Т М К – П Р Е М И У М С Е Р В И С
(Т М К – П С)

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РЭ ПС 02-010-2014

ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ TMK UP TDS и Z2-83

Редакция 4

2019

Предисловие

Настоящее руководство распространяется на трубы бурильные с приваренными замками ТМК UP TDS и Z2-83, выпускаемые Предприятиями Группы ТМК: ПАО «Синарский трубный завод», ПАО «Таганрогский металлургический завод» и АО «Орский машиностроительный завод (в части приваренных замков).

Настоящее руководство разработано с учетом требований следующих документов:

- API RP 7G Рекомендуемая практика по проектированию и эксплуатации бурильных колонн;
- ANSI/API Bul 5C3 Бюллетень по формулам и расчетам свойств обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и магистральных труб;
- ISO/TR 10400 Нефтяная и газовая промышленность - Формулы и расчеты для определения свойств обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и магистральных труб.

Руководство содержит все необходимые рекомендации, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, а также требований Технического Регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011.

Рекомендации по эксплуатации позволяют оптимизировать выбор бурильных труб, в соответствии с условиями их эксплуатации, показывают преимущества бурильных труб с приваренными замками ТМК UP TDS по сравнению подобной продукцией других изготовителей.

По дополнительным вопросам, касающимся эксплуатационных характеристик бурильных труб с замками ТМК UP TDS, необходимо обращаться в ООО «ТМК – Премиум Сервис», касающимся технических характеристик бурильных труб – к изготовителю бурильных труб.

Информация, изложенная в данном руководстве, носит справочный, информационный и рекомендательный характер и не предусматривает гарантии изготовителя за результаты, полученные при её использовании.

Потребитель несёт полную ответственность за правильность выбора труб, режимов их эксплуатации нагрузок, коэффициентов запаса и т.п. в зависимости от условий эксплуатации.

Сведения о руководстве по эксплуатации

1 УТВЕРЖДЕН

Директор по разработке
ООО «ТМК-Премиум Сервис»

_____ Мыслевцев А.С.

« 27 » декабря 2019 г.

2 РАЗРАБОТАН Директор по разработке

3 Редакция 4 Дата введения в действие 30 января 2020 г. с правом досрочного применения.

4 Взамен редакции 3 веденной в действие 24 марта 2014 г.

5 Настоящая редакция полностью переработана по отношению к предыдущей редакции и поправке, по этой причине изменения и дополнения, внесенные в данную редакцию, затемнением не выделены.

Содержание

1 Область применения 4
2 Нормативные ссылки 4
3 Термины и определения 4
4 Обозначения и сокращения 5
5 Технические характеристики бурильных труб 5
6 Ввод бурильных труб в эксплуатацию 6
6.1 Формирование компоновок бурильных труб 6
6.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации 9
7 Применение по назначению 10
7.1 Техническое обслуживание 10
7.1.1 Учёт работы и движения парка труб 10
7.1.2 Проведение спускоподъёмных операций 11
7.1.3 Требования к выбору резьбовых смазок 15
7.2 Ремонт бурильных труб 19
8 Эксплуатация бурильных труб 20
8.1 Условия работы бурильной колонны 20
8.2 Требования к буровому растовору 23
8.3 Виды осложнений с бурильной колонной и мероприятия по их предупреждению 23
9 Назначенные показатели 27
9.1 Контроль бурильных труб в процессе эксплуатации 27
9.2 Перевод бурильных труб в классы по износу 30
9.3 Критерии предельных состояний 34
10 Перечень критических отказов 36
10.1 Виды аварий, основные причины повреждения труб 36
11 Основные рекомендации по предотвращению аварийного разрушения трубнных колонн 39
12 Упаковка, транспортирование, хранение и консервация бурильных труб 40
12.1 Упаковка бурильных труб 40
12.2 Транспортирование бурильных труб 41
12.3 Хранение и косервация бурильных труб 44
13 Требования безопасности 47
14 Сведения о квалификации обслуживающего персонала 47
15 Указания по выводу из эксплуатации и утилизации труб 48
Приложение А (справочное) Основные размеры и массы замков 49
Приложение Б (справочное) Рекомендуемый момент свинчивания, максимальная допустимая осевая растягивающая нагрузка и максимальный момент свинчивания 53
Приложение В (справочное) Предельные значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов 61
Приложение Г (справочное) Предельное внутреннее и наружное давление 63
Приложение Д Область применения бурильных труб в стандартном и стойком к сульфидному растрекиванию исполнению 64
Приложение Е Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического Регламента таможенного союза ТР ТС 010/ 2011 65

Р У К О В О Д С Т В О П О Э К С П Л У А Т А Ц И И

ЭКСПЛУАТАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИВАРЕННЫМИ ЗАМКАМИ ТМК UP TDS и Z2-83

Дата введения 30 – 01 – 2020

1 Область применения

Настоящее руководство содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации бурильных труб с приваренными замками ТМК UP TDS и Z2-83.

Бурильные трубы с приваренными замками ТМК UP TDS и Z2-83 предназначены для бурения вертикальных, горизонтальных, наклонно-направленных нефтяных, газовых и геологоразведочных скважин.

Гарантийные обязательства изготовителя (Гарантийный срок) действуют при условии соблюдения настоящего руководства по эксплуатации.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 28487 Соединения резьбовые упорные с замковой резьбой элементов бурильных колонн. Общие технические требования

ГОСТ 32696 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия

API Spec 7-2 Требования к нарезанию резьбы и контролю калибрами роторных упорных резьбовых соединений

ГОСТ Р ИСО 13678/API 5A3 Трубы обсадные, насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн, для нефтяной и газовой промышленности. Оценка и испытание резьбовых смазок.

ANSI/API Spec 5DP/ISO 11961 Требования к бурильным трубам

СТО ТМК 56601056-0014-2009 Замки бурильные приварные ТМК UP TDS. Технические требования и контроль

П р и м е ч а н и е – При датированной ссылке должно применяться указанное издание документа. При недатированной ссылке должно применяться последнее действующее издание документа.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бурильная труба:** Тело бурильной трубы с приваренным к ней замком ТМК UP TDS или Z2-83.

3.2 **замок:** Кованый или катаный стальной элемент бурильной трубы, привариваемый к телу бурильной трубы и имеющий резьбовое двухупорное соединение ТМК UP TDS или Z2-83.

3.3 **изготовитель**: Предприятие, несущее ответственность за соответствие бурильных труб требованиям нормативного документа и заказа на поставку.

3.4 **колонна бурильных труб:** Последовательно свинченные бурильные трубы.

3.5 **муфта замка:** Элемент замка с внутренней резьбой.

3.6 **ниппель замка:** Элемент замка с наружной резьбой.

3.7 **потребитель:** Организация, приобретающая или эксплуатирующая бурильные трубы.

3.8 **рабочее соединение:** Соединение, с помощью которого бурильная труба, либо несколько труб (свеча) подсоединяется к колонне бурильных труб.

3.9 **резьбовое двухупорное соединение ТМК UP TDS или Z2-83:** Соединение элементов замка, имеющее коническую резьбу и два упорных узла – ниппельный (наружный) и муфтовый (внутренний), обеспечивающих повышенный момент свинчивания замка.

3.10 **тело бурильной трубы:** Бесшовная стальная труба с высаженными концами.

3.11 **упорный узел**: Совокупность радиальных упорных поверхностей – упорного торца и упорного уступа. Наружный упорный узел – упорный торец муфты и упорный уступ ниппеля замка, внутренний упорный узел – упорный торец ниппеля и упорный уступ муфты замка.

3.12 **хвостовики замка (хвостовики ниппеля и муфты):** Участки ниппеля и муфты цилиндрической формы, предназначенные для приварки элементов замка к телу бурильной трубы.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими определениями:

ТМК UP TDS – тип замка с резьбовым замковым соединением ТМК UP TDS;

Z2-83 - тип замка с резьбовым замковым соединением Z2-83;

D, E, X, G, S – группы прочности тела бурильной трубы по ГОСТ 32696;

E, X, G, S – группы прочности тела бурильной трубы по API Spec 5DP.

5 Технические характеристики бурильных труб

Бурильные трубы с замками ТМК UP TDS и Z2-83 изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 32696/Р 54383 или API Spec 5DP и заказа на поставку.

По согласованию с заказчиком допускается поставка бурильных труб по другим нормативным документам и техническим соглашениям.

Замки ТМК UP TDS для приварки к телу бурильных труб изготавливают по СТО 56601056-0014 со следующими видами исполнения:

- с замковой резьбой по ГОСТ 28487 (TDS) или по API Spec 7-2 (TDSA);
- с правой или левой (Л, LH) замковой резьбой;
- с прямоугольным или коническим (К) заплечиком под элеватор;
- обычной или увеличенной длины (TDSM, TDSAM);
- увеличенной длины, согласованной с заказчиком (TDSMC, TDSAMC);
- с хвостовиками обычного (тип 1) и увеличенного наружного диаметра (тип 2) для замков наружным диаметром 161,9; 168,3; 177,8 и 184,1 мм;
- с твердосплавным поверхностным упрочнением или без него;
- с приработкой резьбового соединения и без;
- с упрочнением обкаткой и без.

Замки Z2-83 для приварки к телу бурильных труб изготавливают по ТУ 1324-26602587-2007 со следующими видами исполнения:

- с правой или левой (Л, LH) замковой резьбой;
- с прямоугольным или коническим (К) заплечиком под элеватор;
- обычной или увеличенной длины, согласованной с заказчиком;
- с твердосплавным поверхностным упрочнением или без него;
- с приработкой резьбового соединения и без.

Типоразмеры, основные размеры и массы замков ТМК UP TDS и Z2-83 приведены на рисунке А.1 и в таблице А.1-А.3 приложения А.

Характеристики замков ТМК UP TDS и Z2-83, соответствующие техническим требованиям СТО 56601056-0014, приведены в таблицах Б.1-Б.6 приложения Б.

6 Ввод бурильных труб в эксплуатацию

6.1 Формирование компоновок бурильных труб

6.1.1 Основными документами, регламентирующими количественный и качественный состав компоновок бурильных колонн, являются рабочие проекты, разработанные, согласованные и утвержденные в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, другими нормативными правовыми актами, регламентирующими порядок проектирования.

6.1.2 Рабочий проект, относительно бурильных труб, как минимум, должен содержать следующие данные и решения:

- горно-геологические условия бурения;

- обоснование конструкции скважины;

- коэффициенты запаса прочности при расчетах;

- обоснование плотности бурового раствора и диапазон колебаний других параметров промывочной жидкости;

- способ бурения и компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки, запаса прочности и типа замковых соединений;

- режимы бурения;

- скорости спускоподъемных операций;

- геолого-технический наряд на производство буровых работ;

6.1.3 При подборе проектных компоновок бурильных труб рекомендуется предварительно провести экспертизу соответствия рекомендованных проектом бурильных труб, условиям их последующего практического применения.

6.1.4 При проведении экспертной оценки проектных компоновок бурильных труб и расчета компоновок (подвесок) технологических колонн необходимо учитывать следующее:

- расчет бурильных колонн на прочность проводится в зависимости от типа, глубины, способа бурения или капитального ремонта скважин и состояния ствола скважины на все ожидаемые виды деформаций в соответствии с требованиями, установленными Ростехнадзором РФ;

- запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгибающей нагрузки должны быть для роторного бурения не менее 1,5; для турбинного бурения – не менее 1,4;

- запас прочности бурильной колонны (по пределу текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15 в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

6.1.5 В рабочий проект на бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин дополнительно должны быть включены следующие положения:

- обоснование профиля и интенсивности искривления (радиуса искривления) ствола скважины, исходя из заданной протяженности горизонтального положения в продуктивном пласте;

- расчеты дополнительных изгибающих нагрузок на бурильную колонну в интервалах искривления ствола;

- мероприятия по обеспечению безотказной и безаварийной работы бурильных колонн в условиях искривления ствола скважины в зенитном и азимутальном направлениях;

- гидравлическую программу, обеспечивающую транспорт шлама из горизонтального участка ствола скважины и вымыв газовых шапок;

- обоснование способа крепления скважины в интервалах интенсивного искривления и в горизонтальном участке;

- допустимые нагрузки на стенки скважины от силы прижатия бурильной колонны в местах интенсивного набора кривизны и др.

6.1.6 Для наклонно-направленных скважин выбор наружного диаметра замковых соединений бурильных труб и их конструкции производится с учетом проектной интенсивности искривления ствола скважины, для предупреждения жёлобообразования и снижения износа обсадных колонн.

6.1.7 При выборе и расчете на прочность компоновок бурильных труб для строительства горизонтальных скважин в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности необходимо исходить из следующих положений:

- в горизонтальном участке ствола скважины должны находиться бурильные трубы максимально возможного диаметра с минимальной толщиной стенки;

- в интервале искривления и выше должны быть установлены толстостенные бурильные трубы;

- утяжеленные бурильные трубы должны располагаться выше интервала интенсивного искривления ствола скважины.

6.1.8 При испытании скважины с выводом пластового флюида на поверхность, бурильная колонна должна быть рассчитана на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания.

6.1.9 Максимальная расчетная масса бурильной колонны не должна превышать 0,6 от допустимой нагрузки на крюке. В случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе, нагрузка на крюке не должна превышать 0,9 от допустимой нагрузки на крюке.

6.1.10 Величины моментов и нагрузок рассчитаны из условий обеспечения прочности, герметичности и наибольшей несущей способности тела трубы и замкового соединения.

Предельные осевые растягивающие нагрузки и крутящие моменты для новых бурильных труб приведены в Приложении В, для наружного и внутреннего давления в Приложении Г без учета коэффициента запаса прочности.

6.1.11 Все поверочные и проектные расчеты бурильных колонн на прочность должны проводиться на соответствие требованиям Ростехнадзора РФ.

6.1.12 Необходимость применения протекторов износа, устанавливаемых на бурильные трубы, определяется рабочим проектом.

6.1.13 При формировании компоновок бурильных труб для строительства, капитального ремонта и реконструкции скважин в условиях возможного воздействия на них сероводорода (H_2S) следует учитывать следующие обстоятельства.

6.1.13.1 В случае воздействия на бурильные колонны и их элементы сероводорода в сочетании с рядом других неблагоприятных факторов (низкое значение pH пластовых вод, наличие в добываемом флюиде воды, сложные нагрузочные ситуации и т.д.), возникает вероятность проявления сероводородной коррозии и, в частности, наиболее опасной ее разновидности – сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) – хрупкого разрушения, в результате растрескивания под воздействием (в присутствии сероводорода и воды) растягивающих напряжений, величина которых обычно ниже предела текучести стали ($\sigma_т$), но выше порогового напряжения СКРН (σ_{th}).

6.1.13.2 Бурильные трубы, подверженные воздействию сероводорода должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно – агрессивной среды в соответствии с Приложением Д.

6.1.13.3 В рабочем проекте на бурение скважин должны быть указаны методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных труб.

6.1.13.4 При отклонениях от установленных критериев выбора оборудования, по согласованию с пользователем недр (заказчиком), разрешается использование стандартного оборудования в коррозионно-агрессивной среде с обязательной подачей ингибитора коррозии и сокращением временного интервала между проведением контрольных испытаний (проверок).

6.1.14 При неправильном выборе материального и конструктивного исполнения бурильных труб их неквалифицированная эксплуатация может не позволить реализовать потенциальные возможности продукции.

6.2 Требования к подготовке бурильных труб к эксплуатации

6.2.1 Подготовка бурильных труб к эксплуатации должна включать, как минимум, следующие операции:

- комплектование, т.е. сборку бурильных труб в комплекты;

- маркировку бурильных труб комплекта клеймением;

- составление необходимой документации на комплект бурильных труб (паспорт-журнал, акт).

