бурения скважин сервисных категорий 4 и 5 предельное минусовое отклонение по толщине стенки 5%. |
| 17) вид термической обработки тел бурильных труб для групп прочности E | 7.4.3  ГОСТ 32696-2014 | По процедуре производителя. |
| 18) необходимость твердосплавного поверхностного упрочнения муфт замков: его вид, расположение, размеры и критерии приемки | 8.4.7  ГОСТ 32696-2014 | Опционно. Покрытие наносить на муфту. Допускается только противоизносное покрытие. Минимум 3 полосы наплавки по 25 мм выступающей (proud) формы. |
| 19) специальный тип резьбового соединения замков | 8.2.5  ГОСТ 32696-2014 | Замковые соединения с повышенным крутящим моментом, в том числе двухупорные соединения следует применять если не обеспечивается прочность замка на кручение на уровне 80% от прочности тела трубы на кручение. В основном применимо для труб с уменьшенным диаметром замкового соединения. |
| 20) специальная резьбовая или консервационная смазка | 6.4.7  ГОСТ 32696-2014 | Консервационная смазка по спецификации производителя или (если не предусматривается хранение труб до использования) резьбовая смазка, обеспечивающая защиту от коррозии на срок 12 месяцев. Для инструмента с левой резьбой – только консервационная смазка. |
| 21) вид предохранителей резьбы | 6.4.7 и 8.4.8  ГОСТ 32696-2014 | Из прочного пластика с отверстиями, обеспечивающими вентиляцию внутреннего пространства трубы при хранении. Допускается применение, армированных предохранителей резьбы. |
| 22) дополнительные требования к маркировке | 6.15, 7.20 и 8.13  ГОСТ 32696-2014 | При необходимости предусмотреть установку радиочастотных (RFID) маркеров для идентификации уникального номера трубы. |
| 23) индивидуальная прослеживаемость бурильных труб | 6.5  ГОСТ 32696-2014 | Предоставить ведомость моментов свинчивания/ развинчивания при 3-х кратной приработке резьбовых замковых соединений. |
| 24) правое или левое направление резьбы резьбового упорного соединения | 6.2.1 и 8.2.5  ГОСТ 32696-2014 | - |
| 25) конический или прямоугольный вид заплечика под элеватор замков | 6.2.2  ГОСТ 32696-2014 | Только конический 18º. |
| 26) угол конического участка ниппеля замков 35 градусов или 18 градусов | рисунок В.12 (приложение В)  ГОСТ 32696-2014 | 35 градусов. Необходимость заказа 18 градусного конуса уточнять с учетом специфики применения на проекте (например, бурение с использованием вращающегося превентора). |
| 27) нанесение контрольных меток на замках | 8.4.4  ГОСТ 32696-2014 | Контрольные метки износа уплотнительных торцов по ГОСТ 28487. Применима только 360° цилиндрическая контрольная метка. |
| 28) приработка резьбовых упорных соединений | 8.4.6  ГОСТ 32696-2014  5.8  ГОСТ 28487-2018 | Приработка замковых соединений является обязательной. Должно быть выполнено 3 цикла свинчивания/ развинчивания. |
| 29) ступенчатое отверстие ниппеля и/или муфты замков | [рисунок В.12](kodeks://link/d?nd=1200122700&point=mark=000000000000000000000000000000000000000000000000008RA0MA"\o"’’ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008) Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия’’(утв. приказом Росстандарта от 7/27/2015 N 989-ст)Применяется с 01.01.2016 взамен ГОСТ Р 54383-2011Статус: действует с 1/1/2016) (приложение В)  ГОСТ 32696-2014 | Да. Начало переходного участка внутренней высадки не должно совпадать с началом переходного участка наружной высадки. |
| 30) внутреннее покрытие бурильных труб или не нанесение наружного покрытия | 6.4.5, 6.4.6 и 7.4.4  ГОСТ 32696-2014 | Полимерное или порошковое эпоксидное гладкостное покрытие стойкое к применению растворов на углеводородной и водной основе, указать диапазон температур.  Наружное покрытие должно обеспечивать условиям окружающей среды и обеспечивать защиту труб от коррозии при хранении минимум 3 месяца. |
| 31) размеры бурильных труб, не предусмотренные настоящим стандартом, и их предельные отклонения | 6.2.2  ГОСТ 32696-2014 | Не применимо. Применение нестандартных размеров труб не рекомендуется. |
| 32) неразрушающий контроль для групп прочности E, X и G | D.2 SR2  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Для труб групп прочности X и G устанавливаются требования по допустимым несовершенствам, дефектам и неразрушающему контролю аналогично требованиям к трубам класса S. На такие трубы краской наносится маркировка SR2 рядом с группой прочности. |
| 33) документ о качестве | D.3 SR15  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Дополнительно к документации по SR15 вместе с комплектом бурильных труб предоставить Рекомендации по эксплуатации, включая все данные для назначения категории износа для замковых соединений и прочностные характеристики для классов износа, включая графики комбинированных нагрузок для всех классов износа. |
| 34) испытание на ударный изгиб для тел труб групп прочности E | D.4 SR19  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Нет. |
| 35) альтернативное испытание на ударный изгиб при пониженной температуре | D.5 SR20  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Необходимо предусмотреть по результатам оценки рисков и положительном решении о заказе труб PSL-2. |
| 36) периодичность испытания зоны сварного соединения | D.6 SR23  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Нет. |
| 37) повышенные требования к результатам испытаний зоны сварного соединения на ударный изгиб | D.7 SR24  (приложение D)  ГОСТ 32696-2014 | Да, применимо для заказа труб PSL-2. |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РАЗГРУЗОЧНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РЕЗЬБЫ

|  |
| --- |
|  |
|  |

 - диаметр цилиндрического участка разгрузочной расточки; - расстояние от плоскости торца муфтового конца до разгрузочной расточки; - угол уклона резьбы

Рис. 1 - Разгрузочная расточка на муфтовом конце

|  |
| --- |
|  |

 - расстояние от плоскости торца муфтового конца до разгрузочной канавки; - угол уклона резьбы

Рис. 2- Разгрузочная канавка на муфтовом конце

|  |
| --- |
|  |

 - диаметр разгрузочной канавки

Рис. 3 - Разгрузочная канавка на ниппельном конце

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КОЭФФИЦИЕНТ ПРОЧНОСТИ НА ИЗГИБ. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ

BSR характеризует равнопрочность ниппеля и муфты замкового соединения к действию изгибающих нагрузок, и зависит от геометрии резьбы, наружного диаметра муфты замкового соединения и диаметра отверстия в ниппеле.

BSR используется в качестве индикатора соответствия/пригодности элементов для соединения между собой и рассчитывается по формуле:



Схема расположения опасных сечений резьбы приведена на рисунке 4.

Опасное сечение резьбы муфты определяется по формуле:



Для резьбы диаметр впадин резьбы ниппеля в опасном сечении рассчитывается на расстоянии 19,05 мм (3 / 4 “) от упорного торца ниппеля:



При исполнении резьбы с разгрузочной канавкой для расчета вместо dно используется диаметр разгрузочной канавки ниппеля.



**Рис. 4 - Опасные сечения муфты и ниппеля замковой резьбы для расчета BSR**

Коэффициент прочности на изгиб (BSR) для замковых соединений без разгрузочных элементов