6.2.2 Каждому комплекту бурильных труб присваивается порядковый номер, и каждой бурильной трубе из комплекта также присваивают свои порядковые номера. Все бурильные трубы маркируют стальными клеймами (высота цифр и букв с закругленными контурами не более 20 мм). Глубина маркировки на теле бурильной трубы не должна превышать 1 мм. Маркировку наносят на ниппельном конце бурильных труб на хвостовике ниппеля на расстоянии от 20 до 25 мм от конической части.

6.2.3 Маркировка включает: порядковый номер комплекта, группу прочности и толщину стенки бурильной трубы, последнюю цифру года ввода бурильной трубы в эксплуатацию и порядковый номер бурильной трубы в комплекте.

6.2.4 Пример маркировки бурильной трубы: 20 Е10 18 42.

Здесь 20 – порядковый номер комплекта, Е – группа прочности, 10 – толщина стенки, 18 – год ввода в эксплуатацию, 42 – порядковый номер бурильной трубы в комплекте.

При отправке комплекта бурильных труб на буровую (скважину), их техническое состояние должно быть отражено в паспорте на комплект путем указания класса.

Работник предприятия, непосредственно ответственный за осуществление отгрузки бурильных труб, должен проверить:

- возможное наличие записи в паспорте (или на трубе) о непригодности отдельных бурильных труб (с целью предотвращения их случайного попадания на буровую);

- принадлежность и легитимность каждой бурильной трубы к отправляемому комплекту (паспорту);

- наличие и качество закрепления резьбовых предохранительных деталей.

6.2.5 Для обеспечения нормальных условий работы до начала бурения скважины, для нее создается индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в единую бурильную колонну все комплекты, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие ее безаварийную проводку. Набор бурильных труб для выполнения основных работ закрепляется за данной скважиной на все время бурения. Колонна бурильных труб полностью завозится на буровую до начала работы, или бурильные трубы подаются комплектами для бурения определенного интервала. Наборы бурильных труб ремонтного резерва подаются на буровую по мере надобности.

6.2.6 Длину бурильной колонны обычно выбирают равной глубине скважин плюс 5-10% (бурильные трубы, идущие на пополнение). Состав бурильной колонны устанавливается буровым предприятием, исходя из проектных конструкций и глубин скважин, прочностных характеристик бурильных труб и удобства их учета.

7 Применение по назначению

7.1Техническое обслуживание

7.1.1 Учёт работы и движения парка бурильных труб

7.1.1.1 Бурильные трубы, поступившие в трубное подразделение, подготавливаются к эксплуатации на основании заказа-заявки. В комплект, включаются бурильные трубы одного типоразмера, одной группы прочности и, если это возможно, одного завода-изготовителя. Составление комплекта оформляется актом, к которому прилагается опись бурильных труб комплекта. На каждый комплект бурильных труб составляется паспорт-журнал в двух экземплярах.

7.1.1.2 Один экземпляр паспорта-журнала должен храниться в трубном подразделении, а другой экземпляр или выписка из него – у бурового мастера, эксплуатирующего данный комплект бурильных труб.

7.1.1.3 Запрещается разобщать комплект находившийся в работе до и после ремонта до полного его списания (износа)!

В исключительных случаях разрешается дополнять его новыми бурильными трубами того же типоразмера и такой же группы прочности, что и бурильные трубы комплекта с указанием замены в паспорте.

7.1.1.4 В паспорте-журнале ведется учет движения комплекта бурильных труб (номера скважин в которых работал комплект), время работы бурильных труб, аварий, причин отбраковки, профилактических и ремонтных работ с ним.

7.1.1.5 В процессе производства буровых работ должен вестись, с фиксацией в паспорте-журнале, учет наработки бурильных труб.

При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы должны подвергаться инспекционной проверке, включающей дефектоскопию бурильных труб, проводимую по специальным методикам. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в зависимости от конкретных условий строительства скважины.

7.1.1.6 Результатом инспекционной проверки является определение класса износа каждой бурильной трубы.

7.1.2 Проведение спускоподъемных операций

7.1.2.1 Персонал, осуществляющий сборку колонн бурильных труб, должен быть обучен и аттестован на данный вид деятельности.

7.1.2.2 Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания-развинчивания бурильных труб и специальных приспособлений.

7.1.2.3 Для предупреждения искривления ствола скважины, необходимо проводить центрирование вышки, которое проводится после оснастки талевой системы и подвески ведущей трубы. Если вышка установлена правильно, то отвес совпадает сточкой пересечения диагоналей основания вышки. Центр ротора должен совпадать с центром вышки. Ротор должен быть установлен строго горизонтально (проверяется уровнемером).

7.1.2.4 Между бурильщиком и верховым рабочим должна быть обеспечена надежная связь, в том числе путем установления четкого порядка обмена сигналами между верховым рабочим и бурильщиком.

7.1.2.5 При проведении СПО членам вахты необходимо следить за состоянием замков, резьбовых соединений, сварных швов, поверхности тела бурильных труб и при обнаружении дефектов немедленно сообщать бурильщику.

7.1.2.6 Посадку ниппельной части резьбы бурильных труб в муфтовую необходимо производить вертикально, осторожно, избегая ударов резьбовых концов и не допуская перекоса резьбы вследствие смещения осей.

7.1.2.7 При нанесении смазки на резьбу перед свинчиванием очередной бурильной трубы следует удалить смазку, оставшуюся на резьбе после подъёма бурильной трубы из скважины при её развинчивании.

Для снятия смазки рекомендуется использовать горячую мыльную воду, подаваемую под напором, или пароочиститель. При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя (Нефрас, Уайт-спирит и т.п.).

После удаления смазки резьбовое соединение следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить сжатым воздухом.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки!

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности резьбового соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и её адгезии к металлу.

7.1.2.8 Максимальный вес бурильной колонны, спускаемой на ПКЗР, не должен превышать максимально допустимого значения для данного типоразмера бурильных труб. Размер сменных клиньев и плашек ПКЗР должен соответствовать наружному диаметру бурильных труб.

7.1.2.9 Спуск бурильной колонны при весе на крюке более 100 кН должен проводиться при включенном вспомогательном тормозе.

7.1.2.10 Необходимо не допускать резкой разгрузки бурильных труб при спуске в скважину и удары элеватором о ротор.

7.1.2.11 Скорости при спускоподъёмных операциях, с учетом допустимого колебания гидродинамического давления и продолжительности промежуточных промывок, должны регламентироваться рабочим проектом. При отклонении реологических свойств бурового раствора и компоновок бурильной колонны от проектных необходимо внести коррективы в технологический регламент по скорости спускоподъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

7.1.2.12 При невозможности собрать соединение с номинальным (рекомендуемым) моментом свинчивания минимально допустимый момент свинчивания при сборке соединения составляет 50% от максимального крутящего момента замка, при котором в материале замка достигается предел текучести, максимально допустимый момент свинчивания составляет +5% от номинального момента свинчивания. Рекомендуется собирать соединение с моментом свинчивания максимально близким к номинальному.

Рекомендуемые моменты свинчивания замковых соединений новых бурильных труб приведены в Приложении Б.

7.1.2.13 Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных труб разрешается только после посадки её на клинья и элеватор.

7.1.2.14 При применении машинных ключей и трубного раскрепителя необходимо, чтобы натяжной канат и ключ располагались в одной горизонтальной плоскости. Канат должен надежно крепиться к штоку трубного раскрепителя.

Работа трубного раскрепителя без направляющего поворотного ролика запрещается!

7.1.2.15 При подъёме бурильной колонны наружная поверхность бурильных труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

7.1.2.16 Свечи бурильных труб, устанавливаемые на вышке, должны быть застрахованы от выпадения из-за пальца.

Свечи труб запрещается ставить на стол ротора без защиты от повреждения внутренних упорных торцев, что необходимо прокладывать деревянную или резиновую подложку. При постановке свечей на ротор нельзя использовать предохранительные металлические детали из прессованного стального листа с острыми кромками, которые могут повредить поверхность наружного упорного заплечика под тяжестью веса свечи. См. рис.1.

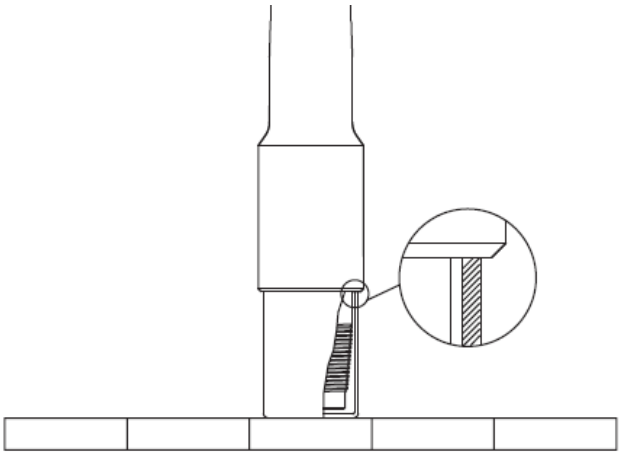


Рисунок 1

7.1.2.17 Во время спускоподъемных операций бурильных труб на буровой запрещается:

- крепить и раскреплять резьбовые соединения бурильных труб вращением ротора;

- докреплять замковые соединения бурильных труб при их растяжении;

- включать клиновой захват до полной остановки бурильной колонны;

- сталкивать ниппель в муфту при свинчивании бурильных труб;

- вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного выхода резьбы из сопряжения;

- резко тормозить спускаемую бурильную колонну;

- использовать клинья с изношенными плашками и не соответствующими размерам труб;

- устанавливать челюсти ключей на участок муфты замка и/или ниппеля с твердосплавным поверхностным упрочнением;

- находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховочных канатов;

- открывать и закрывать элеватор до полной остановки талевого блока;

- подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их без использования специальных приспособлений;

- пользоваться перевернутым элеватором;

- использовать при СПО и наращивании бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;

- раскреплять и закреплять бурильные трубы с захватом за тело бурильной трубы машинным ключом, АКБ и др., захватывать тело бурильной трубы машинными ключами;

- подавать на буровую и удалять из буровой бурильные трубы без навинченных предохранительных деталей;

- допускать удары концов бурильных труб о твердые предметы;

- вращать ротором бурильную колонну, разгруженную на клиновой захват;

- допускать использование клиновых захватов с неполным комплектом клиньев и сегментов;

- устанавливать трубные фильтры в бурильные трубы, перфорированной частью вниз.

7.1.2.18 Запрещается проводить спускоподъемные операции при:

- отсутствии или неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допускаемой нагрузки на крюке;

- неисправности спускоподъёмного оборудования и инструмента;

- неполном составе вахты, для работы на конкретной установке;

- угле наклона свечей 2 градуса и более; для буровых установок с автоматизированной системой спускоподъёмных операций (АСП) – 3 градуса и более; для морских установок с механизированной установкой свечей – 8 градусов и более;

- скорости ветра более 20 м/с;

- потери видимости более 20 м при тумане и снегопаде.

7.1.2.19 В процессе производства буровых работ и после окончания механического бурения, отрыв от забоя и подъем бурильных труб из свежепробуренного

ствола скважины следует производить на пониженной скорости буровой лебёдки, предварительно проведя промывку забоя.

7.1.3 Требования к выбору смазок для замковых соединений

7.1.3.1 При свинчивании необходимо применять соответствующую смазку, так как она в значительной степени влияет на износостойкость и герметичность резьбового соединения. Смазки должны воспринимать большие удельные контактные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.д.

7.1.3.2 Эксплуатационные характеристики смазок должны отвечать следующим требованиям:

- иметь свойства, позволяющие эффективно применять их на контактных поверхностях соединения в ожидаемых условиях эксплуатации и в ожидаемой окружающей среде;

- фрикционные свойства должны позволять провести свинчивание замкового соединения правильно и равномерно;

- смазочные свойства должны предотвращать заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;

- обеспечивать герметизирующие свойства для резьбовых соединений и уплотнений типа «металл к металлу» в зависимости от эксплуатационных требований;

- иметь физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении.

7.1.3.3 Оценивая, подходит ли резьбовая многокомпонентная смазка, Потребитель должен определить, при каких условиях она будет использоваться и в дополнение к результатам лабораторных испытаний, указанных в нормативных документах на смазку, учесть полевые испытания и опыт использования её на промыслах.

7.1.3.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемые резьбовые уплотнительные смазки

Тип смазки	Область применения
Рекомендуемые:	
РУСМА-1 (РУСМА-1(3), РУСМА-1А, РУСМА-1А(3)) ТУ 0254-001-46977243-2002	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закруглённых и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», при эксплуатации с высоким давлением. Наличие в смазках антифрикционных добавок обеспечивает снижение износа резьбы и исключение заедания резьбовых соединений. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Работоспособны при температурах от минус 50^{0}С до плюс 200^{0}С.

Продолжение таблицы 1

Тип смазки	Область применения
РУСМА-1и (РУСМА-1и, РУСМА-1и(а)) ТУ 0254-062- 46977243-2008	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закруглённых и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб и магистральных трубопроводов любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», при эксплуатации с высоким давлением и в агрессивных средах, содержащих диоксид углерода (CO_2) и сероводород (H_2S). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Работоспособны при температурах от минус 50^{0}С до плюс 200^{0}С.
РУСМА Zn-50 по ТУ 0254-118-46977243-2012	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб, в том числе бурильных труб для комплексов со съёмными керноприемниками (ССК), а также для бурового инструмента. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). В отличие от смазок аналогичного назначения, смазка «РУСМА Zn-50» не содержит в качестве наполнителей свинцового, медного порошков и аморфного графита. Работоспособна при температурах от минус 40^{0}С до плюс 150^{0}С.
РУСМА Р-12 ТУ 0254-061-46977243-2008	Для замковых соединений, всех вращающихся соединений с соединений с узлом уплотнения типа «металл-металл», заплечиком, насосно-компрессорных труб, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», ловильных инструментов, а также для использования на всех резьбовых и фланцевых соединениях, штифтов, болтов и винтов в условиях высоких температур (300^0 и выше). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Работоспособна при температурах от минус 40^{0}С до плюс 300^{0}С.
РУСМА Zn-20 ТУ 0254-098-46977243-2010	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений бурильных труб. Работоспособна при температурах от минус 45^{0}С до плюс 150^{0}С.
РУСМА Р-14 (РУСМА Р-14, РУСМА Р-14($_3$), РУСМА Р-14А) ТУ 0254-068-46977243-2009	Для герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб любого диаметра, изготовленных из обычных и высокохромистых сталей, и резьбовых соединений класса «Премиум», подвергаемых многократному свинчиванию-развинчиванию и работающих при высоком давлении в агрессивных средах. Смазка медьсодержащая без свинцового наполнителя. Работоспособна при температурах от минус 40^{0}С до плюс 200^{0}С.
РУСМА Р-18 по ТУ 0254-119-46977243-2012	Для резьбовых соединений замков бурильных труб. Работоспособна при температурах от минус 50ºС до плюс 150ºС.

Окончание таблицы 1

РУСМА Р-19 ТУ 0254-170-46977243-2015	Для замковых соединений, всех вращающихся соединений с заплечиком, насосно-компрессорных труб, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», ловильных инструментов, а также для использования на всех резьбовых и фланцевых соединениях, штифтов, болтов и винтов в условиях свервысоких высоких температур (3000 и выше). Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовойповерхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150).
ВАЛЬМА-API Norm ТУ 0254-010-54044229-2009	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, в том числе и хладостойкого и серо-водородостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 50°С до плюс 200°С.
Допустимые:	
РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-540044229-05	Для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства. Температурный диапазон от минус 50^{0}С до + 200^{0}С.
РУСМА Р-4 (РУСМА Р-4(3), РУСМА Р-4А, РУСМА Р-4А(3)) ТУ 0254-031-46977243-2004	Предназначена для герметизации свинчивания и защиты от коррозии резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных, труб в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум». Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). В отличие от смазок аналогичного назначения смазки «РУСМА Р-4» не содержат свинцового порошка в качестве наполнителя. Работоспособны при температурах от минус 50^{0}С до +200^{0}С.
РУСМА Р-4ZnCU по ТУ 0254-085-46977243-2009	Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений и бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов. В отличие от смазок аналогичного назначения смазки «РУСМА Р-ZnCU» не содержат свинцового порошка в качестве наполнителя. Работоспособна при температурах от минус 40^{0}С до плюс 150^{0}С.
РУСМА Р-17 по ТУ 0254-109-46977243-2011	Для герметизации, уплотнения и защиты от коррозии закругленных и упорных резьб на соединениях бурильных, обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб любого диаметра, в том числе резьбовых соединений труб класса «Премиум», эксплуатируемых при высоких давлениях. Обеспечивает временную противокоррозионную защиту резьбовой поверхности труб на период хранения и транспортирования на открытой площадке (условия хранения по ГОСТ 15150). Работоспособна при температурах от минус 50^{0}С до плюс 200^{0}С.
Примечание: Данные по области применения смазок приведены по информации изготовителя смазок. Возможно применение резьбовых смазок других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 13678/API 5А3 и применимости в конкретных условиях эксплуатации. В случае длительного хранения, более 12 месяцев, необходимо проведение переконсервации резьб.	

7.1.3.5 Необходимое количество резьбовой смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции: 2/3 – на муфту, 1/3 – на ниппель. В исключительных случаях, если смазка наносится на один элемент соединения, предпочтительно, чтобы это была муфта.

Смазку следует наносить на тщательно высушенную поверхность резьбового соединения кистью, щеткой или другими приспособлениями, на конец муфты рекомендуется наносить смазку приспособлением с рельефным профилем.

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

На кисти или щетке (предпочтительно использовать круглую жёсткую щётку), используемой для нанесения резьбоуплотнительной смазки, не должно быть посторонних частиц. При нанесении смазку распределять по ниткам резьбы и сопрягаемым (упорным) поверхностям.

Резьбовую уплотнительную смазку следует наносить на всю поверхность резьбы и уплотнительные поверхности соединения ровным непрерывным слоем. Впадины резьбы должны быть полностью заполнены смазкой, а форма профиля резьбы после нанесения смазки должна четко просматриваться.

7.1.3.6 На рабочем месте должна находиться смазка одного типа, изготовленная по одному документу (ТУ) и рекомендованная для данной бурильной колонны.

Резьбовые смазки, применяемые для свинчивания, должны использоваться только из оригинальной тары состояния поставки, снабженной этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления.

Запрещается использование смазки из тары, не имеющей идентификационных признаков, перекладывание смазки в другие емкости и разбавление смазки!

7.1.3.7 Расходная тара со смазкой должна быть закрыта крышками для предохранения от загрязнения и попадания в смазку посторонних предметов.

7.1.3.8 Смазки перед употреблением должны тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

7.1.3.9 Потребитель несёт ответственность за выполнение требований по охране окружающей среды в районе проведения работ и за соответствующий выбор, использование и утилизацию многокомпонентной смазки.

7.1.3.10 Если на заводе-изготовителе бурильных труб под предохранительные детали нанесена консервационная смазка, информация о наличии которой дополнительно отражена на стикерах, наклеенных на предохранительные детали, то перед свинчиванием резьб консервационная смазка должна быть полностью удалена и на резьбу и упорные поверхности нанесена рекомендованная резьбоуплотнительная смазка. Резьбоуплотнительная смазка должна наноситься на чистую сухую поверхность резьбы и упорные поверхности ниппеля и муфты.

В случае поставки труб с резьбоуплотнительной смазкой под предохранительными деталями допускается проведение первой спускоподъёмной операции без удаления заводской смазки в случае наличия заводских предохранительных деталей и отсутствия их повреждения. При этом после отвинчивания предохранительных де-

талей проводится визуальная оценка смазки на резьбе труб и муфт на отсутствие/наличие инородных включений. В случае обнаружения инородных включений резьбовая смазка должна быть полностью удалена и на резьбу нанесена вновь резьбовая смазка того же наименования. Перед сборкой рабочего резьбового соединения на резьбу трубы и муфты, при отсутствии смазки на каком-либо участке резьбы независимо от площади непокрытого участка, дополнительно производится нанесение резьбовой смазки того же наименования так, чтобы была покрыта вся поверхность соединяемого участка.

7.1.3.11 Очистку от смазки следует проводить ветошью при помощи горячей мыльной воды, подаваемой под напором, пароочистителя или растворителя, не содержащего хлор.

При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя, не содержащего хлор, с последующей продувкой резьбового соединения сжатым воздухом.

Для удаления смазки не допускается использовать дизельное топливо, керосин, соленую воду, барит и металлические щетки !

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности резьбового соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и её адгезии к металлу.

После удаления смазки резьбовое соединение следует тщательно протереть сухой и чистой ветошью или просушить сжатым воздухом.

7.1.3.12 Применение машинного, дизельного масла и т.п. в качестве заменителей консистентных смазок и свинчивание резьб без смазки запрещается. Запрещается использовать при свинчивании резьбовых соединений какие-либо материалы (пакля, бечева, проволока и т.д.) или детали между ниппелем и муфтой замков, кроме резьбовой смазки.

7.2 Ремонт бурильных труб

7.2.1 Основанием передачи бурильных труб в ремонт должны служить результаты оценки их технического состояния, осуществляемые в соответствии с разделом 9.3 данного Руководства.

7.2.2 Бурильные трубы на ремонт должны вывозиться службами бурового предприятия и передаваться ремонтному предприятию комплектами по акту совместно с заполненным паспорт-журналом на комплект на данный момент эксплуатации.

7.2.3 Замки, в составе бурильных труб, относятся к ремонтируемым изделиям.

7.2.4 Для резьбовых соединений (деталей) замков допускается перенарезка резьбы в цехе и их возврат в эксплуатацию, если неповрежденные участки по телу замка находятся в надлежащем состоянии, а также, если выполняются все прочие требования, такие как минимальная высота установки ключа в соответствии с п.9.3.2 и др.

7.2.5 Все повторно нарезанные соединения должны отвечать требованиям НД к новым соединениям и должны быть подвергнуты магнитопорошковому контролю.

7.2.6 На резьбе и на уплотнительных поверхностях замкового упорного соединения после перенарезки необходимо восстановить антизадирное покрытие (например, фосфатное).

7.2.7 По окончании ремонтных работ руководитель трубного подразделения должен вносить необходимые записи в соответствующие разделы паспорт-журнала на комплект бурильных труб.

7.2.8 Класс комплекта бурильных труб, прошедших ремонт, устанавливается по наиболее изношенным трубам, износ которых не превышает требований ко второму классу (трубы третьего класса подлежат изъятию из комплекта).

8 Эксплуатация бурильных труб

8.1 Условия работы бурильной колонны

8.1.1 Эксплуатация бурильных труб у Потребителя должна осуществляться в соответствии с настоящим руководством по эксплуатации и документированными процедурами, разработанными и утвержденными в установленном порядке с учётом действующих норм и правил РД в нефтегазодобывающей промышленности и компании (Потребителя), а также с учётом действия сопутствующих факторов (параметров промывочной жидкости, состояния ствола скважины и т.п.)

8.1.2 При отправке комплекта бурильных труб на буровую необходимо направлять заполненную данными о работе комплекта выписку из паспорта (копия паспорта) на данный комплект. Не допускается эксплуатация бурильных труб без выписки из паспорта (копии паспорта).

8.1.3 При получении бурильных труб буровой мастер должен сверить маркировку на бурильных трубах с данными, указанными в выписке из паспорта (копия паспорта) на комплект бурильных труб, проверить наличие резьбовых предохранительных деталей на всех бурильных трубах, осуществить внешний осмотр бурильных труб с целью выявления дефектов, в том числе возникших во время транспортировки, погрузки, разгрузки.

8.1.4 В процессе эксплуатации бурильных труб необходимо контролировать следующие нагрузки действующие на бурильную трубу:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую силу;
- крутящий момент;
- давления среды (внутреннее, наружное);
- угол набора кривизны.

Указанные нагрузки не должны превышать (с учетом сложнонапряженного состояния) предельных нагрузок для новых бурильных труб с учетом коэффициента запаса прочности (Приложение В, Г).

8.1.5 При бурении пластов, содержащих сернистый водород, необходимо контролировать наличие сернистого водорода и сульфидов в буровом растворе. При их появлении необходимо дополнительно обработать буровой раствор нейтрализатором.

8.1.6 Бурильные трубы, находившиеся в контакте с сероводородом, после демонтажа перед повторным использованием должны быть подвергнуты дефектоскопии и опрессованы.

8.1.7 При эксплуатации бурильной колонны необходимо, по возможности, предотвращать появление дополнительных факторов, которые могут повлиять на её прочность и надёжность, в том числе, таких как:

- прихват бурильной колонны;
- резонансные вибрации;
- крутильные колебания колонны;
- ударные нагрузки;
- перекосы при свинчивании;
- переменные нагрузки, вызывающие усталость металла.

8.1.8 Информация о запасе прочности бурильной колонны для роторного и турбинного бурения указаны в п 6.1.4.

8.1.9 Для предотвращения преждевременного истирания замков и резьбовых

соединений замков необходимо:

- регулярно проверять соосность вышки и ротора по отношению к устью скважины и при необходимости проводить дополнительное центрирование вышки;
- не допускать ударов резьб;
- начинать свинчивание резьбовых соединений на пониженных оборотах;
- не допускать проскальзывания сухарей на боковой поверхности замков при их свинчивании.

8.1.10 С целью повышения долговечности и предотвращения заедания резьбы рекомендуется проводить приработку резьб новых бурильных труб путем 3 – 5 кратного свинчивания – развинчивания с малой частотой вращения (10 – 15 об/мин), попеременно удаляя старую и нанося новую смазку – если приработка резьб не производилась в заводских условиях изготовителем бурильных труб или замков по требованию Заказчика.

8.1.11 Для достижения равномерного износа замковых резьб необходимо через каждые десять-двадцать долблений рабочие соединения свечей менять на не-

рабочие. (Рабочее соединение – соединение, с помощью которого «свеча» подсоединяется к колонне бурильных труб).

8.1.12 При роторном бурении необходимо осуществлять контроль крутящего момента колонны бурильных труб.

Условия работы должны обеспечивать рабочий крутящий момент бурильной колонны ниже крутящего момента свинчивания бурильных труб.

8.1.13 При возникновении сильной вибрации бурильной колонны необходимо изменить скорость ее вращения до уменьшения вибрации или полного исчезновения. В случае не достижения результата в состав КНБК должен быть включён наддолотный амортизатор.

8.1.14 Приложение растягивающих нагрузок, например, в случае прихвата бурильной колонны, следует осуществлять с учетом группы прочности и класса износа бурильных труб. Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны создавать в теле трубы напряжений, которые превышают 80 % от минимально нормированного предела текучести материала бурильных труб. При этом должен учитываться класс износа бурильных труб.

8.1.15 В случае строительства глубоких скважин необходимо следить за температурой восходящего глинистого раствора, так как ее резкое снижение возможно свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений или промыва тела трубы в колонне бурильных труб.

Также нужно следить за давлением на стояке, так как резкое падение давления возможно свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений или промыва тела трубы в колонне бурильных труб.

8.1.16 Не рекомендуется применять бурильные трубы в режимах и условиях бурения, при которых были замечены промывы в типичном месте промыва бурильных труб, без защитного внутреннего покрытия.

8.1.17 Дефектоскопию бурильных труб необходимо проводить в соответствии с нормативным документом с периодичностью, указанной в ПД, в зависимости от конкретных условий строительства скважины.

После ликвидации инцидентов, связанных с прихватом, падением в скважину бурильной колонны, и перед спуском потайных колонн или секции обсадной колонны проверка бурильных труб дефектоскопией обязательна !

8.1.18 Опрессовку бурильных труб на полуторакратное рабочее давление необходимо проводить после работы в скважине в течение установленного срока, после аварийных работ, связанных с воздействием на бурильную колонну предельных нагрузок, а также:

- перед спуском потайных колонн или секций обсадных колонн;

- перед спуском испытателя пластов на бурильных трубах;

- в случае предположения о негерметичности бурильной колонны.

8.1.19 При обнаружении в процессе эксплуатации критических дефектов бурильных труб последние необходимо удалить из бурильной колонны, нанести краской надпись «БРАК» и уложить на специально отведенную площадку для отправки на трубную базу (базу производственного обслуживания).

8.2 Требования к буровому раствору

8.2.1 Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать рабочему проекту и в комплексе с технологическими мероприятиями обеспечивать безаварийные условия производства буровых работ.

8.2.2 При этом необходимо учитывать, что, для бурения нефтедобывающих и газодобывающих скважин большинство буровых растворов готовится на водной основе. Вода растворяет соли и агрессивные компоненты пластов. Такой раствор может вызывать очень сильную точечную коррозию. Данная проблема усугубляется наличием кислорода, который захватывается при циркуляции бурового раствора через вибросито и приемную емкость для бурового раствора, что еще больше усиливает коррозионное действие бурового раствора. Коррозия может усиливать напряжения, возникающие в бурильных трубах во время бурения, что будет приводить к быстрому росту усталостных трещин и, в конце концов, к катастрофическому разрушению труб.

Усталостное разрушение может происходить вблизи высаженной зоны трубы, в которой уменьшение толщины стенок трубы от бурильного замка до тела трубы приводит к локализации напряжений вблизи зоны высадки и может вызвать приводящее к большим убыткам разрушение на сравнительно ранней стадии срока службы бурильной трубы, поэтому необходимо контролировать коррозионно-активные компоненты среды.

8.3 Виды осложнений с бурильной колонной и мероприятия по их предупреждению

8.3.1 Осложнения с бурильной колонной при строительстве скважин подразделяются по следующим видам:

- прихваты;

- заклинивание.

8.3.1.1 В основном прихваты бурильных колонн происходят в результате:

- отклонения параметров промывочной жидкости от требований ГТН;

- перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных колонн со стенками скважины в течение определённого времени.

- резкого изменения гидравлического давления в скважине в результате выброса водопроявления или поглощения бурового раствора;

- нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом, вытеканием пород или же сужением ствола;

- образования сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъёма бурильного инструмента;

- оседания частиц выбуренной породы или твёрдой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора;

- неполной циркуляции бурового раствора через долото за счёт пропусков в соединениях бурильной колонны;

- преждевременного схватывания цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов;

- непредвиденного прерывания технологического процесса бурения скважины, например, при отключении электроэнергии или выходе из строя подъёмных двигателей буровой установки и т.п.