| Маркировка соединения | Внутренний диаметр | Наружный диаметр муфты при коэффициенте прочности на изгиб | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1,90 | 2,25 | 2,50 | 2,75 | 3,20 |
| NC23 | 31,75 | 73,82 | 76,99 | 78,58 | 80,96 | 84,14 |
| З-65 | 38,10 | 71,44 | 74,61 | 76,20 | 77,79 | 81,36 |
|  | 44,45 | 68,26 | 70,25 | 71,83 | 73,42 | 75,80 |
| NC26 | 38,10 | 84,14 | 87,31 | 89,69 | 92,08 | 95,65 |
| З-73 | 44,45 | 81,76 | 84,93 | 86,52 | 88,90 | 92,47 |
|  | 50,80 | 77,79 | 80,17 | 82,55 | 84,14 | 86,92 |
| NC31 | 38,10 | 102,39 | 106,36 | 109,54 | 111,92 | 117,08 |
| З-86 | 44,45 | 100,81 | 104,78 | 107,95 | 110,33 | 115,09 |
|  | 50,80 | 99,22 | 103,19 | 105,57 | 107,95 | 112,32 |
| NC35 | 38,10 | 114,30 | 119,06 | 122,24 | 125,41 | 130,97 |
| З-94 | 44,45 | 125,41 | 118,27 | 121,44 | 124,62 | 129,78 |
|  | 50,80 | 111,92 | 116,68 | 119,86 | 123,03 | 127,79 |
|  | 57,15 | 110,33 | 114,30 | 117,48 | 119,86 | 125,02 |
|  | 63,50 | 106,36 | 110,33 | 113,51 | 115,89 | 120,25 |
| NC38 | 38,10 | 123,83 | 129,38 | 132,56 | 136,53 | 142,08 |
| З-102 | 44,45 | 123,03 | 128,59 | 131,76 | 134,94 | 140,89 |
|  | 50,80 | 122,24 | 127,00 | 130,18 | 134,14 | 139,70 |
|  | 57,15 | 120,65 | 125,41 | 128,59 | 131,76 | 137,32 |
|  | 63,50 | 118,27 | 122,24 | 125,41 | 128,59 | 133,75 |
| NC40 | 50,80 | 130,97 | 136,53 | 140,49 | 143,67 | 150,02 |
| З-108 | 57,15 | 130,18 | 134,94 | 138,91 | 142,08 | 147,64 |
|  | 63,50 | 127,79 | 132,56 | 136,53 | 139,70 | 146,05 |
|  | 71,44 | 124,22 | 128,59 | 132,56 | 134,94 | 141,29 |
| NC44 | 50,80 | 143,67 | 149,23 | 153,99 | 157,16 | 164,31 |
| З-118 | 57,15 | 142,88 | 148,43 | 153,19 | 156,37 | 163,51 |
|  | 63,50 | 141,29 | 146,84 | 150,81 | 153,99 | 161,13 |
|  | 71,44 | 139,70 | 143,67 | 147,64 | 150,81 | 157,16 |
| NC46 | 50,80 | 151,61 | 157,16 | 161,93 | 165,89 | 173,04 |
| З-122 | 57,15 | 150,81 | 156,37 | 161,13 | 164,31 | 172,24 |
|  | 63,50 | 149,23 | 154,78 | 159,54 | 162,72 | 170,66 |
|  | 71,44 | 146,84 | 152,40 | 157,16 | 160,34 | 167,48 |
|  | 76,20 | 145,26 | 150,02 | 154,78 | 157,96 | 164,31 |
|  | 82,55 | 142,08 | 146,84 | 150,81 | 153,99 | 160,34 |
| NC50 | 57,15 | 165,89 | 172,24 | 177,01 | 180,98 | 189,71 |
| З-133 | 63,50 | 164,31 | 170,66 | 176,21 | 180,18 | 188,12 |
|  | 71,44 | 162,72 | 169,07 | 173,83 | 177,80 | 185,74 |
|  | 76,20 | 161,93 | 167,48 | 172,24 | 176,21 | 184,15 |
|  | 82,55 | 159,54 | 165,10 | 169,86 | 173,04 | 180,98 |
|  | 88,90 | 156,37 | 161,93 | 165,89 | 169,86 | 176,21 |
| NC56 | 57,15 | 181,77 | 189,71 | 195,26 | 200,03 | 209,55 |
| З-149 | 63,50 | 180,98 | 188,91 | 194,47 | 199,23 | 208,76 |
|  | 71,44 | 179,39 | 187,33 | 192,88 | 197,64 | 207,17 |
|  | 76,20 | 178,59 | 185,74 | 192,09 | 196,06 | 205,58 |
|  | 82,55 | 177,01 | 184,15 | 189,71 | 194,47 | 203,20 |
|  | 88,90 | 174,63 | 181,77 | 187,33 | 191,29 | 200,03 |
| NC61 | 63,50 | 200,03 | 208,76 | 215,11 | 220,66 | 230,98 |
| З-163 | 71,44 | 199,23 | 207,17 | 214,31 | 219,08 | 229,39 |
|  | 76,20 | 198,44 | 206,38 | 213,52 | 218,28 | 228,60 |
|  | 82,55 | 196,85 | 205,58 | 211,93 | 216,69 | 227,01 |
|  | 88,90 | 195,26 | 203,20 | 209,55 | 215,11 | 224,63 |
| NC70 | 63,50 | 229,39 | 239,71 | 247,65 | 253,21 | 265,11 |
| З-185 | 71,44 | 228,60 | 238,92 | 246,86 | 252,41 | 264,32 |
|  | 76,20 | 228,60 | 238,92 | 246,06 | 252,41 | 263,53 |
|  | 82,55 | 227,81 | 237,33 | 245,27 | 250,83 | 262,73 |
|  | 88,90 | 226,22 | 236,54 | 243,68 | 250,03 | 261,14 |
|  | 95,25 | 225,43 | 234,95 | 242,09 | 249,24 | 259,56 |
| NC77 | 71,44 | 252,41 | 263,53 | 271,46 | 278,61 | 291,31 |
| З-203 | 76,20 | 251,62 | 263,53 | 271,46 | 278,61 | 290,51 |
|  | 82,55 | 250,83 | 262,73 | 270,67 | 277,81 | 289,72 |
|  | 88,90 | 250,03 | 261,94 | 269,88 | 276,23 | 288,93 |
|  | 95,25 | 249,24 | 260,35 | 268,29 | 275,43 | 288,13 |
| 2 3/8 REG | 31,75 | 72,23 | 75,41 | 77,79 | 79,38 | 83,34 |
| З-66 | 38,10 | 69,85 | 73,03 | 74,61 | 76,20 | 80,17 |
| 2 7/8 REG | 31,75 | 84,93 | 88,11 | 91,28 | 93,66 | 98,43 |
| З-76 | 38,10 | 83,34 | 87,31 | 89,69 | 92,08 | 96,84 |
|  | 44,45 | 80,96 | 84,14 | 87,31 | 88,90 | 93,66 |
| 3 1/2 REG | 38,10 | 101,60 | 105,57 | 109,54 | 111,92 | 117,48 |
| З-88 | 44,45 | 100,01 | 103,98 | 107,95 | 110,33 | 115,09 |
|  | 50,80 | 98,03 | 101,60 | 105,57 | 107,95 | 112,71 |
| 4 1/2 REG | 50,80 | 138,91 | 145,26 | 150,02 | 153,19 | 160,34 |
| З-117 | 57,15 | 138,11 | 143,67 | 148,43 | 151,61 | 159,54 |
|  | 63,50 | 136,53 | 142,08 | 146,84 | 150,02 | 157,16 |
| 5 1/2 REG | 57,15 | 167,48 | 175,42 | 180,98 | 184,94 | 193,68 |
| З-140 | 63,50 | 166,69 | 173,83 | 179,39 | 183,36 | 192,09 |
|  | 71,44 | 165,89 | 172,24 | 177,80 | 181,77 | 190,50 |
|  | 76,20 | 164,31 | 170,66 | 176,21 | 180,18 | 188,12 |
|  | 82,55 | 161,93 | 168,28 | 173,83 | 177,80 | 185,74 |
|  | 88,90 | 158,75 | 165,10 | 169,86 | 173,83 | 182,56 |
| 6 5/8 REG | 63,50 | 188,91 | 196,85 | 202,41 | 207,17 | 216,69 |
| З-152 | 71,44 | 188,12 | 195,26 | 200,82 | 205,58 | 215,11 |
|  | 76,20 | 187,33 | 194,47 | 200,03 | 204,79 | 213,52 |
|  | 82,55 | 185,74 | 192,88 | 198,44 | 203,20 | 211,93 |
|  | 88,90 | 184,15 | 190,50 | 196,06 | 201,61 | 208,76 |
| 7 5/8 REG | 63,50 | 219,08 | 228,60 | 235,74 | 241,30 | 252,41 |
| З-177 | 71,44 | 218,28 | 227,81 | 234,16 | 240,51 | 250,83 |
|  | 76,20 | 217,49 | 227,01 | 233,36 | 239,71 | 250,03 |
|  | 82,55 | 216,69 | 225,43 | 232,57 | 238,92 | 249,24 |
|  | 88,90 | 215,11 | 224,63 | 230,98 | 236,54 | 248,44 |
|  | 95,25 | 213,52 | 223,04 | 229,39 | 234,95 | 245,27 |
| 8 5/8 REG | 71,44 | 251,62 | 262,73 | 270,67 | 277,02 | 289,72 |
| З-201 | 76,20 | 250,83 | 261,94 | 269,88 | 276,23 | 288,93 |
|  | 82,55 | 250,83 | 261,14 | 269,08 | 276,23 | 288,13 |
|  | 88,90 | 250,03 | 260,35 | 268,29 | 274,64 | 287,34 |
|  | 95,25 | 249,24 | 259,56 | 267,49 | 273,84 | 285,75 |
| 2 7/8 FH | 38,10 | 106,36 | 111,13 | 114,30 | 117,48 | 123,03 |
|  | 44,45 | 105,57 | 109,54 | 112,71 | 115,89 | 121,44 |
|  | 50,80 | 103,19 | 107,95 | 111,13 | 113,51 | 119,06 |
| 3 1/2 FH | 38,10 | 119,06 | 124,62 | 128,59 | 130,97 | 137,32 |
| З-101 | 44,45 | 118,27 | 123,03 | 127,00 | 130,18 | 136,53 |
|  | 50,80 | 117,48 | 121,44 | 125,41 | 128,59 | 134,94 |
|  | 57,15 | 115,09 | 119,86 | 123,83 | 126,21 | 131,76 |
|  | 63,50 | 111,92 | 116,68 | 120,65 | 123,03 | 128,59 |
| 4 1/2 FH | 50,80 | 146,05 | 151,61 | 157,16 | 160,34 | 168,28 |
| З-121 | 57,15 | 144,46 | 150,81 | 155,58 | 158,75 | 166,69 |
|  | 63,50 | 143,67 | 149,23 | 153,99 | 157,16 | 164,31 |
|  | 71,44 | 140,49 | 146,05 | 150,81 | 153,99 | 161,13 |
|  | 76,20 | 138,51 | 143,67 | 148,43 | 151,61 | 158,75 |
|  | 82,55 | 134,94 | 139,70 | 144,46 | 147,64 | 153,99 |
| 5 1/2 FH | 57,15 | 184,15 | 191,29 | 196,85 | 201,61 | 210,34 |
| З-147 | 63,50 | 183,36 | 190,50 | 196,06 | 200,82 | 209,55 |
|  | 71,44 | 181,77 | 188,91 | 194,47 | 199,23 | 207,96 |
|  | 76,20 | 180,98 | 188,12 | 193,68 | 197,64 | 206,38 |
|  | 82,55 | 179,39 | 187,33 | 192,09 | 196,85 | 203,99 |
|  | 88,90 | 177,80 | 184,94 | 188,91 | 193,68 | 201,61 |
| 6 5/8 FH | 63,50 | 216,69 | 225,43 | 231,78 | 237,33 | 247,65 |
| З-171 | 71,44 | 215,90 | 224,63 | 230,98 | 236,54 | 246,86 |
|  | 76,20 | 215,11 | 223,84 | 230,19 | 235,74 | 246,06 |
|  | 82,55 | 214,31 | 222,25 | 229,39 | 234,16 | 244,48 |
|  | 88,90 | 212,73 | 221,46 | 227,81 | 232,57 | 242,89 |
|  | 95,25 | 211,14 | 219,08 | 225,43 | 230,98 | 240,51 |
| 3 1/2 H 90 | 50,80 | 127,79 | 132,56 | 136,53 | 139,70 | 146,05 |
|  | 57,15 | 126,21 | 130,18 | 134,94 | 137,32 | 143,67 |
|  | 63,50 | 123,83 | 127,79 | 131,76 | 134,94 | 140,49 |
| 4 H 90 | 50,80 | 140,49 | 146,05 | 150,81 | 153,99 | 161,13 |
|  | 57,15 | 139,70 | 144,46 | 149,23 | 152,40 | 159,54 |
|  | 63,50 | 138,11 | 142,88 | 147,64 | 150,81 | 157,16 |
|  | 71,44 | 134,94 | 139,70 | 144,46 | 147,64 | 153,19 |
| 4 1/2 H 90 | 50,80 | 152,40 | 157,96 | 163,51 | 166,69 | 174,63 |
|  | 57,15 | 151,61 | 157,16 | 161,93 | 165,89 | 173,04 |
|  | 63,50 | 150,02 | 155,58 | 160,34 | 164,31 | 171,45 |
|  | 71,44 | 147,64 | 153,19 | 157,96 | 161,93 | 168,28 |
|  | 76,20 | 146,05 | 151,61 | 155,58 | 159,54 | 165,89 |
|  | 82,55 | 142,88 | 148,43 | 152,40 | 155,58 | 161,93 |
| 5 Н 90 | 57,15 | 160,34 | 167,48 | 172,24 | 176,21 | 184,15 |
|  | 63,50 | 159,54 | 165,89 | 171,45 | 175,42 | 183,36 |
|  | 71,44 | 157,96 | 164,31 | 169,07 | 173,04 | 180,18 |
|  | 76,20 | 156,37 | 162,72 | 167,48 | 170,66 | 178,59 |
|  | 82,55 | 153,99 | 159,54 | 164,31 | 167,48 | 174,63 |
|  | 88,90 | 150,81 | 155,58 | 160,34 | 163,51 | 171,45 |
| 5 1/2 Н 90 | 57,15 | 170,66 | 177,01 | 182,56 | 187,33 | 195,26 |
|  | 63,50 | 169,86 | 176,21 | 181,77 | 185,74 | 194,47 |
|  | 71,44 | 168,28 | 174,63 | 180,18 | 184,15 | 192,09 |
|  | 76,20 | 166,69 | 173,04 | 178,59 | 182,56 | 190,50 |
|  | 82,55 | 165,10 | 170,66 | 177,01 | 180,18 | 188,12 |
|  | 88,90 | 161,93 | 168,28 | 173,04 | 176,21 | 184,15 |
| 6 5/8 Н 90 | 63,50 | 192,09 | 199,23 | 205,58 | 210,34 | 219,87 |
|  | 71,44 | 190,50 | 198,44 | 204,79 | 208,76 | 218,28 |
|  | 76,20 | 189,71 | 197,64 | 203,20 | 207,96 | 217,49 |
|  | 82,55 | 188,91 | 196,06 | 201,61 | 206,38 | 215,11 |
|  | 88,90 | 186,53 | 193,68 | 199,23 | 203,99 | 212,73 |
| 7 Н 90 | 63,50 | 203,20 | 211,93 | 219,08 | 223,84 | 234,95 |
|  | 71,44 | 201,61 | 211,14 | 217,49 | 223,04 | 233,36 |
|  | 76,20 | 200,82 | 210,34 | 216,69 | 222,25 | 232,57 |
|  | 82,55 | 200,03 | 208,76 | 215,11 | 220,66 | 230,98 |
|  | 88,90 | 198,44 | 207,17 | 213,52 | 219,87 | 228,60 |
| 7 5/8 Н 90 | 71,44 | 232,57 | 242,89 | 250,03 | 257,18 | 268,29 |
|  | 76,20 | 231,78 | 242,09 | 250,03 | 256,38 | 268,29 |
|  | 82,55 | 230,98 | 241,30 | 249,24 | 255,59 | 266,70 |
|  | 88,90 | 230,19 | 240,51 | 247,65 | 254,00 | 265,91 |
|  | 95,25 | 229,39 | 238,92 | 246,06 | 252,41 | 264,32 |
| 8 5/8 Н 90 | 76,20 | 261,94 | 273,84 | 281,78 | 289,72 | 302,42 |
|  | 82,55 | 261,14 | 273,05 | 280,99 | 288,93 | 301,63 |
|  | 88,90 | 260,35 | 272,26 | 280,99 | 288,13 | 300,83 |
|  | 95,25 | 259,56 | 271,46 | 279,40 | 287,34 | 300,04 |
| 2 3/8 РАС | 31,75 | 71,04 | 73,42 | 75,41 | 76,99 | 80,17 |
|  | 38,10 | 68,66 | 70,64 | 72,63 | 73,82 | 76,99 |
|  | 44,45 | 64,29 | 65,88 | 67,47 | 68,26 | 70,64 |
| 2 7/8 РАС | 31,75 | 77,39 | 80,17 | 82,15 | 84,14 | 87,31 |
|  | 38,10 | 75,41 | 77,79 | 79,77 | 81,76 | 84,93 |
|  | 44,45 | 72,23 | 74,22 | 76,20 | 77,39 | 80,17 |
| 3 1/2 РАС | 38,10 | 93,66 | 97,23 | 100,01 | 102,39 | 106,76 |
|  | 44,45 | 92,08 | 95,65 | 98,03 | 100,41 | 104,38 |
|  | 50,80 | 89,30 | 92,47 | 94,85 | 96,84 | 100,41 |
| 2 3/8 ОН | 31,75 | 85,33 | 88,50 | 90,88 | 92,87 | 96,84 |
|  | 38,10 | 84,14 | 86,92 | 89,30 | 91,28 | 94,85 |
|  | 44,45 | 81,76 | 84,14 | 86,52 | 88,11 | 91,28 |
| 2 7/8 ОН | 38,10 | 98,03 | 101,60 | 104,78 | 106,76 | 111,13 |
|  | 44,45 | 96,44 | 100,01 | 102,79 | 105,17 | 109,14 |
|  | 50,80 | 94,06 | 97,63 | 100,01 | 102,00 | 105,97 |
| 3 1/2 ОН | 38,10 | 124,22 | 129,38 | 132,95 | 136,13 | 141,68 |
|  | 44,45 | 123,83 | 128,59 | 131,76 | 134,94 | 140,49 |
|  | 50,80 | 122,63 | 127,40 | 130,57 | 133,75 | 138,91 |
| 4 ОН | 50,80 | 146,45 | 152,40 | 156,77 | 160,34 | 167,08 |
|  | 57,15 | 145,65 | 151,61 | 155,58 | 159,15 | 165,89 |
|  | 63,50 | 144,07 | 150,02 | 153,99 | 157,56 | 163,91 |
| 4 1/2 ОН | 82,55 | 150,81 | 156,37 | 160,34 | 163,91 | 170,26 |
|  | 88,90 | 147,64 | 152,40 | 156,37 | 159,54 | 165,50 |
|  | 95,25 | 143,27 | 147,64 | 150,81 | 153,59 | 159,15 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ФОРМЫ ПАСПОРТОВ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