8.3.1.1.1 К общим требованиям по предупреждению прихватов бурильной колонны при бурении относятся:

- применение высококачественных глинистых растворов, дающих тонкие плотные корки на стенках скважин, снижение липкости глинистого раствора, ввод смазывающих добавок;

- обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока глинистого раствора, перед подъёмом бурильной колонны, промывка скважин до полного удаления выбуренной породы и проведения параметров глинистого раствора в соответствии с указанными в ГТН;

- обеспечение полной очистки глинистого раствора от выбуренной породы (шлама);

- регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок;

- утяжеление глинистого раствора при вращении бурильной колонны;

- контроль всех регламентированных параметров бурового раствора и регистрация их в соответствующих журналах на буровой. Периодичность контроля параметров бурового раствора должна быть отражена в нормативных документах предприятия;

- проведение промежуточных промывок при спуске бурильного инструмента в скважину в соответствии с ПД,

- недопущение бурения на всю длину ведущей трубы. Оставляются не менее 0,5 м квадратной части плюс 0,5 м на каждые 1500 м глубины скважины на случай ликвидации прихвата;

- осуществление подъёма ведущей трубы и первой свечи на первой скорости независимо от глубины скважины и способа бурения в процессе бурения и после его окончания;

- осуществление профилактической проработки ствола скважины не менее чем на длину ведущей трубы при каждом спуске бурильного инструмента на очередное долбление;

- периодическое проведение очистки скважины от металла и крупного шлама в

процессе бурения.

При вынужденных остановках необходимо:

- не оставлять инструмент в открытом стволе;

- через каждые 3-5 мин. Расхаживать бурильную колонну и проворачивать её ротором;

- при отсутствии электроэнергии подключить аварийный дизель-генератор и бурильную колонну периодически расхаживать; при его отсутствии бурильный инструмент следует разгрузить примерно на вес, соответствующий той части колонны труб, которая находится в не обсаженном интервале ствола, и прекратить промывку, периодически возобновляя её при длительной остановке;

- для предотвращения прихвата бурильной колонны при использовании утяжелённого глинистого раствора следует систематически применять профилактические добавки. Подбор рецептур в каждом определённом случае должен уточняться лабораторией глинистых растворов.

8.3.1.1.2 Если расхаживанием не удаётся ликвидировать прихват, то дальнейшие работы необходимо вести в зависимости от вида прихвата.

8.3.1.1.3 Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента с применением взрывчатых материалов (детонирующих шнуров, торпед и другого специализированного оборудования) должны проводиться по плану, разработанному и согласованному совместно буровой организацией и организацией, имеющей лицензию на проведение этого вида работ, с учетом требований Единых правил безопасности взрывных работ.

8.3.1.2 К заклиниваниям бурильного инструмента относятся потери его подвижности во время СПО.

8.3.1.2.1 В основном заклинивания бурильных колонн происходят по следующим причинам:

- падение в скважину металлических предметов;

- спуск нового долота без проработки интервала предыдущего долбления;

- выпадение крупных обломков крепкой породы со стенки скважины;

- сужение ствола скважины;

- резкое изменение угла или азимута ствола скважины;

- спуск в скважину более жестких компоновок без проработки;

- желобообразование.

8.3.1.2.2 Основные рекомендации по предупреждению заклинивания бурильной колонны:

- в интервале каверн спуск инструмента необходимо проводить со скоростью не более 0,5 м/с.

- не допускать использования калибраторов и центраторов, потерявших диаметр свыше установленной нормы в НД для данного типоразмера;

- диаметр элементов КНБК, используемых при бурении с режуще-истирающими долотами, должен быть меньше номинального диаметра долота не менее чем на 1,5–2 мм;

- интервал предыдущего долбления в твердых и крепких породах должен прорабатываться новым долотом;

- завезенные на буровую долота, калибраторы, расширители, центраторы должны проверяться, шаблонироваться кольцевыми шаблонами с записью в журнал результатов замеров с указанием заводских или присвоенных номеров;

- спуск в открытом стволе КНБК, включающей новый калибратор, а также изменённой на более жёсткую, или отличающейся конфигурацией от предыдущей, необходимо проводить с ограничением скорости до 0,5 м/с;

- при появлении посадок инструмент необходимо поднять до места его свободного движения, восстановить циркуляцию, и проработать ствол до полной ликвидации посадок;

- ограничить скорости спуска и подъема бурильной колонны в интервалах сужения;

- при бурении вертикальных скважин не допускать естественного искривления ствола скважины более 4° – 5°;

- при отсутствии инструмента в скважине надежно закрывать её устье, для предотвращения падения металлических предметов в скважину;

- при СПО на устье устанавливать устройство, перекрывающее кольцевое пространство, например, обтюратор, соответствующий размеру бурильных труб и разъемной воронке;

- проверять исправность и соответствие размеров всего спускоподъемного инструмента;

- ручной инструмент, используемый для работы над устьем скважины, привязывать к неподвижным частям буровой установки;

- снимать клинья ПКЗР только при наличии бурильного инструмента в скважине;

- при падении в скважину металлических предметов углубление скважины не проводить до полной очистки забоя;

- в вахтовом журнале необходимо отражать интервалы посадок и затяжек, их величины, степень и характер износа долота и элементов КНБК.

9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

9.1 Контроль бурильных труб в процессе эксплуатации.

9.1.1 Система контроля и перевода бурильных труб в различные классы должна быть построена на комплексной инспекции, включающей визуальный, инструментальный и неразрушающий контроль. Заниматься этим должны аттестованные на данный вид работ специалисты, осуществляющие инспекцию в полевых условиях с учётом, при необходимости, специальных требований к контролю, например, при шаблонировании бурильных труб с внутренним защитным покрытием использовать шаблоны стандартных размеров, изготовленных из полимерных материалов, так как для защиты внутреннего покрытия от повреждений металлические шаблоны применять запрещается и т.д.

9.1.2 Объем контроля, периодичность, перечень контролируемых параметров на всех этапах определяются техническими службами предприятия в зависимости от его цели. При выборе уровня контроля необходимо учитывать эксплуатационный опыт.

9.1.3 В соответствии с API RP 7G-2 рекомендуется применять следующие уровни контроля: стандартный, умеренный, критический и дополнительный.

9.1.3.1 Стандартный вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор на углеводородной или синтетической основе (низко-агрессивная среда) и бурение без отрицательного дифференциального давления;

- абразивность – мягкая неабразивная порода;

- усталостные нагрузки – низкая вибрация, низкая интенсивность естественного искривления скважины (т.е. менее 2,0°/30,5 м) боковая нагрузка менее 59,6 кг/м, низкая ожидаемая скорость вращения менее 129 оборотов /мин;

- удельный вес бурового раствора – менее 1,44 кг/л;

- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка не превышает 40 % несущей способности на растяжение для бурильных труб контролируемого класса;

- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка не превышает 40 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;

- ударные нагрузки – не предполагается воздействие ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;

- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля составляет менее 100 часов для оборудования, которое не считается компонентом, испытывающим тяжёлую нагрузку (например, стабилизаторы, турбобуры).

9.1.3.2 Умеренный вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор – буровой раствор на водной основе (умеренно коррозионная среда) и бурение без отрицательного дифференциального давления;

- абразивность – умеренно абразивные породы;

- усталостные нагрузки – умеренная вибрация, умеренная интенсивность естественного искривления скважины (от 2,0° до 4°/30,5 м) боковая нагрузка от 59,6 кг/м до 89,3 кг/м умеренная ожидаемая скорость вращения (от 129 об/мин до 150 об/мин);

- удельный вес бурового раствора – от 1,44 кг/л до 1,92 кг/л;

- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка от 40 % до 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от контролируемого класса;

- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка от 40 % до 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;

- ударные нагрузки – предполагается воздействие незначительных ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;

- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля составляет от 100 до 200 часов.

9.1.3.3 Критический вид контроля рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор – это соляный раствор или синтетический раствор на водной основе (коррозионные среды) или вероятность притока пластовой жидкости;

- абразивность – твёрдая или абразивная порода;

- усталостные нагрузки – высокая вибрация, высокая интенсивность естественного искривления скважины (более 4,0° /30,5 м) боковая нагрузка более 89,3 кг/м, высокая ожидаемая скорость вращения (более 150 оборотов /мин);

- удельный вес бурового раствора – более 1,92 кг/л;

- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от контролируемого класса:

- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 70 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;

- ударные нагрузки – предполагается воздействие ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;

- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля превышает 300 часов.

9.1.3.4 Дополнительные методы для предельно критической среды рекомендуется выбирать при следующих условиях эксплуатации:

- агрессивность – буровой раствор – это соляный раствор или синтетический раствор на водной основе (коррозионные среды) или вероятность притока пластовой жидкости;

- абразивность – очень твёрдая и абразивная порода, соляные пласты;

- усталостные нагрузки – высокая вибрация, высокая интенсивность естественного искривления скважины (более 10^0/30,5 м) боковая нагрузка превышает 119,1 кг/м высокая ожидаемая скорость вращения (более 180 оборотов /мин);

- удельный вес бурового раствора – более 2,16 кг/л;

- напряжение – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 80 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от контролируемого класса;

- крутящий момент – ожидаемая максимальная нагрузка превышает 80 % несущей способности на растяжение для бурильных труб от крутящего момента свинчивания;

- ударные нагрузки – необходимо воздействие ударных нагрузок на бурильные трубы с помощью бурильных ясов;

- потеря устойчивости – не предполагается потеря устойчивости (продольного изгиба) колонны бурильных труб и ясов;

- количество общего чистого времени бурения между процедурами контроля превышает 500 часов.

9.1.4 Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении бурильных труб в полевых условиях представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении бурильных труб в полевых условиях

Метод контроля	**Условия эксплуатации**			
	стандартные	**умеренные**	**критические**	**дополнительные**
Визуальный контроль по всей длине	+	+	+	-
Измерение наружного диаметра	+	+	+	-
УЗК стенки	+[а]	+[а]	-	-
Электромагнитный контроль по всей длине	+[б]	+[б]	-	-
УЗК по всей длине (поперечный и контроль толщины)	+[б]	+[б]	-	-
Критический УЗК по всей длине (поперечный, продольный и толщина стенки)	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль критического участка	+	+	-	-
Двусторонний магнитопорошковый контроль критического участка по наружной поверхности	-	-	+	-
Контроль стенки по всей длине	-	+	+	-
УЗК критического участка	-	-	+	-
Расчёт минимальной площади поперечного сечения	-	-	-	+
Анализ документации	-	-	-	+
Внутренний магнитопорошковый контроль критического участка	-	-	-	+
Внутренний двусторонний магнитопорошковый контроль критического участка	-	-	-	+

а Не требуется, если выполняется УЗК стенки по всей длине.

Б Либо электромагнитный, либо поперечный УЗК по всей длине может использоваться для заданной толщины стенки 12,7 мм или менее. Поперечный УЗК по всей длине необходимо проводить для бурильных труб толщиной стенки более 12,7 мм.

9.1.5 Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении замков в полевых условиях представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Требуемые и дополнительные виды контроля бывших в употреблении замков в полевых условиях

Вид контроля	Условия эксплуатации			
	стандартные	умеренные	критические	дополнительные
Визуальный контроль фаски, уплотнений, резьбы, маркировки группы прочности и наружного диаметра	+	+	+	-
Контроль армированного участка	+	+	+	-
Проверка на деформацию муфты и растяжение ниппеля	+	+	+	-
Проверка наружного диаметра ниппельного и муфтового концов и эксцентрикового износа	+	+	-	-
Измерение наружного диаметра ниппельного и муфтового концов и эксцентрикового износа	-	-	+	-
Проверка высоты места установки ключа на ниппельном и муфтовом концах	+	+	-	-
Измерение высоты места установки ключа на ниппельном и муфтовом концах	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль ниппельной резьбы	-	+	+	-
Магнитопорошковый контроль муф-*/товой резьбы	-	-	+	-
Измерение внутреннего диаметра ниппеля	-	-	+	-
Магнитопорошковый контроль наружной поверхности на наличие термических трещин	-	+	-	-
Только влажный магнитопорошковый контроль наружной поверхности на наличие термических трещин	-	-	+	-
Поперечный магнитопорошковый контроль наружной и внутренней поверхности бурильного замка под ниппельной резьбой	-	-	+	-
Измерение глубины расточного отверстия, длины основания ниппельного конца, ширины уплотнения и проверка плоскостности заплечика, угла конического заплечика и контактной поверхности элеватора	-	-	-	+

9.2 Перевод бурильных труб в классы по износу

9.2.1 В процессе эксплуатации все элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа (абразивный, коррозионный, износ замковых резьб и др.), в результате чего на поверхности бурильных труб и резьб появляются вмятины, выбоины, надрезы и т.п., что изменяет их размеры и прочностные характеристики.

9.2.2 Своевременный перевод бурильных труб из одного класса в другой позволит более рационально эксплуатировать комплекты бурильных труб и повысить надежность бурильной колонны.

9.2.3 Для определения класса бурильной трубы в данном Руководстве использованы рекомендации API RP7G-2.

9.2.4 Контроль и оценку состояния бурильных труб проводят по параметрам, указанным в таблице 4.

Таблица 4 Классификация бывших в употреблении бурильных труб

Классифицирующее свойство	1 Класс («Премиум»): две белые полосы	Класс 2: одна жёлтая полоса	Класс 3: одна оранжевая полоса
Состояние наружной поверхности			
Износ наружной поверхности	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Вмятины и смятия	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Смятие и пережим	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Участок бурильной трубы, зажимаемый роторными клиньями: резы и канавки	Глубина не более 10% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки не менее 80%	Глубина не более 20% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки не менее 80% для поперечных (70% для продольных)	Глубина более 20% от средней толщины прилегающей стенки, а остаточная толщина стенки менее 80%(70% для продольных)
Уменьшение наружного диаметра	Наружный диаметр не менее 97%	Наружный диаметр не менее 96%	Наружный диаметр менее 96%
Увеличение наружного диаметра	Наружный диаметр не более 103%	Наружный диаметр не более 104%	Наружный диаметр более 104%
Внешняя коррозия	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Продольные резы и канавки	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Поперечные резы и канавки	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки менее 80%
Трещины	нет	нет	нет
Состояние внутренней поверхности			
Точечная коррозия	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
Эрозия и износ стенки с внутренней стороны	Остаточная толщина стенки не менее 80%	Остаточная толщина стенки не менее 70%	Остаточная толщина стенки менее 70%
а Средняя толщина смежной стенки определяется посредством измерения толщины стенки с каждой стороны от реза или канавки, расположенных вблизи самого глубокого проникновения. Б Для любой квалификации, где встречаются трещины или размывы, трубу необходимо маркировать красной полосой и признать непригодной для дальнейшего применения в бурении.			
Примечание: Допустимая глубина локальных повреждений определяется относительно средних значений толщин стенок труб в данном сечении. Вырезки, надрезы, зарубки могут быть удалены шлифованием при условии, что остаточная толщина стенки в месте ремонта не будет меньше допустимой для данного класса. Бурильные трубы класса 3 должны быть выведены из эксплуатации.			

9.2.5 Износ замков устанавливают в соответствии с таблицей 5.

Для определения минимального наружного диаметра ниппеля и муфты замка, необходимо его измерить на расстоянии приблизительно 25 мм от упорного торца муфты (упорного уступа ниппеля).

Если наружный диаметр замка менее значения, указанного в таблице 5, то бурильная труба с таким замком не рекомендуется к дальнейшей эксплуатации.

Таблица 5 – Классификация замков по износу

Тип резьбы	Бурильная труба	Наружный диаметр замка с износом, мм[1),2),3)]	
		Конический заплечик	Прямоугольный заплечик
З-73/NC-26	EU 60x7,11	82,8	82,8
З-86/NC-31	EU 73x9,19	99,5	99,5
Z2-83	EU 73x9,19	96,0	98,0
З-102/NC-38	EU 89x9,35	116,9	116,9
З-102/NC-38	EU 89x11,4	119,2	119,2
З-108/NC-40	IU 102x8,38	125,3	125,3
З-122/NC-46	IEU 114x8,56	140,5	140,5
З-122/NC-46	IEU 114x10,92	144,6	144,6
З-133/NC-50	IEU 127x9,19	154,9	154,9
З-133/NC-50	IEU 127x12,7	168,3	168,3
З-147/5 1/2FH	IEU 140x9,17	167,6	167,6
З-147/5 1/2FH	IEU 140x10,54	170,4	170,4

1) Обязательно проводить уменьшение моментов сборки в соответствии с износом соединений. Моменты сборки предоставляются по запросу.