ПБТ-1

ПАСПОРТ

на комплект бурильных труб №\_\_\_\_\_\_

|  |  |
| --- | --- |
| Обозначение трубы |  |
| Дата ввода в эксплуатацию |  |
| Организация-собственник труб |  |
| Дата последней инспекции |  |
| Категория инспекции |  |
| Место проведения инспекции |  |
| Организация, проводившая инспекцию |  |
| Максимальная наработка на момент проведения инспекции |  |
| Наработка для проведения следующей инспекции |  |
| Ответственный за техническое состояние бурильных труб | (ФИО, Должность) |

Содержание

|  |  |
| --- | --- |
| Паспорт | ПБТ-1 |
| Акт ввода в эксплуатацию | ПБТ-2 |
| Техническая характеристика труб комплекта | ПБТ-3 |
| Допустимые характеристики при износе | ПБТ-3а |
| Эскиз бурильной трубы (с указанием размеров) | ПБТ-3б |
| Акт классификации износа комплекта бурильных труб | ПБТ-4 |
| Работа комплекта бурильных труб | ПБТ-5 |
| Аварии с комплектом бурильных труб | ПБТ-6 |
| Контроль комплекта бурильных труб | ПБТ-7 |
| Опись комплекта бурильных труб | ПБТ-8 |
| Опись шаблонов и калибров для контроля бурильной трубы | ПБТ-9 |

Обязательные приложения

|  |  |
| --- | --- |
| Заводской сертификат качества |  |
| Заводское Руководство по эксплуатации |  |
| Заявка на проведение инспекции |  |
| Ведомость труб с результатами инспекции |  |
| Заключение по результатам инспекции |  |

ПБТ-2

Акт ввода в эксплуатацию от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование комплекта бурильных труб |  | |
| Наименование стандарта, ТУ |  | |
| Изготовитель |  | |
| Номинальный диаметр бурильных труб | мм |  |
| Номинальная толщина стенки | мм |  |
| Группа прочности |  | |
| Группа длины |  | |
| Минимальная длина трубы в комплекте | м |  |
| Максимальная длина трубы в комплекте | м |  |
| Средняя длина труб в комплекте | м |  |
| Тип высадки |  | |
| Тип замкового соединения |  | |
| Направление резьбы (правая/ левая) |  | |
| Номинальный наружный диаметр замка | мм |  |
| Номинальный внутренний диаметр замка | мм |  |
| Тип заплечика элеватора |  | |
| Дата производства труб |  | |
| Дата формирования комплекта |  | |
| Наработка на момент формирования комплекта | час |  |
| Класс износа на момент формирования комплекта |  | |
| Длина комплекта | м |  |
| Количество труб в комплекте | шт. |  |
| Внутреннее покрытие |  | |
| Противоизносная наплавка |  | |
| Противозадирное покрытие резьбы |  | |
| Необходимость удаления консервационной смазки |  | |
| Необходимость приработки резьбы на буровой |  | |
| Место нанесения номеров труб |  | |
| Лицо ответственное за формирование комплекта (Должность, ФИО) |  | |
| Лицо разрешающее ввод комплекта в эксплуатацию (Должность, ФИО) |  | |