2) Если фактический наружный диаметр муфты замка меньше чем минимальный диаметр фаски плюс 1,6мм, то необходимо шлифованием обеспечить фаску размером 0,8мм x 45 градусов.

3) Данные приводятся для бурильных труб группы прочности S(P). Данные для бурильных труб других групп прочности и бурильных труб нестандартных конструкций предоставляются по запросу.

9.2.6 Износ замкового резьбового соединения определяют по расстоянию между упорными уступами и торцами ниппеля и муфты замка.

Измерения проводят в двух положениях через 90° (два измерения на ниппеле и два измерения на муфте замка) в соответствии с рисунками 2 и 3 (два способа измерений).

Износ замкового резьбового соединения считается допустимым, если все четыре результата измерений соответствуют требованиям, указанным в таблице 6. В противном случае, бурильная труба с таким замком не допускается к дальнейшей эксплуатации.

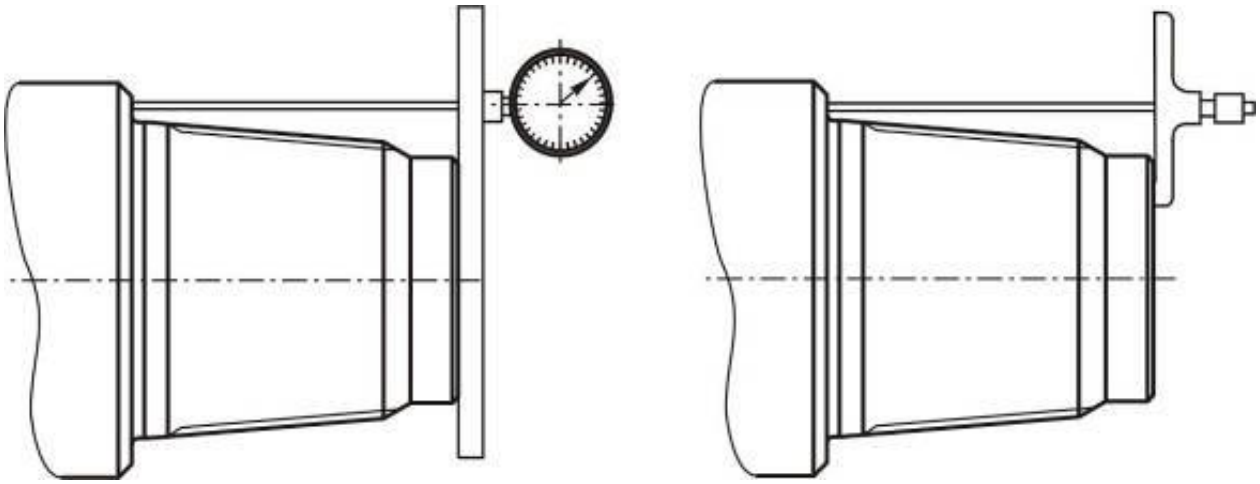


Рисунок 2 – Измерение расстояния между упорным уступом и упорным торцом ниппеля замка

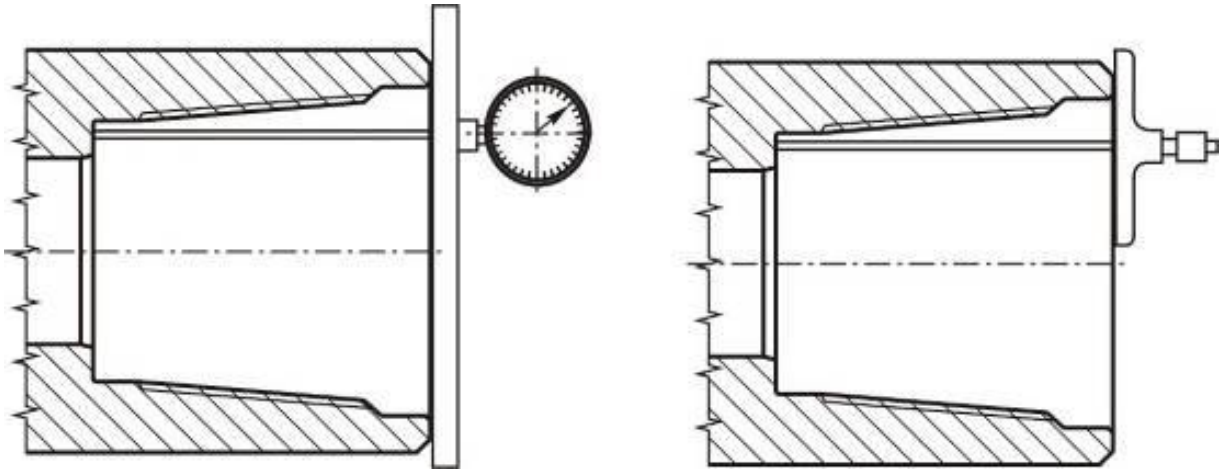


Рисунок 3 – Измерение расстояния между упорным уступом и упорным торцом муфты замка

Таблица 6 – Допустимое расстояние между упорными уступами и торцами ниппеля и муфты замка

В миллиметрах

Тип замковой резьбы	Расстояние между упорными уступом и торцом ниппеля замка		Расстояние между упорными уступом и торцом муфты замка	
	мин.	Макс.	Мин.	Макс.
З-65, NC-23	88,70	89,0	88,85	89,10
З-73, NC-26	89,75	90,05	89,90	90,15
З-86, NC-31	102,75	103,05	102,90	103,15
Z2-83	112,55	112,85	112,76	113,01
З-102, NC-38	115,70	116,00	115,90	116,15
З-108, NC-40	127,70	128,00	127,90	128,15
З-122, NC-46	127,65	128,00	127,90	128,15
З-133, NC-50	127,65	128,00	127,90	128,15
З-147, 5 ½ FH	140,65	141,00	140,90	141,15

9.3 Критерии предельных состояний

9.3.1 Оценка технического состояния бурильных труб осуществляется по критериям предельного состояния с применением визуального, измерительного, ультразвукового, магнитного, люминесцентного и других методов в зависимости от цели и объекта контроля.

9.3.2 Критериями предельного состояния бурильных труб и замков являются наличие физического или усталостного износа, а также различных дефектов, если они превышают значения, допустимые для 2 класса по телу трубы и замку согласно классификации API RP 7G-2.

Кроме того, для определения технического качества замка и резьбового упорного соединения следует пользоваться следующими оценками.

9.3.3 Фаска

Как минимум 0,8 мм должна присутствовать по всей окружности. Если у замка отсутствует какой-либо участок фаски, то её необходимо нарезать снова или отбраковать замок.

9.3.4 Уплотнительная поверхность замка

Поверхность наружного упорного торца является единственной уплотнительной поверхностью на резьбовом упорном соединении.

Все упорные торцы, имеющие дефекты в виде выступающего (приподнятого) металла на уплотнительных поверхностях, отбраковываются.

Допускаются забоины, питтинги, царапины, которые находятся на расстоянии не менее 1,6 мм от фаски упорного торца или от фаски расточки муфты. Также допускаются забоины, питтинги, царапины, которые в совокупности не занимают более 50% радиальной ширины поверхности уплотнения в любом сечении не распространяются более чем на 6,4 мм в длину по окружности.

Упорный торец ниппеля и упорный уступ муфты замка (внутренний упорный узел) не создают уплотнение в резьбовом соединении, поэтому при наличии повреждений допускается шлифовка их поверхности и зачистка дефектов, препятствующих свинчиванию резьбового соединения.

Если требуется восстановление поверхности упорных узлов, то расстояние между ними должно сохраняться согласно требованиям таблицы 6. Максимальная величина для восстановления 0,8 мм за одну операцию, суммарно не более 1,6 мм. В случае превышения допустимой величины восстановления, требуется перенарезка замкового соединения.

Допускается перенарезка резьбового соединения замка, в случае если позволяет длина замка.

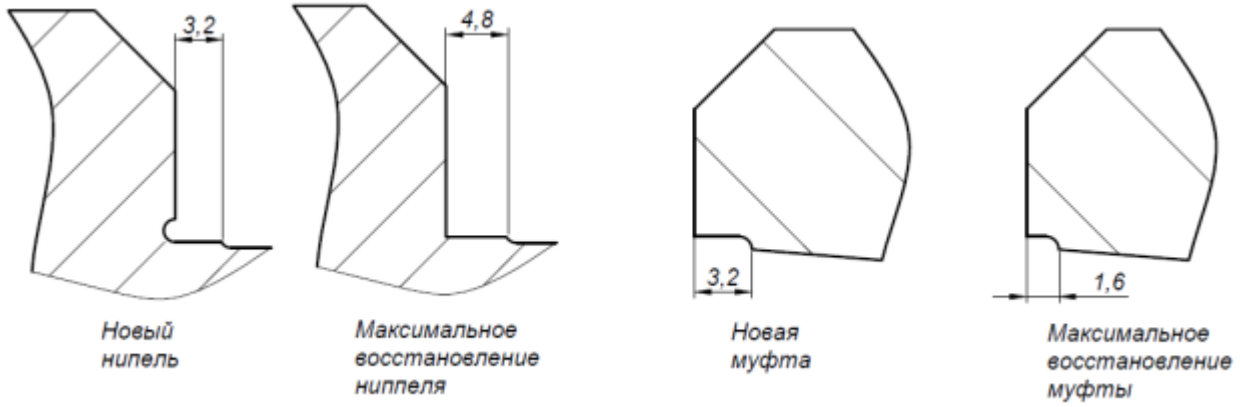


Рисунок 4 – Максимальная величина восстановления

9.3.5 Поверхность резьбы

Резьба, имеющая участки выступающего металла над поверхностью должна быть отбракована. Смятая резьба должна быть отбракована.

Точечная коррозия, резы и канавки, которые приводят к незначительным понижениям уровня поверхности на рабочей стороне и вершине резьбы допускается, если их длина не превышает 38 мм. Точечная коррозия, резы и канавки, которые находятся на впадине резьбы, должны отбраковываться, если они на двух находящихся в зацеплении нитках резьбы. Точечная коррозия, резы и канавки, которые находятся на впадине других ниток резьбы, не должны превышать 0,8 мм.

9.3.6 Минимальная высота места установки ключа

Минимальная высота места установки ключа для замков ниппельного конца должна составлять 75 % от наружного диаметра замка, но не менее 102 мм, и высота места установки ключа на муфтовом конце должна быть не менее, чем длина резьбового конуса муфты плюс 25 мм. Замки, не отвечающие минимальным требованиям к высоте места установки ключа должны отбраковываться.

Минимальные требования к высоте места установки ключа основаны на применении ручных ключей.

Применение других типов ключей или устройств, предназначенных для навинчивания и отвинчивания соединений, может потребовать другой минимальной высоты места установки ключа, чем та на которую устанавливаются ручные трубные ключи. В таком случае Потребитель должен предоставить критерии необходимые для того, чтобы гарантировать назначенные рекомендации.

Также рекомендуется не допускать попадания армированных поверхностей муфтовых и ниппельных концов замка на участки зацепления плашек трубных ключей, если определяется минимальная высота места установки ключа.

Если износ по наружному диаметру замка проявился в такой мере, что в значительной степени было снято исходное армирование, то Потребитель может включить данный участок при определении минимальной высоты места установки ключа.

9.3.7 Списание бурильных труб, не подлежащих ремонту, производится на основании внешнего осмотра, инструментальных измерений, данных по дефектоскопии, и оформляется актом.

10 Перечень критических отказов

10.1 Виды аварий (отказов), основные причины повреждения бурильных труб.

10.1.1 К авариям с бурильными трубами в бурильной колонне относятся:

- разрушение по резьбовой части;

- поломки по телу, в том числе в зоне высадки, или сварному шву.

10.1.2 Основными причинами аварий с колоннами бурильных труб являются:

- условия бурения несоответствующие прочностных характеристикам бурильных труб;

- превышение предельных нагрузок для элементов бурильной колонны при эксплуатации;

- развитие усталостных трещин или дефектов, вызванных действием знакопеременных нагрузок, коррозионной среды или механическими повреждениями;

- резкая разгрузка на забой при спуске бурильной колонны при наличии каверн, уступов, резких перегибов ствола скважины;

- отсутствие контроля крутящего момента бурильной колонны;

- отсутствие контроля момента свинчивания замковых соединений (недостаточный или чрезмерный момент свинчивания);

- превышение крутящего момента бурильной колонны относительно момента свинчивания труб;

- создание осевой нагрузки на долото весом бурильных труб;

- вибрация бурильной колонны при бурении;

- размыв (негерметичность) бурильной колонны;

- несоответствие технических характеристик бурильных труб требованиям НД.

10.1.3 Признаками аварий с бурильными колоннами являются:

- снижение веса на крюке;

- снижение давления в нагнетательной линии буровых насосов;

- снижение момента вращения бурильной колонны;

- снижение температуры выходящего из скважины бурового раствора.

10.1.4 Аварии с колонной бурильных труб происходят в результате разрушения бурильных труб, что связано с воздействием переменных нагрузок, а именно: пере-

менных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных, поперечных колебаний и др. Аварии происходят также в результате размыва и значительного износа резьбовых соединений.

10.1.5. Виды аварий.

10.1.5.1 Усталостное разрушение бурильных труб.

Во всех элементах колонны бурильных труб возникают усталостные напряжения, которые зависят от условий работы бурильной колонны и соблюдения буровой бригадой правил эксплуатации бурильных колонн.

Характерными усталостными разрушениями бурильных труб являются:

Разрушение бурильных труб в зоне перехода от высадки к телу бурильной трубы.

Данный вид разрушения является причиной половины всех аварий с бурильными трубами и часто является следствием развития усталостных трещин, которые под коррозионным воздействием бурового раствора, приводят к промывам и последующему разрушению.

Разрушение замка.

Разрушение замка происходит обычно в опасном сечении по виткам полного профиля от упорного уступа ниппеля в направлении, перпендикулярном к оси бурильной трубы, и носит усталостный характер, так как при знакопеременных нагрузках, действующих на колонну бурильных труб, наибольшие напряжения концентрируется около первых витков резьбы на ниппеле замка, находящихся в полном сопряжении с резьбой муфты замка.

Сломы происходят и в других сечениях. Однако наибольшее число аварий приходится на первый виток полного сопряжения резьбы. Эта часть наиболее опасное место.

Одной из причин усталостных разрушений является недостаточный момент свинчивания соединения, из-за чего происходит изменение распределения напряжений, превышающих предел выносливости материала и ведущих к отказу.

Разрушение замковой резьбы бурильных труб.

Разрушение связано с выкрашиванием отдельных ниток. Разрушение резьбы носит усталостный характер, связанный с воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине резьбы, так и по окружности.

Выкрашивание витков чаще происходит на участках, расположенных у большего или меньшего диаметра конуса соединения.

Разрушение замков по телу.

Разрушение происходит вследствие появления продольных и поперечных трещин. Такие деформации являются следствием превышения момента свинчивания, приложения значительных усилий, приводящих к довинчиванию муфты и ниппеля

замка в процессе бурения, или связаны с наличием высоких закалочных напряжений, трещин при изготовлении.

Слом бурильных труб по телу.

Различают несколько видов разрушения бурильных труб по телу: поперечный, спиральный, продольный изломы.

Поперечный излом тела бурильной трубы имеет усталостный характер и вызывается концентрацией напряжения в местах повреждений, перпендикулярных к оси бурильной трубы. К ним относятся: углубления от клейм, поперечные риски от работы клиньев. Поперечный излом возможен в зоне сварки и очень редко - под влиянием статических нагрузок на сильно изношенные бурильные трубы.

Поперечный слом бурильной трубы обычно начинается с участка концентрации напряжений на наружной поверхности или с образования трещины на внутренней поверхности бурильной трубы.

Спиральный излом представляет собой разрушение бурильной трубы по винтовой линии. Направление спирали совпадает с направлением вращения. Спиральный излом всегда начинается с поперечной трещины и имеет усталостный характер.

10.1.5.2 Размыв резьбового соединения.

Размыв резьбы происходит в замковом соединении, в результате прохода жидкости через зазоры в резьбовом соединении. Причина образования зазоров в резьбе может быть технологического или эксплуатационного характера (износ) к которой также относятся:

- перекосы, износ упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка, их повреждения;

- применение некачественной смазки или свинчивание не очищенных резьб;

- недостаточная величина момента свинчивания резьбового соединения и как следствие, нарушение плотности контакта упорных торца муфты и уступа ниппеля замкового соединения (раскрытие стыка).

10.1.5.3 Износ резьбы.

Износ резьбы связан с многократным свинчиванием-развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны и её колебаниями.

Одновременно на износ резьбы влияют:

- качество бурового раствора, наличие в нём кварцевого песка и т.д., а также его давления в момент прокачки. Большие давления при турбинном бурении и бурении гидромониторными долотами снижают сроки службы резьбовых соединений, что менее характерно для роторного бурения обычными долотами, где давление намного меньше;

- неотцентрированность вышки и ротора по отношению к устью скважины;

- смазка плохого качества или не соответствующая условиям эксплуатации;

- недокрепление соединения, что способствует интенсивному перемещению плоскостей резьбы относительно друг друга и как следствие- ускорению износа 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.

10.1.5.4 Заедание резьбы.

Заедание резьбы связано с плотным схватыванием поверхности резьбы при свинчивании замкового соединения. Сила сцепления при этом обычно превышает прочность материала замка, что приводит к разрушению всей резьбы при развинчивании, а иногда такое соединение не удается даже развинтить машинными ключами.

Заедание объясняется высоким удельным давлением и образованием аномально высокотемпературных очагов, возникающих на поверхностях резьбы при свинчивании.

Заедание чаще бывает на новых соединениях в процессе их приработки.

Для предотвращения заедания резьбы следует использовать специальную смазку для резьбовых соединений, а также обеспечивать регламентированный момент свинчивания.

10.1.5.5 Термическое растрескивание замков.

Замки, вращающиеся при высоком боковом усилии прижатия к стенке скважины, могут быть повреждены в результате нагрева от трения. Выделяющееся тепло может нагреть замок до температуры, превышающей критическую. Изучение микроструктуры таких замков показало, что твердость материала может изменяться на глубине до 4,8 мм от наружной поверхности. Если радиальная нагрузка достаточно велика, возможно растрескивание поверхности вследствие её попеременного нагрева и закалки в буровом растворе при вращении колонны. При этом образуются многочисленные поверхностные трещины, зачастую сопровождаемые более длинными продольными трещинами, проникающими через все сечение замка, что сопровождается промывами бурового раствора.

11Основные рекомендации по предотвращению аварийного разрушения колонны бурильных труб

11.1 До начала работ по строительству, капитальному ремонту и реконструкции скважин необходимо проанализировать степень рисков аварийного разрушения бурильных колонн, обусловленного, в частности, особыми условиями эксплуатации (работа при низких температурах, в коррозионно-активных средах и т.д.) и при необходимости разработать мероприятия по их снижению.

11.2 Для сокращения аварийных ситуаций при ведении буровых работ следует:

- строго соблюдать требования рабочего проекта, действующих технологических регламентов, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, режимно технологического задания, планов работ и иметь их на буровой;

- знать и соблюдать правила эксплуатации оборудования и бурильных труб;

- хорошо знать горно-геологические условия строительства скважины, интервалы возможных осложнений;

- при эксплуатации бурильных труб не превышать предельных нагрузок с учётом коэффициента запаса;

- периодически и своевременно выполнять поверочные расчеты бурильной колонны по фактическим параметрам скважины и вносить необходимые коррективы;

- постоянно следить за качеством промывочной жидкости, состоянием ствола скважины, бурильной колонны, исправностью оборудования и инструмента;

- осуществлять контроль действующих нагрузок, особенно крутящего момента;

- свинчивать соединение ключами, оснащенными моментомерами;

- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия, указанные в профилактической карте по безаварийному ведению работ на буровой;

- учитывать рекомендации данного Руководства.

12 Упаковка, транспортирование, хранение и консервация бурильных труб

12.1 Упаковка бурильных труб

12.1.1 Резьба, уплотнительные торцы и уступы замков должны быть защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными резьбовыми предохранительными деталями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и других материалов резьбовых предохранительных деталей, обеспечивающих защиту резьбы от повреждения..

12.1.2 Конструкция резьбовых предохранительных деталей должна обеспечивать защиту резьбы, упорных торцов и уступов ниппелей и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на бурильные трубы.

12.1.3 Торцы всех бурильных труб должны быть закрыты резьбовыми предохранительными деталями, которые по требованию потребителя могут выполняться либо открытыми, либо глухими. В последнем случае во внутреннюю полость для предохранения от коррозии может помещаться влагопоглотитель (по требованию Заказчика), например, силикагель.

12.1.4 При навинчивании предохранительных деталей, резьбы, упорные торцы и уступы должны быть покрыты консервационной смазкой или по требованию Заказчика, резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами.

12.1.5 Бурильные трубы должны поставляться в пакетах, прочно увязанных не менее, чем в трех местах.

При увязке бурильных труб в пакеты муфты на бурильных трубах должны быть ориентированы в одну сторону. В одном пакете должны быть бурильные трубы только одной партии, одного типоразмера.

Масса пакета бурильных труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – не более 3 т.

12.1.6 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность бурильных труб от возможных повреждений.

12.2 Транспортирование бурильных труб

12.2.1 Транспортирование бурильных труб может осуществляться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным, водным или воздушным транспортом в соответствии с Правилами перевозок грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

12.2.1.1 Перевозка железнодорожным транспортом.

В дополнение к требованиям правил перевозки грузов железнодорожным транспортом при погрузке бурильных труб на платформы рекомендуется:

- применять деревянные прокладки, уложенные поперек платформы, для надлежащей опоры бурильных труб и возможности их захвата при погрузке;

- не допускать загрязнения бурильных труб;

- если пол платформы неровный, положить под прокладки клинья и выровнять поверхность прокладок;

- не располагать прокладки под высаженными концами бурильных труб;

- для предотвращения перемещения надежно закрепить бурильные трубы и правильно переложить их прокладками;

При транспортировании бурильных труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх бурильных труб проволокой.

Не допускается размещать прокладки под замками и под предохранительными деталями.

12.2.1.2 Перевозка грузовым автотранспортом.

В соответствии с правилами перевозки при транспортировании бурильных труб автотранспортом рекомендуется:

- грузить бурильные трубы на брусы и привязывать их с помощью подходящей цепи или проволочного хомута к брусам;

- укладывать бурильные трубы так, чтобы муфты были на одном конце транспорта;

- в непакетированном виде бурильные трубы укладывать на прокладки и привязывать их к прокладкам цепью или хомутом. Длинные бурильные трубы при перевозке необходимо дополнительно перевязывать цепью или хомутом приблизительно посередине длины;

- не перегружать машину для исключения опасности разгрузки бурильных труб в пути;

- после перевозки груза на незначительное расстояние снова подтянуть

скрепляющие цепи (хомуты), которые могут ослабнуть в результате осадки груза.

При использовании трубовозов необходимо принять меры по исключению прогиба бурильных труб. Концы бурильных труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

Схемы укладки бурильных труб на специализированные транспортные средства представлены на рисунке 5, при этом в качестве проволочного хомута необходимо использовать катаную проволоку диаметром не менее 6 мм по ГОСТ 3282.

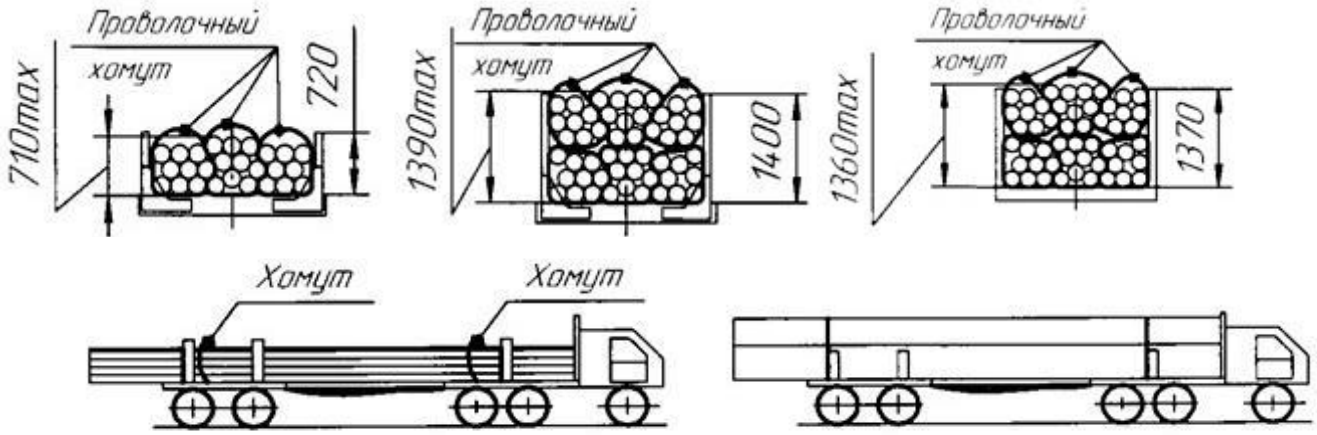


Рисунок 5 – Схемы укладки бурильных труб на специализированные транспортные средства

12.2.1.3 Перевозка водным транспортом.

В соответствии с правилами перевозки водным транспортом должно быть обеспечено надлежащее проведение погрузки и разгрузки судов. Не допускается применение несоответствующих или неэффективных средств крепления бурильных труб, предохраняющих их от перемещения во время крена судна, соприкосновения бурильных труб с трюмной водой и расположения рядом с вредными химическими и

другими веществами, вызывающими коррозию металла, протаскивания бурильных труб волоком по штабелю, зацепления муфт или резьбовых предохранительных деталей, а также ударов о края люков или поручни судна.

12.2.1.4 Перевозка воздушным транспортом.

В соответствии с правилами перевозки при транспортировании бурильных труб авиатранспортом рекомендуется:

а) подготовку бурильных труб к перевозке вертолетом производить на площадке, оборудованной грузоподъемным механизмом с динамометром;

б) перевозить бурильные трубы, упакованными только во взвешенных пакетах, соблюдая порядок подвешивания пакета бурильных труб к вертолету и его отцепки.

12.2.2 Погрузочно-разгрузочные операции.

12.2.2.1 Перед погрузочно-разгрузочными операциями необходимо удостовериться, что предохранительные детали резьбовых соединений прочно установлены.

12.2.2.2 При погрузке, выгрузке и укладке бурильных труб в штабели необходимо применять грузоподъемные механизмы или безопасные трубные накаты (скаты).

12.2.2.3 Бурильные трубы из железнодорожного состава следует разгружать через один вагон или вести работы по обе стороны пути в шахматном порядке. Разгрузку разрешается выполнять только специально обученной бригаде под руководством ответственного лица. Особо опасными для нарушения качества бурильных труб и для самих исполнителей является момент открывания люков полувагонов, бортов платформ и снятие стоек.

12.2.2.4 Разгрузку бурильных труб с трубовозов на стеллажи, а также погрузку со стеллажей необходимо производить имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов.

Категорически **ЗАПРЕЩАЕТСЯ** транспортировать бурильные трубы волоком, сбрасывать с высоты на землю, сваливать бурильные трубы при разгрузке, так как это может привести к повреждению резьбы и образованию вмятин на бурильных трубах.

12.2.2.5 При погрузке и разгрузке бурильных труб необходимо:

- при разгрузке вручную использовать канатные петли. Скатывать бурильные трубы по направляющим параллельно штабелю, не допуская слишком быстрого перемещения и соударения концов бурильных труб, которые могут привести к повреждению резьбы даже при наличии резьбовых предохранительных деталей;

- при использовании подъемных кранов для погрузки-разгрузки длинных бурильных труб применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утвержденными схемами строповки;

- не допускать разгрузки бурильных труб на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол.

- не допускать удары бурильных труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

12.2.2.6 Особое внимание необходимо уделять ведению погрузо-разгрузочных работ с бурильными трубами, предназначенными для работы в кислых средах, или из коррозионно-стойкого сплава, не допуская их ударов друг о друга, или другие предметы. Необходимо использовать специальные способы погрузки-разгрузки, так как удары о рядом лежащую бурильную трубу или иные предметы могут вызвать локальное упрочнение бурильной трубы до такой степени, что бурильная труба станет восприимчивой к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде.

12.3 Хранение и консервация бурильных труб

12.3.1 Все бурильные трубы должны храниться уложенными на стеллажах, отвечающих требованиям сохранности бурильных труб и безопасности.

12.3.2 Требования, предъявляемые к стеллажам и укладке бурильных труб на них, следующие:

а) рабочая (опорная) поверхность стеллажа должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания бурильных труб, конструкция стеллажа должна обеспечивать касание бурильной трубы с опорной поверхностью стеллажа не менее чем в трех точках, с целью исключения самопроизвольного скатывания бурильных труб, каждый стеллаж должен быть оборудован вертикальными стойками;

б) рабочая (опорная) поверхность стеллажей должна располагаться на высоте не менее 350 мм от поверхности земли;

в) высота штабеля бурильных труб на стеллаже не должна превышать 2500мм;

г) при укладке бурильных труб в несколько рядов между рядами должно быть проложено не менее трех деревянных или аналогичных по свойствам прокладок, высота которых должна быть такой, чтобы замковые детали не касались друг друга.

Прокладки между рядами бурильных труб располагать в одной плоскости (параллельно друг другу).

Не допускается размещать прокладки под замками и под предохранительными деталями.

Схемы укладки бурильных труб представлены на рисунке 6.

12.3.3 Отдельно на стеллажах должны складироваться:

а) новые бурильные трубы, поступившие от заводов-изготовителей;

б) бурильные трубы, рассортированные по предстоящим видам ремонта;

в) отремонтированные бурильные трубы сгруппированные в соответствии с принадлежностью к комплектам;

г) бурильные трубы, собранные в комплекты и подготовленные для отправки эксплуатирующему предприятию;

д) забракованные бурильные трубы, не подлежащие ремонту.