ПБТ-3

Техническая характеристика труб комплекта

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Ед. изм. | Новая | Премиум | Класс 2 |
| Тело трубы |  |  |  |  |
| Наружный диаметр | мм |  |  |  |
| Толщина стенки | мм |  |  |  |
| Расчетная площадь сечения | см2 |  |  |  |
| Допустимая растягивающая нагрузка | тс |  |  |  |
| Максимальный допустимый крутящий момент | кН\*м |  |  |  |
| Внутреннее давление разрыва | МПа |  |  |  |
| Наружное сминающее давление | МПа |  |  |  |
| Отношение крутящих моментов замка и тела трубы |  |  |  |  |
| Замковое соединение |  |  |  |  |
| Тип соединения |  |  |  |  |
| Наружный диаметр | мм |  |  |  |
| Внутренний диаметр | мм |  |  |  |
| Длина зоны под ключ муфты | мм |  |  |  |
| Длина зоны под ключ ниппеля | мм |  |  |  |
| Допустимая растягивающая нагрузка | тс |  |  |  |
| Максимальный допустимый крутящий момент | кН\*м |  |  |  |
| Рекомендуемый момент свинчивания | кН\*м |  |  |  |
| Прочность соединения определяется ниппелем или муфтой |  |  |  |  |
| Наружный диаметр муфты при достижении равной прочности с ниппелем | мм |  |  |  |
| Минимальный допустимый диаметр муфты для класса износа | мм |  |  |  |
| Труба в сборе |  |  |  |  |
| Вес погонного метра | кг/м |  |  |  |
| Объем металла трубы | л/м |  |  |  |
| Внутренний объем | л/м |  |  |  |

ПБТ-3а

Допустимые характеристики при износе

Характеристика трубы при комбинированном нагружении (график)



**Рис. 5 - Пример допустимых характеристик трубы при комбинированном нагружении**

Характеристика износа замковых соединений и момента свинчивания (график и таблица)



**Рис. 6 - Пример зависимости допустимых характеристик замковых соединений от износа**

ПБТ-3б

Эскиз бурильной трубы (с указанием размеров)



**Рис. 7 – Пример эскиза бурильной трубы**

ПБТ-4

Акт классификации износа комплекта бурильных труб от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование комплекта бурильных труб |  | |
| Наименование стандарта, ТУ |  | |
| Изготовитель |  | |
| Износ начислен на основании инспекции (категория по DS-1, место и время проведения, № акта) |  | |
| Наименование организации, проводившей инспекцию |  | |
| Класс износа по ISO 10407-2 (API 7-2) |  | |
| Наработка на комплект на момент проведения инспекции | Часы |  |
| Минимально допустимый диаметр тела | Мм |  |
| Допустимая растягивающая нагрузка | Тс |  |
| Минимально допустимый диаметр замка | Мм |  |
| Рекомендованный момент свинчивания | кН\*м |  |
| Минимальная длина зоны под ключ муфты | Мм |  |
| Минимальная длина зоны под ключ ниппеля | Мм |  |
| Длина комплекта | М |  |
| Количество труб в комплекте | шт. |  |
| Внутреннее покрытие |  | |
| Противоизносная наплавка |  | |
| Противозадирное покрытие резьбы |  | |
| Необходимость удаления консервационной смазки |  | |
| Необходимость приработки резьбы на буровой |  | |
| Место нанесения номеров труб |  | |
| Средства контроля износа | Диаметр | Номер |
| Проходной шаблон внутреннего канала |  |  |
| Непроходной калибр-скоба для тела трубы |  |  |
| Непроходной калибр-скоба для замка |  |  |
| Лицо ответственное за эксплуатацию комплекта (Должность, ФИО) |  | |
| Лицо, ответственное за инспекцию комплекта и присвоение класса (Должность, ФИО) |  | |
| Лицо, разрешающее эксплуатацию комплекта (Должность, ФИО) |  | |

ПБТ-5

Работа комплекта бурильных труб №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № куста/ скважины | Дата начала | Дата окончания | Количество труб в комплекте | | Время циркуляции, час. | | Списание труб/ Пополнение комплекта | | | |
|  | шт. | м | Дата | Количество | | Номера труб. Причина списания/ пополнения |
|  | В интервале | Всего |
|  |  |  | шт. | м |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента, ответственный за эксплуатацию бурильных труб \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о., должность) (подпись)

ПБТ-6

**Аварии с комплектом бурильных труб №\_\_\_\_\_\_** (выписки из актов об авариях)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № буровой, забой, м | Глубина, на которой произошла авария, м | Дата начала/ окончания аварии | Вид и причина аварии | Максимальная растягивающая нагрузка при ликвидации аварии, т | Работа яссом, количество ударов вверх/ вниз | Заключение о пригодности комплекта к дальнейшему использованию, необходимость проведения инспекции | Количество списанных труб | |
| шт. | м. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента, ответственный за эксплуатацию бурильных труб\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия и.о., должность)

Представитель собственника бурильного инструмента, ответственный за техническое состояние бурильных труб\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия и.о., должность)

ПБТ-7

**Контроль комплекта бурильных труб №\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата  проверки | Тип контроля | Критерии приемки | Проверено труб, | Отбраковано труб | | Номера труб/ Комментарии по причинам отбраковки |
|  | шт. | шт. | м |  |
| 1 | 2 |  | 3 | 5 | 6 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента, ответственный за техническое состояние бурильных труб\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия и.о., должность) (подпись)

ПБТ-8

Опись комплекта бурильных труб №\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | № трубы в комплекте | Завод -изготовитель | № сертификата | Заводской № трубы | Длина трубы | Масса трубы по сертификату, кг | Примечание |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 8 | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента, ответственный за техническое состояние бурильных труб \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия и., о., должность) (подпись)

ПБТ-9

Опись шаблонов и калибров для контроля бурильной трубы

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Размер | Номер |
| Шаблон для контроля внутреннего диаметра |  |  |
| Калибр-скоба непроходной для контроля диаметра замков |  |  |
| Калибр-скоба непроходной для контроля диаметра тела трубы |  |  |

ПВТ-1

ПАСПОРТ

на ведущую трубу №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

1. Тип трубы, № ТУ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2. Заводской номер\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

3. Группа прочности (марка стали)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

4. Сторона квадрата, мм\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

5. Масса трубы в сборе с переводниками, кг\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

6. Завод-изготовитель\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

7. Номер сертификата (копия прилагается)\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

8. Переводник верхний изготовлен из стали марки\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

9. Тип резьбы\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

10. Переводник нижний изготовлен из стали марки\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

11. Тип резьбы\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

12. Максимально допустимая растягивающая нагрузка, кн\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

13. Максимально допустимый крутящий момент, кН\*м\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

14. Длина ведущей трубы, м:

14.1. Начальная\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

14.2. После ремонта\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

15. Дата ввода в эксплуатацию\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Представитель собственника труб\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о., должность) (подпись)

ПВТ-2

Работа ведущей трубы №\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Скважина | Время работы трубы, час. | | Состояние трубы |
| В интервале | Всего |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.) (подпись)

ПВТ-3

Профилактические и ремонтные работы с ведущей трубой №\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата | Место профилактики и ремонта | Вид работ | Краткое описание производственной работы |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о., должность) (подпись)

ПП-1

Работа переводника №\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Скважина | Циклов свинчивания/ развинчивания | | Время работы, час. | | Состояние переводника |
| Интервал бурения | Всего | В интервале | Всего |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|  |  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.) (подпись)

ПУБТ-1

П А С П О Р Т

на утяжеленную бурильную трубу №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |
| --- | --- |
| Обозначение, тип |  |
| Технические условия |  |
| Изготовитель |  |
| Заводской номер |  |
| Дата ввода в эксплуатацию |  |
| Номер сертификата на материал (копия прилагается) |  |
| Номер сертификата на изделие (копия прилагается) |  |

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

|  |  |
| --- | --- |
| Марка стали |  |
| Номер плавки |  |

|  |  |
| --- | --- |
| Наружный диаметр, мм |  |
| Внутренний диаметр, мм |  |
| Резьбовое соединение |  |
| Длина, мм |  |
| Масса, кг |  |
| Масса погонного метра, кг/м |  |

|  |  |
| --- | --- |
| Внутреннее покрытие |  |
| Твердосплавные пояски |  |
| Упрочнение впадин замковых резьб |  |
| Приработка резьб |  |
| Покрытие резьб и упорных поверхностей |  |

ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ

|  |  |
| --- | --- |
| Допускаемая растягивающая нагрузка (коэффициент запаса прочности Кзп = 1), т |  |
| Допускаемый момент кручения (коэффициент запаса прочности Кзп = 1), кН\*м |  |
| Максимальный момент свинчивания, кН\*м |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о., должность) (подпись)

ПУБТ-2

Работа УБТ №\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Скважина | Период работы (даты) | Время работы трубы, час. | | Состояние, проведение инспекций |
| В интервале | Суммарная наработка |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.) (подпись)

ПУБТ-3

Инспекция, профилактические и ремонтные

работы с трубой №\_\_\_\_

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата | Место профилактики и ремонта | Вид работ | Краткое описание производственной работы |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|  |  |  |  |

Представитель собственника бурильного инструмента \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о., должность) (подпись)

## ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РАЗМЕРЫ ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ ТЕЛА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПО ИЗНОСУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр,  мм | Номиналь-ный вес погонного метра,  кг/м | номинальный внутренний диаметр, мм | номинальная толщина стенки, мм | Премиум класс | | | Класс 2 | | |
| Минимальная толщина стенки 80%, мм | Наружный диаметр, мм | | Минимальная толщина стенки 70%, мм | Наружный диаметр, мм | |
| Минимальный | Максимальный | Минимальный | Максимальный |
| 60,3 | 7,2 | 50,7 | 4,8 | 3,9 | 58,5 | 62,1 | 3,4 | 57,9 | 62,7 |
| 60,3 | 9,9 | 46,1 | 7,1 | 5,7 |  |  | 5,0 |  |  |
| 73,0 | 10,2 | 62,0 | 5,5 | 4,4 | 70,8 | 75,2 | 3,9 | 70,1 | 75,9 |
| 73,0 | 15,5 | 54,6 | 9,2 | 7,4 |  |  | 6,4 |  |  |
| 88,9 | 14,1 | 76,0 | 6,5 | 5,2 | 86,2 | 91,6 | 4,5 | 85,3 | 92,5 |
| 88,9 | 19,8 | 70,2 | 9,3 | 7,5 |  |  | 6,6 |  |  |
| 88,9 | 23,1 | 66,1 | 11,4 | 9,1 |  |  | 8,0 |  |  |
| 101,6 | 17,6 | 88,3 | 6,7 | 5,3 | 98,6 | 104,6 | 4,6 | 97,5 | 105,7 |
| 101,6 | 20,8 | 84,8 | 8,4 | 6,7 |  |  | 5,9 |  |  |
| 101,6 | 23,4 | 82,3 | 9,7 | 7,7 |  |  | 6,8 |  |  |
| 114,3 | 20,5 | 100,5 | 6,9 | 5,5 | 110,9 | 117,7 | 4,8 | 109,7 | 118,9 |
| 114,3 | 24,7 | 97,2 | 8,6 | 6,9 |  |  | 6,0 |  |  |
| 114,3 | 29,8 | 92,5 | 10,9 | 8,7 |  |  | 7,6 |  |  |
| 114,3 | 34,0 | 88,9 | 12,7 | 10,2 |  |  | 8,9 |  |  |
| 127,0 | 24,2 | 112,0 | 7,5 | 6,0 | 123,2 | 130,8 | 5,3 | 121,9 | 132,1 |
| 127,0 | 29,0 | 108,6 | 9,2 | 7,4 |  |  | 6,4 |  |  |
| 127,0 | 38,1 | 101,6 | 12,7 | 10,2 |  |  | 8,9 |  |  |
| 139,7 | 28,6 | 124,3 | 7,7 | 6,2 | 135,5 | 143,9 | 5,4 | 134,1 | 145,3 |
| 139,7 | 32,6 | 121,4 | 9,2 | 7,3 |  |  | 6,4 |  |  |
| 139,7 | 36,8 | 118,6 | 10,5 | 8,4 |  |  | 7,4 |  |  |
| 149,2 | 34,8 | 130,9 | 9,2 | 7,3 | 144,7 | 153,7 | 6,4 | 143,3 | 155,2 |
| 149,2 | 39,1 | 128,1 | 10,5 | 8,4 |  |  | 7,4 |  |  |
| 168,3 | 37,5 | 151,5 | 8,4 | 6,7 | 163,2 | 173,3 | 5,9 | 161,5 | 175,0 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР И МОМЕНТ СВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ БЫВШИХ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