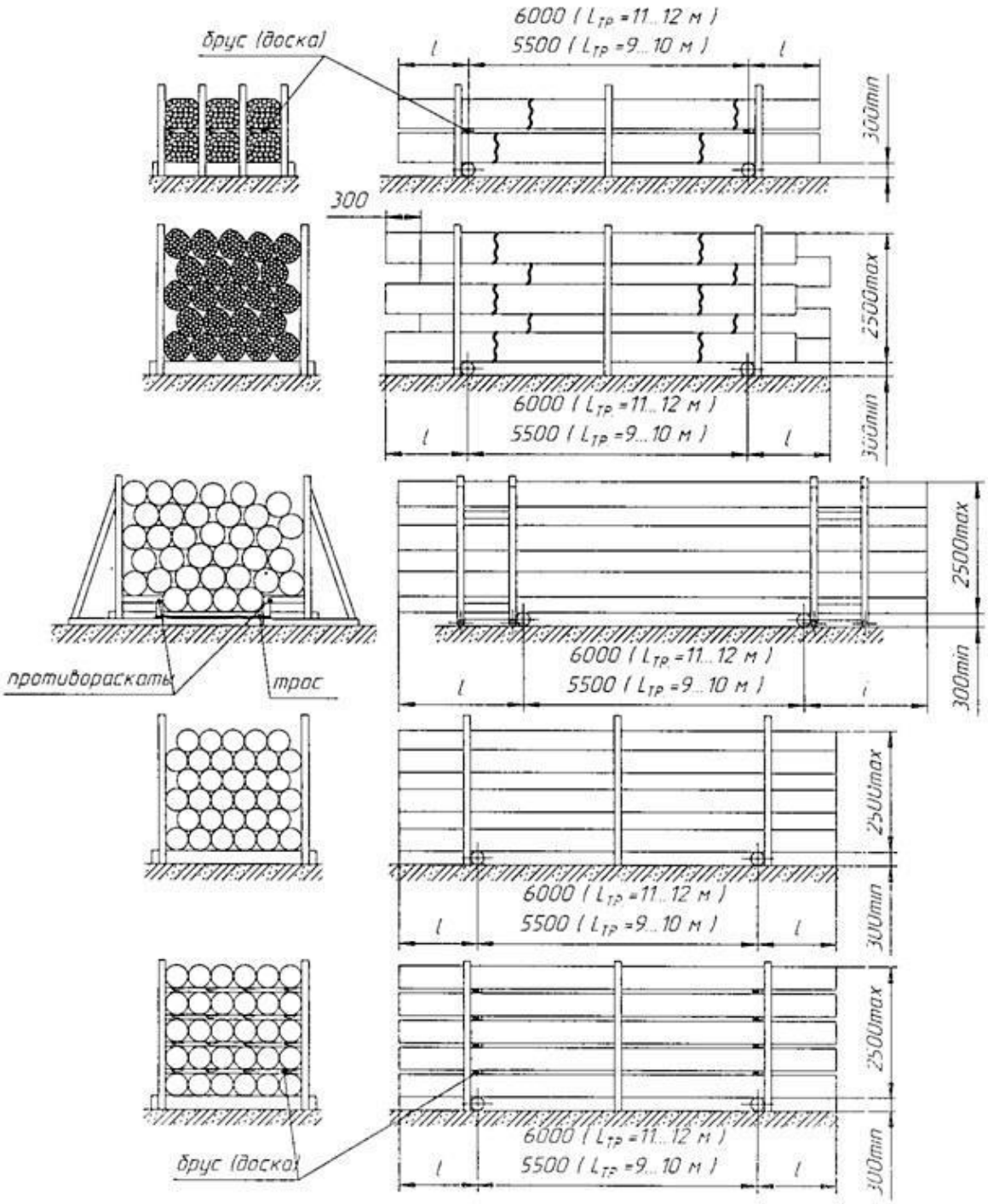


Рисунок 6 - Схемы укладки бурильных труб

12.3.4 На каждом стеллаже (кроме стеллажа с забракованными бурильными трубами) укладываются бурильные трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, класс и направление резьбы.

12.3.5 Каждый стеллаж с бурильными трубами, подлежащих эксплуатации, должен быть снабжен табличкой, в которой указываются основные технические характеристики, размещенных на нем бурильных труб.

На стеллаже с забракованными бурильными трубами, не подлежащих ремонту, кроме таблицы с указанием «БРАК», на каждой бурильной трубе должна быть нанесена краской надпись «БРАК».

12.3.6 Резьба бурильных труб, находящихся на хранении, должна быть смазана консервационной смазкой либо резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами и защищена от повреждений резьбовыми предохранительными деталями.

Области применения консервационных смазок указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Области применения консервационных смазок

Тип смазки	Область применения
Смазка ИП-1 (л) и (З) ТУ 33.101820-80	Цилиндровое нефтяное масло, загущенное кальциевым мылом кислот хлопкового масла и саломаса; содержит противозадирную присадку. Обладает хорошими водостойкостью и противозадирными характеристиками, низкими морозостойкостью и механической стабильностью, удовлетворительной коллоидной стабильностью. Работоспособна при температуре: от 0оС до плюс 70оС (Л); от минус 10° до плюс 70°С
Rust Veto AS Фирма HOUGHTON	Ингибитор коррозии смазочного типа, содержащий высококачественные ингибиторы коррозии и предназначенный для использования в экстремальных климатических условиях. Продукт специально разработан для долгосрочной защиты резьбы на трубной продукции, находящейся в агрессивной окружающей среде. Ингибитор позволяет создать защиту от коррозии до 12 месяцев во время наружного хранения в агрессивной окружающей среде.
Антикоррозионное средство «KENDEX OCTG»	Антикоррозионное средство разработано специально для длительной защиты труб нефтяного сортамента, стойкое к воздействию серных восстановителей и различных бактерий, которые в обычных условиях способствуют развитию коррозии.
Консервационное масло К-17	Консервационное масло предназначено для защиты резьбы на трубной продукции на период хранения или транспортировки в различных условиях.
Примечание. Для консервации могут быть использованы другие консервационные смазки, имеющие срок защиты не ниже, чем у рекомендованных смазок	

12.3.7 По истечению срока защитных свойств консервационных или резьбовых смазок (указываются в сертификатах на трубы), резьба ниппельного конца труб и резьба муфт под предохранителями резьбы подлежит переконсервации.

12.3.8 Переконсервация проводится по следующей схеме:

- отвинчивание резьбовых предохранительных деталей;

- удаление консервационной или резьбовой смазки как с резьбовых соединений труб, так и с предохранительных деталей в соответствии с п.7.1.3.11 настоящего руководства;

- осмотр и визуальная оценка резьбы на соответствие НД;

- нанесение свежей консервационной или резьбовой смазки, обладающей консервационными свойствами, при соответствии резьбы НД в соответствии с п.7.1.3 настоящего руководства;

- навинчивание резьбовых предохранительных деталей.

12.3.9 Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию бурильных труб.

12.3.10 Допускается хранение бурильных труб на открытом воздухе не более одного года с последующей ревизией бурильных труб и определением условий их дальнейшего хранения.

13 Требования безопасности

13.1 Бурильные трубы с высаженными концами с приварными замками пожаробезопасны, взрывобезопасны, нетоксичны, электробезопасны и радиационнобезопасны.

13.2 В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации бурильных труб, необходимо обеспечить безусловное выполнение требований согласованных и утвержденных, в установленном в буровых предприятиях порядке, комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации бурильных труб, не противоречащих Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, а также учитывать положения и рекомендации настоящего Руководства по эксплуатации.

14 Сведения о квалификации обслуживающего персонала

14.1 Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройству в организацию, поднадзорную Ростехнадзору.

14.2 Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

14.3 Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в месяцев в соответствии с квалификационными требованиями, производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

14.4 Специалисты, привлекаемые к работам по диагностике должны пройти проверку знаний и получить право на ведение таких работ.

14.5 К руководству и ведению работ по бурению допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

14.6 Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП".

14.7 К руководству и ведению работ по бурению допускаются лица, прошедшие проверку знаний настоящего руководства по эксплуатации бурильных труб.

15 Указания по выводу из эксплуатации и утилизации труб

15.1 Решение о выводе из эксплуатации бурильных труб должно приниматься с учетом показателей физического износа, коррозии или результатов дефектоскопии в соответствии с рекомендациями раздела 9.3.

15.2 Запрещается списание бурильных труб в металлолом или перевод их из одного класса в другой по начисленному условному износу. Списание труб производится по акту только по их фактическому состоянию.

15.3 Бурильные трубы, вышедшие из строя в результате аварий, списываются на основании акта расследования аварии с указанием причин списания.

15.4 Списанные бурильные трубы временно, до их утилизации, должны храниться в условиях, исключающих возможность их использования в результате ошибки персонала.

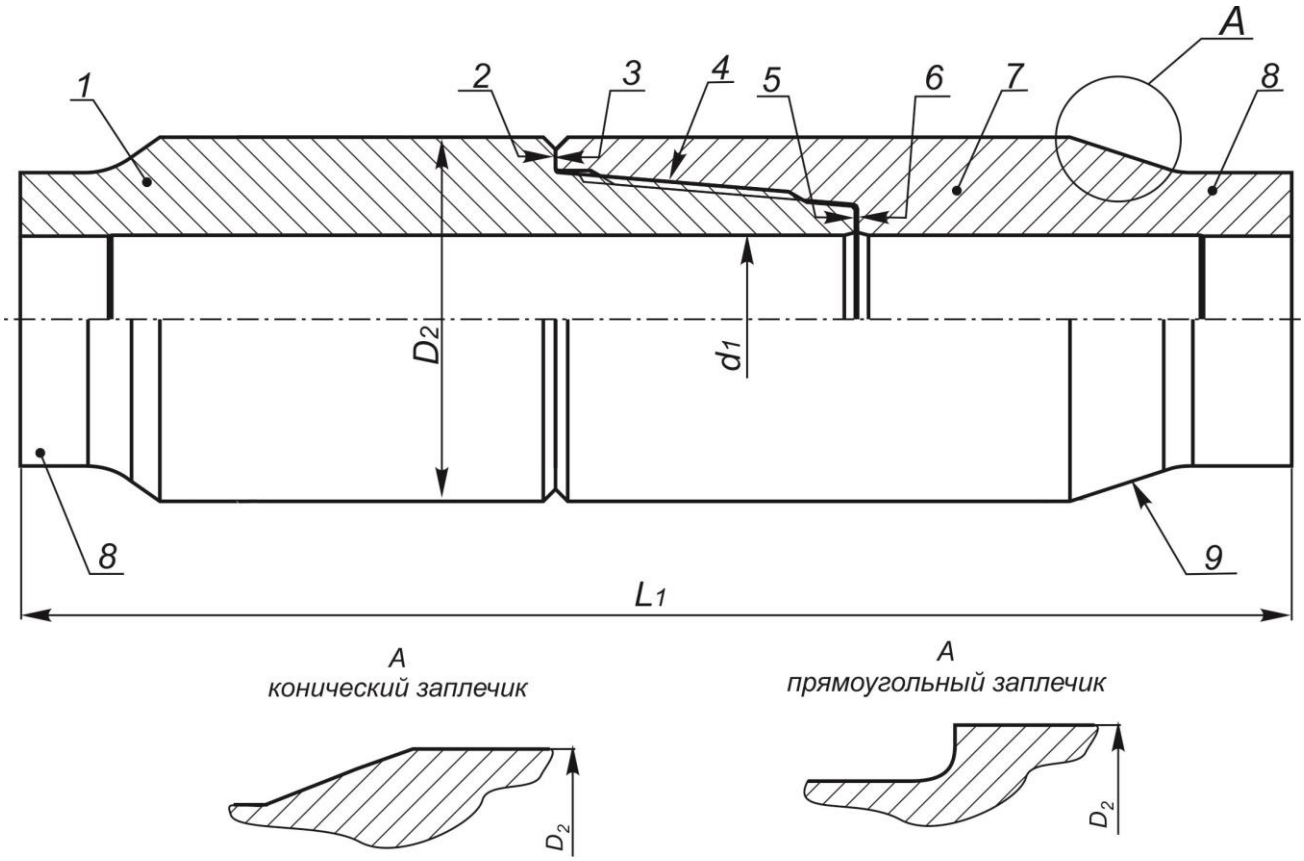
15.5 Основные законы, которые регулируют вопросы, связанные с утилизацией отходов, в том числе и утилизацию бурильных труб, являются законы №89-ФЗ и №7-ФЗ. В соответствии с этими законами списанные бурильные трубы подлежат сбору и дальнейшей переработке способами, не причиняющими вреда природе.

15.6 Все работы по утилизации бурильных труб должны производиться организациями, имеющими лицензию на данный вид работ.

Приложение А

(справочное)

Основные размеры и массы замков



1 – ниппель; 2 – упорный уступ ниппеля; 3 – упорный торец муфты; 4 – замковая резьба; 5 – упорный торец ниппеля; 6 – упорный уступ муфты; 7 – муфта; 8 – хвостовики ниппеля и муфты; 9 – конический заплечик под элеватор; D_2 – наружный диаметр замка; d_1 – внутренний диаметр замка, L – длина замка в сборе

*Опознавательные элементы на замке выполняются в соответствии с заказом

РИСУНОК А.1 – ЗАМОК ТМК UP TDS и Z2-83

Таблица А.1 – Типоразмеры, основные размеры и массы замков ТМК UP TDS с замковой резьбой по ГОСТ 28487