| Номинальный размер | Номинальный вес | Номинальная толщина стенки | Тип высадки и группа прочности | Тип замкового соединения | Тип замкового соединения по ГОСТ 28487 | Новое замковое соединение | | | | Класс Премиум | | | Класс 2 | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр нового замка | Внутренний диаметр нового замка | Момент свинчивания | Ограничение по ниппелю (Н) или муфте (М) | Минимальный допустимый диаметр замка | Минимальная ширина упорного торца | Момент свинчивания для минимального наружного диаметра | Минимальный допустимый диаметр замка | Минимальная ширина упорного торца | Момент свинчивания для минимального наружного диаметра |
| мм | кг/м | мм |  |  |  | мм | мм | кН\*м |  | мм | мм | кН\*м | мм | мм | кН\*м |
| 60,3 | 7,2 | 4,8 | EU-E75 | NC26 | З-73 | 85,7 | 44,5 | 5,6 | М | 79,4 | 1,2 | 2,6 | 78,6 | 0,8 | 2,3 |
| 60,3 | 9,9 | 7,1 | EU-E75 | NC26 | З-73 | 85,7 | 44,5 | 5,6 | М | 81,0 | 2,0 | 3,3 | 80,2 | 1,6 | 3,0 |
| 60,3 | 9,9 | 7,1 | EU-X95 | NC26 | З-73 | 85,7 | 44,5 | 5,6 | М | 82,6 | 2,8 | 4,1 | 81,8 | 2,4 | 3,7 |
| 60,3 | 9,9 | 7,1 | EU-G105 | NC26 | З-73 | 85,7 | 44,5 | 5,6 | М | 83,3 | 3,2 | 4,4 | 82,6 | 2,8 | 4,1 |
| 73,0 | 10,2 | 5,5 | EU-E75 | NC31 | З-86 | 104,8 | 54,0 | 9,6 | Н | 93,7 | 2,0 | 4,3 | 92,9 | 1,6 | 3,8 |
| 73,0 | 15,5 | 9,2 | EU-E75 | NC31 | З-86 | 104,8 | 54,0 | 9,6 | Н | 96,8 | 3,6 | 6,2 | 95,3 | 2,8 | 5,2 |
| 73,0 | 15,5 | 9,2 | IU-E75 | NC26 | З-73 | 85,7 | 44,5 | 5,6 | М | 85,7 | 4,4 | 5,6 | 84,9 | 4,0 | 5,2 |
| 73,0 | 15,5 | 9,2 | EU-X95 | NC31 | З-86 | 104,8 | 50,8 | 10,7 | Н | 99,2 | 4,8 | 7,8 | 97,6 | 4,0 | 6,7 |
| 73,0 | 15,5 | 9,2 | EU-G105 | NC31 | З-86 | 104,8 | 50,8 | 10,7 | Н | 100,0 | 5,2 | 8,3 | 98,4 | 4,4 | 7,2 |
| 73,0 | 15,5 | 9,2 | EU-S135 | NC31 | З-86 | 111,1 | 41,3 | 13,7 | Н | 103,2 | 6,7 | 10,4 | 101,6 | 6,0 | 9,3 |
| 88,9 | 14,1 | 6,5 | EU-E75 | NC38 | З-102 | 120,7 | 76,2 | 10,3 | Н | 111,9 | 3,2 | 7,8 | 110,3 | 2,4 | 6,5 |
| 88,9 | 14,1 | 6,5 | EU-E75 | NC38 | З-102 | 120,7 | 68,3 | 14,7 | Н | 111,9 | 3,2 | 7,8 | 110,3 | 2,4 | 6,5 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | EU-E75 | NC38 | З-102 | 120,7 | 68,3 | 14,7 | Н | 114,3 | 4,4 | 9,9 | 112,7 | 3,6 | 8,5 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | IU-E75 | NC31 | З-86 | 104,8 | 54,0 | 9,6 | Н | 101,6 | 6,0 | 9,3 | 100,0 | 5,2 | 8,3 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | EU-X95 | NC38 | З-102 | 127,0 | 65,1 | 16,3 | Н | 116,7 | 5,6 | 12,0 | 115,1 | 4,8 | 10,6 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | EU-G105 | NC38 | З-102 | 127,0 | 61,9 | 17,9 | Н | 118,3 | 6,4 | 13,4 | 116,7 | 5,6 | 12,0 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | EU-S135 | NC40 | З-108 | 136,5 | 61,9 | 24,2 | Н | 127,0 | 7,1 | 17,0 | 124,6 | 6,0 | 14,6 |
| 88,9 | 19,8 | 9,3 | EU-S135 | NC38 | З-102 | 127,0 | 54,0 | 21,6 | Н | 122,2 | 8,3 | 17,1 | 119,9 | 7,1 | 14,9 |
| 88,9 | 23,1 | 11,4 | EU-E75 | NC38 | З-102 | 127,0 | 65,1 | 16,3 | Н | 115,1 | 4,8 | 10,6 | 113,5 | 4,0 | 9,2 |
| 88,9 | 23,1 | 11,4 | EU-X95 | NC38 | З-102 | 127,0 | 61,9 | 17,9 | Н | 118,3 | 6,4 | 13,4 | 116,7 | 5,6 | 12,0 |
| 88,9 | 23,1 | 11,4 | EU-G105 | NC38 | З-102 | 127,0 | 54,0 | 21,6 | Н | 119,9 | 7,1 | 14,9 | 117,5 | 6,0 | 12,7 |
| 88,9 | 23,1 | 11,4 | EU-G105 | NC40 | З-108 | 133,4 | 65,1 | 22,5 | Н | 125,4 | 6,4 | 15,4 | 123,0 | 5,2 | 13,0 |
| 88,9 | 23,1 | 11,4 | EU-S135 | NC40 | З-108 | 139,7 | 57,2 | 26,6 | Н | 129,4 | 8,3 | 19,6 | 126,2 | 6,7 | 16,2 |
| 101,6 | 17,6 | 6,7 | EU-E75 | NC46 | З-122 | 152,4 | 82,6 | 27,0 | Н | 132,6 | 2,8 | 10,6 | 131,0 | 2,0 | 8,8 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | IU-E75 | NC40 | З-108 | 133,4 | 71,4 | 18,9 | Н | 122,2 | 4,8 | 12,2 | 120,7 | 4,0 | 10,7 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | EU-E75 | NC46 | З-122 | 152,4 | 82,6 | 27,0 | Н | 134,1 | 3,6 | 12,5 | 132,6 | 2,8 | 10,6 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | IU-X95 | NC40 | З-108 | 133,4 | 68,3 | 20,8 | Н | 125,4 | 6,4 | 15,4 | 123,0 | 5,2 | 13,0 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | EU-X95 | NC46 | З-122 | 152,4 | 82,6 | 27,0 | Н | 136,5 | 4,8 | 15,4 | 134,9 | 4,0 | 13,5 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | IU-G105 | NC40 | З-108 | 139,7 | 61,9 | 24,2 | Н | 127,0 | 7,1 | 17,0 | 124,6 | 6,0 | 14,6 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | EU-G105 | NC46 | З-122 | 152,4 | 82,6 | 27,0 | Н | 138,1 | 5,6 | 17,4 | 135,7 | 4,4 | 14,4 |
| 101,6 | 20,8 | 8,4 | EU-S135 | NC46 | З-122 | 152,4 | 76,2 | 31,7 | Н | 141,3 | 7,1 | 21,4 | 139,7 | 6,4 | 19,4 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | IU-E75 | NC40 | З-108 | 133,4 | 68,3 | 20,8 | Н | 123,8 | 5,6 | 13,8 | 121,4 | 4,4 | 11,5 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | EU-E75 | NC46 | З-122 | 152,4 | 82,6 | 27,0 | Н | 134,9 | 4,0 | 13,5 | 133,4 | 3,2 | 11,6 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | IU-X95 | NC40 | З-108 | 139,7 | 61,9 | 24,2 | Н | 127,0 | 7,1 | 17,0 | 124,6 | 6,0 | 14,6 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | EU-X95 | NC46 | З-122 | 152,4 | 76,2 | 31,7 | Н | 138,1 | 5,6 | 17,4 | 135,7 | 4,4 | 14,4 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | EU-G105 | NC46 | З-122 | 152,4 | 76,2 | 31,7 | Н | 138,9 | 6,0 | 18,4 | 137,3 | 5,2 | 16,4 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | IU-S135 | NC46 | З-122 | 152,4 | 66,7 | 36,6 | М | 143,7 | 8,3 | 24,5 | 140,5 | 6,7 | 20,4 |
| 101,6 | 23,4 | 9,7 | EU-S135 | NC46 | З-122 | 152,4 | 73,0 | 34,0 | Н | 143,7 | 8,3 | 24,5 | 140,5 | 6,7 | 20,4 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-E75 | 4 1/2 FH | З-121 | 152,4 | 76,2 | 28,0 | Н | 136,5 | 5,2 | 16,4 | 134,1 | 4,0 | 13,7 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-E75 | NC46 | З-122 | 158,8 | 82,6 | 27,0 | Н | 137,3 | 5,2 | 16,4 | 135,7 | 4,4 | 14,4 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | EU-E75 | NC50 | З-133 | 168,3 | 95,3 | 30,3 | Н | 145,3 | 4,0 | 15,7 | 144,5 | 3,6 | 14,6 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-X95 | 4 1/2 FH | З-121 | 152,4 | 69,9 | 32,1 | Н | 139,7 | 6,7 | 20,3 | 137,3 | 5,6 | 17,4 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-X95 | NC46 | З-122 | 158,8 | 76,2 | 27,0 | Н | 140,5 | 6,7 | 20,4 | 138,1 | 5,6 | 17,4 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | EU-X95 | NC50 | З-133 | 168,3 | 95,3 | 30,3 | Н | 148,4 | 5,6 | 20,2 | 146,8 | 4,8 | 18,0 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-G105 | 4 1/2 FH | З-121 | 152,4 | 69,9 | 32,1 | Н | 141,3 | 7,5 | 22,2 | 138,9 | 6,4 | 19,3 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-G105 | NC46 | З-122 | 158,8 | 76,2 | 31,7 | Н | 142,1 | 7,5 | 22,4 | 139,7 | 6,4 | 19,4 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | EU-G105 | NC50 | З-133 | 168,3 | 95,3 | 30,3 | Н | 150,0 | 6,4 | 22,6 | 147,6 | 5,2 | 19,1 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | IEU-S135 | NC46 | З-122 | 158,8 | 69,9 | 36,1 | Н | 146,8 | 9,9 | 28,8 | 143,7 | 8,3 | 24,5 |
| 114,3 | 24,7 | 8,6 | EU-S135 | NC50 | З-133 | 168,3 | 88,9 | 36,2 | Н | 154,0 | 8,3 | 28,5 | 151,6 | 7,1 | 24,9 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | IEU-E75 | 4 1/2 FH | З-121 | 152,4 | 76,2 | 28,0 | Н | 138,9 | 6,4 | 19,3 | 136,5 | 5,2 | 16,4 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | IEU-75 | NC46 | З-122 | 158,8 | 76,2 | 31,7 | Н | 139,7 | 6,4 | 19,4 | 137,3 | 5,2 | 16,4 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | EU-E75 | NC50 | З-133 | 168,3 | 92,1 | 33,3 | Н | 147,6 | 5,2 | 19,1 | 146,1 | 4,8 | 16,8 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | IEU-X95 | 4 1/2 FH | З-121 | 152,4 | 63,5 | 36,0 | Н | 142,9 | 8,3 | 24,2 | 140,5 | 7,1 | 21,2 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | IEU-X95 | NC46 | З-122 | 158,8 | 69,9 | 36,1 | Н | 143,7 | 8,3 | 24,5 | 141,3 | 7,1 | 21,4 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | EU-X95 | NC50 | З-133 | 168,3 | 88,9 | 36,2 | Н | 150,8 | 6,7 | 23,7 | 149,2 | 6,0 | 21,4 |
| 114,3 | 29,8 | 10,9 | IEU-G105 | NC46 | З-122 | 158,8 | 63,5 | 40,1 | Н | 145,3 | 9,1 | 26,6 | 142,9 | 7,9 | 23,5 |
| 127,0 | 29,8 | 10,9 | EU-G105 | NC50 | З-133 | 168,3 | 88,9 | 36,2 | Н | 153,2 | 7,9 | 27,3 | 150,0 | 6,4 | 22,6 |
| 127,0 | 29,8 | 10,9 | EU-S135 | NC50 | З-133 | 168,3 | 76,2 | 46,8 | Н | 158,0 | 10,3 | 34,7 | 154,8 | 8,7 | 29,7 |
| 127,0 | 29,0 | 9,2 | IEU-E75 | NC50 | З-133 | 168,3 | 95,3 | 30,3 | Н | 149,2 | 6,0 | 21,4 | 147,6 | 5,2 | 19,1 |
| 127,0 | 29,0 | 9,2 | IEU-X95 | NC50 | З-133 | 168,3 | 88,9 | 36,2 | Н | 153,2 | 7,9 | 27,3 | 150,8 | 6,7 | 23,7 |
| 127,0 | 29,0 | 9,2 | IEU-G105 | NC50 | З-133 | 168,3 | 82,6 | 41,7 | Н | 154,8 | 8,7 | 29,7 | 152,4 | 7,5 | 26,1 |
| 127,0 | 29,0 | 9,2 | IEU-S135 | NC50 | З-133 | 168,3 | 69,9 | 51,6 | Н | 160,3 | 11,5 | 38,5 | 157,2 | 9,9 | 33,4 |
| 139,7 | 29,0 | 9,2 | IEU-S135 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 88,9 | 58,8 | Н | 171,5 | 9,5 | 39,0 | 168,3 | 7,9 | 33,1 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-E75 | NC50 | З-133 | 168,3 | 88,9 | 36,2 | Н | 153,2 | 7,9 | 27,3 | 150,8 | 6,7 | 23,7 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-E75 | 5 1/2 FH | З-147 | 177,8 | 88,9 | 51,2 | Н | 165,1 | 6,4 | 27,4 | 162,7 | 5,2 | 23,2 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-X95 | NC50 | З-133 | 168,3 | 76,2 | 46,8 | Н | 158,0 | 10,3 | 34,7 | 154,8 | 8,7 | 29,7 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-X95 | 5 1/2 FH | З-147 | 177,8 | 88,9 | 51,2 | М | 169,1 | 8,3 | 34,6 | 166,7 | 7,1 | 30,2 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-G105 | NC50 | З-133 | 168,3 | 69,9 | 51,6 | Н | 159,5 | 11,1 | 37,2 | 156,4 | 9,5 | 32,2 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-G105 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 88,9 | 58,8 | Н | 170,7 | 9,1 | 37,5 | 168,3 | 7,9 | 33,1 |
| 139,7 | 38,1 | 10,5 | IEU-S135 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 82,6 | 64,0 | М | 176,2 | 11,9 | 48,1 | 173,0 | 10,3 | 42,0 |
| 168,3 | 32,6 | 8,0 | IEU-E75 | 5 1/2 FH | З-147 | 177,8 | 101,6 | 45,3 | Н | 164,3 | 6,0 | 26,0 | 162,7 | 5,2 | 23,2 |
| 168,3 | 32,6 | 8,0 | IEU-X95 | 5 1/2 FH | З-147 | 177,8 | 95,3 | 51,2 | М | 168,3 | 7,9 | 33,1 | 165,9 | 6,7 | 28,8 |
| 168,3 | 32,6 | 8,0 | IEU-G105 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 88,9 | 58,8 | Н | 170,7 | 9,1 | 37,5 | 167,5 | 7,5 | 31,7 |
| 168,3 | 32,6 | 8,0 | IEU-S135 | 5 1/2 FH | З-147 | 190,5 | 76,2 | 70,6 | Н | 176,2 | 11,9 | 48,1 | 173,0 | 10,3 | 42,0 |
| 168,3 | 36,8 | 9,2 | IEU-E75 | 5 1/2 FH | З-147 | 177,8 | 101,6 | 45,3 | Н | 166,7 | 7,1 | 30,2 | 164,3 | 6,0 | 26,0 |
| 168,3 | 36,8 | 9,2 | IEU-X95 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 88,9 | 58,8 | Н | 170,7 | 9,1 | 37,5 | 167,5 | 7,5 | 31,7 |
| 168,3 | 36,8 | 9,2 | IEU-G105 | 5 1/2 FH | З-147 | 184,2 | 88,9 | 58,8 | Н | 172,2 | 9,9 | 40,5 | 169,9 | 8,7 | 36,0 |
| 168,3 | 36,8 | 9,2 | IEU-S135 | 5 1/2 FH | З-147 | 190,5 | 76,2 | 70,6 | Н | 178,6 | 13,1 | 52,7 | 174,6 | 11,1 | 45,0 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ЗНАЧЕНИЯ КРИТЕРИЯ H ДЛЯ СОЕДИНЕНИЙ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обозначение типа замковой резьбы | Значение критерия Н  по шаблону, мм  не менее | | Значение критерия *Н* для пары ниппель-муфта, мм,  не менее | | |
| **Классы** | | | | |
| **I** | **II** | | **I** | **II** |
| З-73 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-86 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-102 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-108 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-122 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-133 | 28,0 | 23,0 | | 28,0 | 19,5 |
| З-147 | 34,5 | 29,0 | | 34,5 | 24,0 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ РЕЗЬБОВЫЕ УПОРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

| **ГОСТ 34438.2-2018 (ИСО 10424-2:2007)** | **[ГОСТ 28487](kodeks://link/d?nd=1200021308&point=mark=000000000000000000000000000000000000000000000000007D20K3"\o"’’ГОСТ 28487-90 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски (с Изменением N 1)’’(утв. постановлением Госстандарта СССР от 3/27/1990 N 614)Статус: действующая редакция (действ. с 1/1/1993))** |
| --- | --- |
| NC10 | 3-30 |
| NC12 | 3-35 |
| NC13 | 3-38 |
| NC16 | 3-44 |
| NC23 | 3-65 |
| 2 3/8 REG | 3-66 |
| NC26 | 3-73 |
| 2 7/8 REG | 3-76 |
| NC31 | 3-86 |
| 3 1/2 REG | 3-88 |
| NC35 | 3-94 |
| 3 1/2 FH | 3-101 |
| NC38 | 3-102 |
| NC40 | 3-108 |
| 4 1/2 REG | 3-117 |
| NC44 | 3-118 |
| 4 1/2 FH | 3-121 |
| NC46 | 3-122 |
| NC50 | 3-133 |
| 5 1/2 REG | 3-140 |
| 5 1/2 FH | 3-147 |
| NC56 | 3-149 |
| 6 5/8 REG | 3-152 |
| - | 3-161 |
| NC61 | 3-163 |
| 6 5/8 FH | 3-171 |
| 7 5/8 REG | 3-177 |
| NC70 | 3-185 |
| - | 3-189 |
| 8 5/8 REG | 3-201 |
| NC77 | 3-203 |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ФОРМА ЗАКАЗА НА ИНСПЕКЦИЮ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Ссылка: Страница: 1 из 1 Выдано для:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Дата: Дата поставки оборудования: Запрашивающая компания: Лицо:

Название скважины/установки № кустовой площадки: Телефон: Факс: Эл. Почта

*(Инструкции: 1) Укажите оборудование, 2) укажите программы инспекции, 3) укажите критерии приемки)*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***БУРИЛЬНАЯ ТРУБА*** | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пункт | Кол-во | Размер  мм | Стенка  Мм | Марка | Соединение | Группа  Длины | Хардбэндинг | | | | Программа инспекции | | | Критерии приемки | | |
| Категория | Другое | | Премиум | Другое |  |
| №1 | 7000 м | 127 | 9,19 | S | NC50 | 2 |  | Да | Х | нет | 3 |  | См. примечание | Х |  |  |
| №2 | 1000 м | 89 | 9,35 | S | HT38 | 2 |  | Да | Х | нет | 3 |  | См. примечание | Х | Х | ПРИМ 1 |
| №3 | 8000 м | 89 | 9,35 | S | NC38 | 2 |  | Да | Х | нет | 3 |  | См. примечание | Х | Х | ПРИМ 1 |
| №4 |  |  |  |  |  |  |  | Да |  | нет |  |  | См. примечание |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***ДРУГИЕ КОМПОНЕНТЫ*** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Пункт | | Кол-во | | Описание | Наруж. диаметр | | Внутр. диаметр | Соединение | Разгрузочная муфта | | | | Разгрузочный ниппель | | | | Программа инспекции | | | | | Критерии приемки |
| Категория | | | Другое | |
| №5 | | 20 | | УБТ | 165 | | 57 | NC38 | Х | да |  | нет | Х | да |  | нет |  | 3 |  |  | См. примечание | BSR 1.8-2.5 |
| №6 | | 30 | | ТБТ | 127 | | 57 | NC38 | Х | да |  | нет | Х | да |  | нет |  | 3 |  |  | См. примечание | DS-1 |
| №7 | | 1 | | Переводник | 165-120 | | 82-57 | м NC50 х н HT38 |  | да | Х | нет |  | да | Х | нет |  | 3 |  |  | См. примечание 2 | ПРИМ 3 |
| №8 | | 1 | | Переводник | 127 | | 55 | м HT38 х н NC38 |  | да | Х | нет |  | да | Х | нет |  | 3 |  |  | См. примечание 2 | ПРИМ 4 |
| №9 | |  | |  |  | |  |  |  | да |  | нет |  | да |  | нет |  |  |  |  | См. примечание |  |
| №10 | |  | |  |  | |  |  |  | да |  | нет |  | да |  | нет |  |  |  |  | См. примечание |  |
| №11 | |  | |  |  | |  |  |  | да |  | нет |  | да |  | нет |  |  |  |  | См. примечание |  |
| №12 | |  | |  |  | |  |  |  | да |  | нет |  | да |  | нет |  |  |  |  | См. примечание |  |
| да | Х | нет |  | Требуется ли наблюдение третьей стороны? | |
| ПРИМЕЧАНИЯ (в случае необходимости, добавьте примечания) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПРИМЕЧАНИЕ 1 | | | | ДЛЯ ПУНКТОВ 2 И 3 МИНИМАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ ОСТАВШЕЙСЯ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ДОЛЖНО СОСТАВЛЯТЬ ≥82% | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПРИМЕЧАНИЕ 2 | | | | ДЛЯ ПУНКТОВ 7 И 8 – УЛЬТРАЗВУКОВУЮ ИНСПЕКЦИЮ СТЕНКИ, ПОМИМО КАТ. 3, МИН. СТЕНКА ≥12 мм ДЛЯ ОБОИХ ПУНКТОВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПРИМЕЧАНИЕ 3 | | | | ДЛЯ ПУНКТА 7 – МИНИМАЛЬНЫЙ НАРУЖ. ДИАМ. МУФТЫ ≥162 мм, МИНИМАЛЬНЫЙ ВНУТР. ДИАМ. НИППЕЛЯ ≥55 мм. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ПРИМЕЧАНИЕ 4 | | | | ДЛЯ ПУНКТА 8 – МИНИМАЛЬНЫЙ НАРУЖ. ДИАМ. МУФТЫ ≥117 мм, МИНИМАЛЬНЫЙ ВНУТР. ДИАМ. НИППЕЛЯ ≥57 мм | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ТИПИЧНЫЕ АВАРИИ С ЭЛЕМЕНТАМИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ

* + 1. **УСТАЛОСТНОЕ РАЗРУШЕНИЕ**
  1. Слом элементов бурильной колонны в подавляющем большинстве случаев имеет характер усталостного разрушения. Усталостное разрушение элементов бурильной колонны происходит под действием переменных нагрузок, величина которых меньше предела текучести материала, из которого они изготовлены. Механизм усталостного разрушения обусловлен образованием и развитием микротрещин. Первичные микротрещины образуются в местах концентрации напряжений по:
* дефектам микроструктуры металла (зернистость, примеси),
* дефектам производства (дефекты сварочных швов, раковины в металле и т.д.),
* коррозионным язвам,
* механическим повреждениям (царапины, выбоины, трещины, возникшие при хладноломкости и т.п.).
  1. В зоне концентрации напряжений, при воздействии переменных нагрузок происходит сращивание микродефектов, происходит зарождение первоначальных микротрещин и развитие их в макротрещины. При образовании макротрещин происходит сужение сечения, концентрация напряжений возрастает, и развитие дефекта ускоряется. В результате уменьшения площади сечения при росте трещины, напряжения в материале по данному сечению быстро нарастают, и при очередном приложении высокой нагрузки напряжения в материале и превышают предел его прочности, происходит разрушение элемента бурильной колонны.
  2. При бурении слому инструмента предшествует промыв инструмента по образовавшейся усталостной трещине. Характерный вид промыва тела трубы по усталостной трещине приведен рисунке 8.
  3. В типичном усталостном изломе можно выделить три зоны:
* место зарождения трещины;
* зона стабильного развития трещины, которая чаще всего характеризуется линиями усталости (гребными, бороздками), представляющие собой примерно концентрические контуры. Фокус этих контуров находится в месте зарождения усталостной трещины. При аварии с бурильной колонной в процессе бурения поверхность этих зон может быть в значительной мере размыта буровым раствором;
* зона долома, как результат заключительной стадии усталостного разрушения, протекающий в зависимости от условий работы по вязкому или хрупкому механизму. Соответственно излом в этой зоне имеет волокнистый или кристаллический вид. Для высокопрочных элементов бурильной колонны разрушение обычно происходит по хрупкому механизму. Характерный вид усталостного слома по телу трубы приведен на рисунке 9.
  1. Зарождение усталостных трещин сложно выявить даже при проведении тщательной дефектоскопии с применением соответствующих методов инспекции. К тому же проведение инспекции показывает факт образования трещины, но не всегда указывает на причины их возникновения. При возникновении усталостного излома всегда следует проводить анализ причин зарождения трещины. Учет и расследование усталостного разрушения должно проводиться в отношении всех случаев аварийного отказа элементов бурильной колонны, включая не только их разрушение, но и промывы по телу трубы.
  2. По каждому случаю аварийного отказа, связанному с усталостным разрушением (слому, промыву) должен быть составлен акт расследования. В акте расследования в обязательном порядке должны быть указаны:
* обстоятельства инцидента;
* характер разрушения, его размеры;
* локализация места;
* причина (причины) зарождения первоначальной трещины;
* наработка на элемент бурильной колонны с начала эксплуатации;
* данные о проведении последней инспекции, ремонта (если проводился);
* нагрузки на данный элемент в момент отказа;
* параметры бурового раствора и режима промывки;
* четко указать наличие или отсутствие признаков;
* язвенной коррозии аварийного элемента;
* сероводородного охрупчивания (черный налет);
* заводских дефектов (слом по сварке, видимые раковины или иные дефекты);
* механических повреждений (вмятины царапины, надрезы и т.п.).
  1. Данные по всем отказам бурильных труб следует включать в форму ПБТ-3 паспорта комплекта бурильных труб. При выявлении систематических отказов, связанных с усталостным износом по причинам сероводородного охрупчивания материала, язвенной коррозии, заводских дефектов, комплект бурильного инструмента должен быть выведен из эксплуатации и заменен. При этом должны быть приняты меры по устранению выявленной причины (или причин) систематических отказов во избежание возникновения проблем с новым комплектом бурильных труб.

1. **РАЗРУШЕНИЕ ПО ВЫСАЖЕННОМУ КОНЦУ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ**
   1. Разрушение по высаженному концу бурильной трубы является одной из наиболее распространённых видов аварий с бурильной колонной. Разрушение имеет характер образования сквозного отверстия в бурильной трубе. При бурении это отмечается по падению давления на стояке. При непринятии своевременных мер и/или высокой интенсивности знакопеременных нагрузок, например, при вибрации бурильной колонны, происходит рост отверстия за счет развития трещины с последующим сломом бурильной трубы.
   2. Наиболее часто данный вид аварии происходит по муфтовому концу бурильной трубы в зоне посадки на клинья, на расстоянии, примерно, 30-50 см от муфты. Это обусловлено тем, что в данном месте трубы воспринимают дополнительную нагрузку при посадке на клинья, испытывают воздействие захвата элеватора. Важным фактором является наличие на данном участке царапин, вмятин от клинового захвата, которые служат концентраторами напряжения и приводят к ускоренному образованию усталостных трещин.
   3. При большом крутящем моменте, приложенном к трубе, за счет сочетания при бурении крутильных и растягивающих нагрузок усталостная трещина развивается часто не перпендикулярно оси трубы, а перпендикулярно наибольшему напряжению в трубе под углом по направлению вращения трубы. В этом случае излом формируется по спирали. При спиральном изломе может формироваться несколько усталостных трещин, и зона слома может иметь вид многозаходной спирали из полос металла. Захват аварийной головы такой аварийной трубы ловильным инструментом является весьма сложной задачей с низкими шансами на успех.
   4. Для предотвращения аварийного слома инструмента следует помнить, что, слому трубы при усталостном разрушении предшествует промыв трубы. Следует постоянно отслеживать изменение давления на стояке при промывке. В случае падения давления следует считать в первую очередь, что это проблемы с возможным промывом бурильной колонны и принимать все действия исходя из этого предположения. При бурении следует остановить вращение бурильной колонны, оторвать инструмент от забоя, при риске прихвата – поднять инструмент в безопасную зону и только после этого начать проверку поверхностного оборудования на предмет наличия проблем с ним. Возобновление работ возможно, только если проблемы с поверхностным оборудованием выявлены и устранены. В случае любых сомнений в целостности бурильной колонны инструмент следует поднять и тщательно осмотреть на предмет наличия промывов по телу или размытых замковых соединений.

1. **ПОПЕРЕЧНЫЙ СЛОМ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ**
   1. Поперечный слом замковых соединений по причине усталости происходит по первой нитке резьбы ниппеля или муфты, где присутствует наибольшая концентрация локальных напряжений. Усталостные явления в замковых соединениях развиваются под действием знакопеременных нагрузок при вращении труб в наклонном стволе. При различных геометрических размерах муфтовой и ниппельной части замка наиболее слабой части происходит накопление усталостных дефектов. Отношение геометрических размеров муфты и ниппеля рассчитывается через Индекс прочности на изгиб (BSR) ([Приложение 3](#приложение3)). Индекс BSR должен находиться в рекомендуемом диапазоне. При высоком значении BSR жесткость муфты значительно превышает жесткость ниппеля. При этом в ниппеле возникает большее напряжение при изгибе, и в основании ниппеля происходит накопление усталостных дефектов. Эта ситуация ведет к повышенному риску усталостного слома ниппеля. При низком индексе BSR по тем же причинам возникает повышенный риск усталостного слома муфты по последней риске резьбы в контакте с ниппелем.
   2. Для предотвращения усталостного слома замковых соединений следует:

* Не допускать к работе замковые соединения размером З-102 (NC-38) и более без разгрузочных элементов ([Приложение 2](#приложение2))
* Не допускать использования резьбовых соединений, если BSR не соответствует требованиям.
  1. Поперечный слом ниппеля по причине превышения предельного момента наиболее часто происходит по причине внезапной остановки нижней части бурильной колонны при ее заклинивании в стволе скважины и продолжении вращения верхней части бурильной колонны. Обычно в данном случае происходит слом по ниппелю. Слом имеет характерный чашевидный профиль с оставлением вогнутой части в муфте (рис. 11)). Также слом может иметь вид комбинации чашевидного слома и косого излома, под углом, примерно 45°. (рис. 10) При приложении момента выше предела текучести может произойти деформация муфты с увеличением ее диаметра. Муфта принимает форму колокола. При этом в ней может произойти продольный разрыв муфты. Еще одним характерным повреждением при приложении к замковым соединениям чрезмерного момента является растяжение резьбы ниппеля. Растягивание ниппеля происходит при нагрузках, превышающих предел пластичности, но не достигающих предела прочности. Деформированные резьбы часто трудно выявить при внешнем осмотре. Наиболее надежным методом выявления пластической деформации резьбы является замер шага резьбы шагомером и тарировочной пластины.
  2. Для предотвращения слома и деформации замковых соединений следует обеспечить контроль момента при их креплении и вращении бурильной колонны.

1. **ПРОДОЛЬНЫЕ СЛОМЫ ПО ТЕЛУ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ**

Продольные сломы по телу бурильной трубы являются относительно редкой аварией. Причиной возникновения данной аварии является металлургические дефекты при прокате и термической обработке трубы. Подобные инциденты должны расследоваться с привлечением завода-изготовителя. При повторном возникновении подобного инцидента с бурильными трубами из одной партии комплект бурильного инструмента должен быть выведен из эксплуатации (до выявления причин, проведения тщательной инспекции) и заменен.

1. **РАЗМЫВ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ** 
   1. При правильной эксплуатации замковых соединений, изготовленных в соответствии с техническими условиями, размывов замковых соединений не происходит. Основной причиной размыва замковых соединений является повреждение упорных торцов резьбы. Герметизация замкового соединения обеспечивается только плотным соприкосновением упорных торцов ниппеля и муфты резьбы.
   2. Для предотвращения инцидентов замковые соединения перед наворотом должны осматриваться. Элементы КНБК с любыми повреждениями упорных торцов, наличием зазора между торцами после наворота должны отбраковываться. Следует тщательно очищать резьбу и не допускать попадания на резьбу и упорные торцы посторонних примесей.

1. **РАЗРУШЕНИЕ РЕЗЬБЫ**
   1. Разрушение замковой резьбы бурильных труб и УБТ происходит в виде выкрашивания отдельных ниток. Разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности. На разрушение резьбы влияет как снижение точности при ее изготовлении, так и степень ее износа. При изготовлении замковой резьбы с большим отрицательным натягом увеличиваются зазоры в резьбе и, при недостаточном моменте затяжки, создается возможность перемещения соприкасающихся сторон профиля при знакопеременном изгибе, что приводит к разрушению резьбы.
   2. Износ резьбы связан с многократным свинчиванием - развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны, и, особенно, вибрацией бурильной колонны. В результате значительного износа происходит срыв резьбы. На поверхности резьбы срабатываются обе стороны профиля. Длинная сторона профиля изнашивается, главным образом, при свинчивании - развинчивании, короткая - при затяжке (креплении) и работе в скважине. Недостаточное крепление замков и, особенно, УБТ - главная причина износа резьбы.
2. **ЗАЕДАНИЕ РЕЗЬБЫ**
   1. Заедание резьбы связано с плотным «схватыванием» поверхности резьбы при свинчивании замкового соединения. Сила сцепления при этом превышает прочность материала замка, что приводит к разрушению резьбы при развинчивании, а иногда такое соединение не удается развинтить.

Заедание объясняется высоким удельным давлением, трением и температурой, возникающей на поверхностях резьбы при свинчивании и работе соединения в скважине. Заедание чаще бывает на новых соединениях в процессе их приработки.

* 1. Для предотвращения заедания резьбы следует использовать резьбовую смазку, не превышать установленный момент крепления резьбовых соединений, в обязательном порядке прирабатывать новые замковые соединения.



Рис. 8 - Промыв тела трубы по усталостной трещине

Наиболее часто происходит в зоне посадки на клинья.

При роторном бурении расположен под углом к оси трубы.

У концов размыва можно заметить трещины.

Направление размыва обычно совпадает с направлением трещины.



Рис. 9 - Типичный вид усталостного слома по телу трубы

Зона зарождения трещины размыта.

Зона развития трещины – выделено зеленым цветом – видны гребни и бороздки.

Зона долома – выделена красным цветом – в данном случае долом произошел по хрупкому механизму разрушения.



Рис. 10 - Слом при приложении момента (в комбинации с растягивающей нагрузкой) выше допустимого значения

Характерная форма «перевернутой чашки» в сочетании с косым сломом, под углом примерно 45 градусов.



Рис. 11 - Слом резьбы из-за приложения избыточного момента

Характерный слом «чашевидной» формы. Характерное место слома – по последней находящейся в зацеплении нитке резьбы ниппеля. При резком превышении момента напряжения в теле трубы превысили предел прочности. Слом произошёл по механизму хрупкого разрушения, нет признаков пластической деформации металла в зоне слома.



Рис. 12 - Пластическая деформация замкового соединения

К замковому соединению приложен момент выше допустимого. При этом напряжения в теле трубы превысили предел текучести материала, но были ниже предела временной прочности.

Характерная деформация замкового соединения – раздутие по торцовому уплотнению.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 11. ПЕРВИЧНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ВИБРАЦИИ

**Первичные действия бурильщика при возникновении вибраций**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Тип вибрации** | **Осевая** | **Крутильная** | **Поперечная** |
| Поведение инструмента | Подбрасывание долота над забоем | Ускорение и замедление скорости вращения | Взаимодействие инструмента со стенкой скважины |
| Характер движения бурильной колонны | Перемещение вверх-вниз вдоль ствола скважины | Набор пружины/ раскручивание пружины | Боковое биение, планетарное движение бурильной колонны по стенке скважины |
| Типичные условия возникновения | Бурение твердых, переслаивающихся пород  Ствол скважины близок к вертикальному  Использование шарошечных долот | Агрессивное PDC долото  Большое трение между бурильной колонной и стенкой скважины  Сильно искривленные скважины | Агрессивные калибрующие резцы долота  Большое трение между бурильной колонной и стенкой скважины  Размывы ствола  Плохая стабилизация КНБК |
| Признаки на поверхности | Значительное изменение нагрузки на долото  Ощутимая вибрация СВП, пола буровой | Остановка верхнего привода/ ротора по избыточному моменту  Изменение момента и частоты вращения  Низкая скорость бурения | Увеличение момента на верхнем приводе/ роторе  Низкая скорость бурения |
| Типичные последствия | Повышенный износ опорной секции ВЗД  Сломы зубьев долота  Сломы элементов КНБК | Повреждение резцов долота  Отворот труб по резьбе и затяжка резьбы выше момента крепления  Сломы элементов КНБК | Износ долот и/или стабилизаторов по диаметру  Сколы резцов долота  Увеличение диаметра ствола скважины  Промывы в бурильной колонне  Сломы элементов КНБК  Односторонний износ элементов КНБК |
| Незамедлительные действия бурильщика при обнаружении признаков | Увеличить нагрузку на долото, снизить скорость вращения | Снизить нагрузку на долото, увеличить скорость вращения | Увеличить нагрузку и снизить скорость вращения, если эффекта нет, то оторваться от забоя и нагрузить долото при меньшей скорости вращения |