Типоразмер замка	Тип замковой резьбы	Наружный диаметр замка D_2, мм	Внутренний диаметр замка d_1, мм	Длина замка L_1, мм	Длина ниппеля под ключ, мм 1)	Длина муфты под ключ, мм1)	Масса замка, кг
ТМК UP TDS-77-35	З-65	77,0	34,9	511	180,6	204,2	13,8
ТМК UP TDSM-77-35	З-65	77,0	34,9	696	265,6	304,2	19,0
ТМК UP TDS-77-34	З-65	77,0	34,0	511	180,6	204,2	14,0
ТМК UP TDSM-77-34	З-65	77,0	34,0	696	265,6	304,2	19,4
ТМК UP TDS-79-35	З-65	79,0	34,9	511	180,6	204,2	14,6
ТМК UP TDSM-79-35	З-65	79,0	34,9	696	265,6	304,2	20,2
ТМК UP TDS-79-34	З-65	79,0	34,0	511	180,6	204,2	14,8
ТМК UP TDSM-79-34	З-65	79,0	34,0	696	265,6	304,2	20,6
ТМК UP TDS-86-44	З-73	85,7	44,5	511	180,6	204,2	14,4
ТМК UP TDSM-86-44	З-73	85,7	44,5	696	265,6	304,2	20,5
ТМК UP TDS-92-34	З-73	92,0	34,0	511	180,6	204,2	21,0
ТМК UP TDSM-92-34	З-73	92,0	34,0	696	265,6	304,2	30,2
ТМК UP TDS-95-34	З-73	95,2	34,0	511	180,6	204,2	22,8
ТМК UP TDSM-95-34	З-73	95,2	34,0	696	265,6	304,2	32,0
ТМК UP TDS-105-54	З-86	104,8	54,0	536	180,6	229,6	23,4
ТМК UP TDSM-105-54	З-86	104,8	54,0	721	265,6	329,6	32,6
ТМК UP TDS-105-51	З-86	104,8	50,8	536	180,6	229,6	24,3
ТМК UP TDSM-105-51	З-86	104,8	50,8	721	265,6	329,6	33,9
ТМК UP TDS-108-51	З-86	108,0	50,8	536	180,6	229,6	25,5
ТМК UP TDSM-108-51	З-86	108,0	50,8	721	265,6	329,6	35,1
ТМК UP TDS-111-51	З-86	111,1	50,8	536	180,6	229,6	26,3
ТМК UP TDSM-111-51	З-86	111,1	50,8	721	265,6	329,6	36,3
ТМК UP TDS-108-44	З-86	108,0	44,5	536	180,6	229,6	29,6
ТМК UP TDSM-108-44	З-86	108,0	44,5	721	265,6	329,6	40,7
ТМК UP TDS-108-41	З-86	108,0	41,3	536	180,6	229,6	30,4
ТМК UP TDSM-108-41	З-86	108,0	41,3	721	265,6	329,6	41,7
ТМК UP TDS-121-65	З-102	120,7	65,1	600	206,0	267,7	34,5
ТМК UP TDSM-121-65	З-102	120,7	65,1	785	291,0	367,7	46,3
ТМК UP TDS-121-62	З-102	120,7	61,9	600	206,0	267,7	36,0
ТМК UP TDSM-121-62	З-102	120,7	61,9	785	291,0	367,7	48,4
ТМК UP TDS-121-54	З-102	120,7	54,0	600	206,0	267,7	39,2
ТМК UP TDSM-121-54	З-102	120,7	54,0	785	291,0	367,7	52,6
ТМК UP TDS-127-65	З-102	127,0	65,1	600	206,0	267,7	39,1
ТМК UP TDSM-127-65	З-102	127,0	65,1	785	291,0	367,7	52,6
ТМК UP TDS-127-62	З-102	127,0	61,9	600	206,0	267,7	40,6
ТМК UP TDSM-127-62	З-102	127,0	61,9	785	291,0	367,7	54,7
ТМК UP TDS-127-54	З-102	127,0	54,0	600	206,0	267,7	43,8
ТМК UP TDSM-127-54	З-102	127,0	54,0	785	291,0	367,7	58,9
ТМК UP TDS-133-68	З-108	133,4	68,3	577	180,6	255,0	41,9
ТМК UP TDSM-133-68	З-108	133,4	68,3	762	265,6	355,0	56,3
ТМК UP TDS-133-65	З-108	133,4	65,1	577	180,6	255,0	43,8
ТМК UP TDSM-133-65	З-108	133,4	65,1	762	265,6	355,0	58,6
ТМК UP TDS-133-62	З-108	133,4	61,9	577	180,6	255,0	46,5
ТМК UP TDSM-133-62	З-108	133,4	61,9	762	265,6	355,0	60,9
ТМК UP TDS-140-65	З-108	139,7	65,1	577	180,6	255,0	47,3
ТМК UP TDSM-140-65	З-108	139,7	65,1	762	265,6	355,0	64,7
ТМК UP TDS-140-62	З-108	139,7	61,9	577	180,6	255,0	48,8
ТМК UP TDSM-140-62	З-108	139,7	61,9	762	265,6	355,0	66,7
ТМК UP TDS-140-57	З-108	139,7	57,2	577	180,6	255,0	54,8
ТМК UP TDSM-140-57	З-108	139,7	57,2	762	265,6	355,0	74,3
ТМК UP TDS-152-83	З-122	152,4	82,6	577	180,6	255,0	53,5
ТМК UP TDSM-152-83	З-122	152,4	82,6	762	265,6	355,0	72,2
ТМК UP TDS-152-76	З-122	152,4	76,2	577	180,6	255,0	57,0
ТМК UP TDSM-152-76	З-122	152,4	76,2	762	265,6	355,0	76,8
ТМК UP TDS-159-83	З-122	158,8	82,6	577	180,6	255,0	60,0
ТМК UP TDSM-159-83	З-122	158,8	82,6	762	265,6	355,0	80,9
ТМК UP TDS-159-76	З-122	158,8	76,2	577	180,6	255,0	63,5
ТМК UP TDSM-159-76	З-122	158,8	76,2	762	265,6	355,0	85,7
ТМК UP TDS-159-70	З-122	158,8	69,9	577	180,6	255,0	66,6

Типоразмер замка	Тип замковой резьбы	Наружный диаметр замка D_2, мм	Внутренний диаметр замка d_1, мм	Длина замка L_1, мм	Длина ниппеля под ключ, мм [1)]	Длина муфты под ключ, мм[1)]	Масса замка, кг
ТМК UP TDSM-159-70	З-122	158,8	69,9	762	265,6	355,0	89,8
ТМК UP TDS-162-95-1	З-133	161,9	95,3	577	180,6	255,0	52,6
ТМК UP TDSM-162-95-1	З-133	161,9	95,3	762	265,6	355,0	72,2
ТМК UP TDS-162-95-2	З-133	161,9	95,3	577	180,6	255,0	53,3
ТМК UP TDSM-162-95-2	З-133	161,9	95,3	762	265,6	355,0	72,9
ТМК UP TDS-162-92	З-133	161,9	92,1	577	180,6	255,0	54,7
ТМК UP TDSM-162-92	З-133	161,9	92,1	762	265,6	355,0	74,9
ТМК UP TDS-162-89-1	З-133	161,9	88,9	577	180,6	255,0	56,6
ТМК UP TDSM-162-89-1	З-133	161,9	88,9	762	265,6	355,0	77,5
ТМК UP TDS-162-89-2	З-133	161,9	88,9	577	180,6	255,0	57,2
ТМК UP TDSM-162-89-2	З-133	161,9	88,9	762	265,6	355,0	78,1
ТМК UP TDS-165-83	З-133	165,1	82,6	577	180,6	255,0	63,8
ТМК UP TDSM-165-83	З-133	165,1	82,6	762	265,6	355,0	87,1
ТМК UP TDS-165-76	З-133	165,1	76,2	577	180,6	255,0	67,2
ТМК UP TDSM-165-76	З-133	165,1	76,2	762	265,6	355,0	91,6
ТМК UP TDS-168-76	З-133	168,3	76,2	577	180,6	255,0	69,6
ТМК UP TDSM-168-76	З-133	168,3	76,2	762	265,6	355,0	95,3
ТМК UP TDS-178-102	З-147	177,8	101,6	607	211,1	255,0	70,2
ТМК UP TDSM-178-102	З-147	177,8	101,6	750	252,7	355,0	88,8
ТМК UP TDS-178-95	З-147	177,8	95,3	607	211,1	255,0	74,5
ТМК UP TDSM-178-95	З-147	177,8	95,3	750	252,7	355,0	94,0
ТМК UP TDS-184-89	З-147	184,2	88,9	607	211,1	255,0	85,6
ТМК UP TDSM-184-89	З-147	184,2	88,9	750	252,7	355,0	108,2

[1)] – Возможны другие размеры под ключ по требованию заказчика.

Таблица А.2 – Типоразмеры, основные размеры и массы замков ТМК UP TDS с замковой резьбой по API Spec 7-2

Типоразмер замка	Тип замковой резьбы	Наружный диаметр замка D_2, мм	Внутренний диаметр замка d_1, мм	Длина замка L_1, мм	Длина ниппеля под ключ, мм [1)]	Длина муфты под ключ, мм[1)]	Масса замка, кг
ТМК UP TDSA-77-35	NC-23	77,0	34,9	511	180,6	204,2	13,8
ТМК UP TDSAM-77-35	NC-23	77,0	34,9	696	265,6	304,2	19,0
ТМК UP TDSA-77-34	NC-23	77,0	34,0	511	180,6	204,2	14,0
ТМК UP TDSAM-77-34	NC-23	77,0	34,0	696	265,6	304,2	19,4
ТМК UP TDSA-79-35	NC-23	79,0	34,9	511	180,6	204,2	14,6
ТМК UP TDSAM-79-35	NC-23	79,0	34,9	696	265,6	304,2	20,2
ТМК UP TDSA-79-34	NC-23	79,0	34,0	511	180,6	204,2	14,8
ТМК UP TDSAM-79-34	NC-23	79,0	34,0	696	265,6	304,2	20,6
ТМК UP TDSA-86-44	NC-26	85,7	44,5	511	180,6	204,2	14,4
ТМК UP TDSAM-86-44	NC-26	85,7	44,5	696	265,6	304,2	20,5
ТМК UP TDSA-105-54	NC-31	104,8	54,0	536	180,6	229,6	23,4
ТМК UP TDSAM-105-54	NC-31	104,8	54,0	721	265,6	329,6	32,6
ТМК UP TDSA-105-51	NC-31	104,8	50,8	536	180,6	229,6	24,3
ТМК UP TDSAM-105-51	NC-31	104,8	50,8	721	265,6	329,6	33,9
ТМК UP TDSA-108-51	NC-31	108,0	50,8	536	180,6	229,6	25,5
ТМК UP TDSAM-108-51	NC-31	108,0	50,8	721	265,6	329,6	35,1
ТМК UP TDSA-108-44	NC-31	108,0	44,5	536	180,6	229,6	29,6
ТМК UP TDSAM-108-44	NC-31	108,0	44,5	721	265,6	329,6	40,7
ТМК UP TDSA-111-51	NC-31	111,1	50,8	536	180,6	229,6	26,3
ТМК UP TDSAM-111-51	NC-31	111,1	50,8	721	265,6	329,6	36,3
ТМК UP TDSA-121-65	NC-38	120,7	65,1	600	206,0	267,7	34,5
ТМК UP TDSAM-121-65	NC-38	120,7	65,1	785	291,0	367,7	46,3
ТМК UP TDSA-121-62	NC-38	120,7	61,9	600	206,0	267,7	36,0
ТМК UP TDSAM-121-62	NC-38	120,7	61,9	785	291,0	367,7	48,4
ТМК UP TDSA-121-54	NC-38	120,7	54,0	600	206,0	267,7	39,2
ТМК UP TDSAM-121-54	NC-38	120,7	54,0	785	291,0	367,7	52,6
ТМК UP TDSA-127-65	NC-38	127,0	65,1	600	206,0	267,7	39,1
ТМК UP TDSAM-127-65	NC-38	127,0	65,1	785	291,0	367,7	52,6
ТМК UP TDSA-127-62	NC-38	127,0	61,9	600	206,0	267,7	40,6

Типоразмер замка	Тип замковой резьбы	Наружный диаметр замка D_2, мм	Внутренний диаметр замка d_1, мм	Длина замка L_1, мм	Длина ниппеля под ключ, мм [1)]	Длина муфты под ключ, мм[1)]	Масса замка, кг
TMK UP TDSAM-127-62	NC-38	127,0	61,9	785	291,0	367,7	54,7
TMK UP TDSA-127-54	NC-38	127,0	54,0	600	206,0	267,7	43,8
TMK UP TDSAM-127-54	NC-38	127,0	54,0	785	291,0	367,7	58,9
TMK UP TDSA-133-68	NC-40	133,4	68,3	577	180,6	255,0	41,9
TMK UP TDSAM-133-68	NC-40	133,4	68,3	762	265,6	355,0	56,3
TMK UP TDSA-133-65	NC-40	133,4	65,1	577	180,6	255,0	43,8
TMK UP TDSAM-133-65	NC-40	133,4	65,1	762	265,6	355,0	58,6
TMK UP TDSA-133-62	NC-40	133,4	61,9	577	180,6	255,0	46,5
TMK UP TDSAM-133-62	NC-40	133,4	61,9	762	265,6	355,0	60,9
TMK UP TDSA-140-65	NC-40	139,7	65,1	577	180,6	255,0	47,3
TMK UP TDSAM-140-65	NC-40	139,7	65,1	762	265,6	355,0	64,7
TMK UP TDSA-140-62	NC-40	139,7	61,9	577	180,6	255,0	48,8
TMK UP TDSAM-140-62	NC-40	139,7	61,9	762	265,6	355,0	66,7
TMK UP TDSA-140-57	NC-40	139,7	57,2	577	180,6	255,0	54,8
TMK UP TDSAM-140-57	NC-40	139,7	57,2	762	265,6	355,0	74,3
TMK UP TDSA-152-83	NC-46	152,4	82,6	577	180,6	255,0	53,5
TMK UP TDSAM-152-83	NC-46	152,4	82,6	762	265,6	355,0	72,2
TMK UP TDSA-152-76	NC-46	152,4	76,2	577	180,6	255,0	57,0
TMK UP TDSAM-152-76	NC-46	152,4	76,2	762	265,6	355,0	76,8
TMK UP TDSA-159-83	NC-46	158,8	82,6	577	180,6	255,0	60,0
TMK UP TDSAM-159-83	NC-46	158,8	82,6	762	265,6	355,0	80,9
TMK UP TDSA-159-76	NC-46	158,8	76,2	577	180,6	255,0	63,5
TMK UP TDSAM-159-76	NC-46	158,8	76,2	762	265,6	355,0	85,7
TMK UP TDSA-159-70	NC-46	158,8	69,9	577	180,6	255,0	66,6
TMK UP TDSAM-159-70	NC-46	158,8	69,9	762	265,6	355,0	89,8
TMK UP TDSA-168-95-1	NC-50	161,9	95,3	577	180,6	255,0	52,6
TMK UP TDSAM-168-95-1	NC-50	161,9	95,3	762	265,6	355,0	72,2
TMK UP TDSA-168-95-2	NC-50	161,9	95,3	577	180,6	255,0	53,3
TMK UP TDSAM-168-95-2	NC-50	161,9	95,3	762	265,6	355,0	72,9
TMK UP TDSA-168-92	NC-50	161,9	92,1	577	180,6	255,0	54,7
TMK UP TDSAM-168-92	NC-50	161,9	92,1	762	265,6	355,0	74,9
TMK UP TDSA-168-89-1	NC-50	161,9	88,9	577	180,6	255,0	56,6
TMK UP TDSAM-168-89-1	NC-50	161,9	88,9	762	265,6	355,0	77,5
TMK UP TDSA-168-89-2	NC-50	161,9	88,9	577	180,6	255,0	57,2
TMK UP TDSM-168-89-2	NC-50	161,9	88,9	762	265,6	355,0	78,1
TMK UP TDSA-168-83	NC-50	165,1	82,6	577	180,6	255,0	63,8
TMK UP TDSAM-168-83	NC-50	165,1	82,6	762	265,6	355,0	87,1
TMK UP TDSA-168-76-1	NC-50	165,1	76,2	577	180,6	255,0	67,2
TMK UP TDSAM-168-76-1	NC-50	165,1	76,2	762	265,6	355,0	91,6
TMK UP TDSA-168-76-2	NC-50	168,3	76,2	577	180,6	255,0	69,6
TMK UP TDSAM-168-76-2	NC-50	168,3	76,2	762	265,6	355,0	95,3
TMK UP TDSA-178-102	5 1/2FH	177,8	101,6	607	211,1	255,0	70,2
TMK UP TDSAM-178-102	5 1/2FH	177,8	101,6	750	252,7	355,0	88,8
TMK UP TDSA-178-95-1	5 1/2FH	177,8	95,3	607	211,1	255,0	72,7
TMK UP TDSAM-178-95-1	5 1/2FH	177,8	95,3	750	252,7	355,0	92,2
TMK UP TDSA-178-95-2	5 1/2FH	177,8	95,3	607	211,1	255,0	74,5
TMK UP TDSAM-178-95-2	5 1/2FH	177,8	95,3	750	252,7	355,0	94,0
TMK UP TDSA-184-89-1	5 1/2FH	184,2	88,9	607	211,1	255,0	83,9
TMK UP TDSAM-184-89-1	5 1/2FH	184,2	88,9	750	252,7	355,0	106,5
TMK UP TDSA-184-89-2	5 1/2FH	184,2	88,9	607	211,1	255,0	85,6
TMK UP TDSAM-184-89-2	5 1/2FH	184,2	88,9	750	252,7	355,0	108,2

[1)] – Возможны другие размеры под ключ по требованию заказчика.

Таблица А.3 – Типоразмеры, основные размеры и массы замков Z2-83

Типоразмер замка	Тип замковой резьбы	Наружный диаметр замка D_2, мм	Внутренний диаметр замка d_1, мм	Длина замка L_1, мм	Длина ниппеля под ключ, мм [1)]	Длина муфты под ключ, мм[1)]	Масса замка, кг
DS-106-51	V-21/17	105,5	50,8	556	180,6	229,6	25,9
DS-108-51	V-21/17	108,0	50,8	556	180,6	229,6	26,4
DS-111-51	V-21/17	101,1	50,8	556	180,6	229,6	27,2

[1)] – Возможны другие размеры под ключ по требованию заказчика.

Приложение Б
(справочное)

Рекомендуемый момент свинчивания, максимальная допустимая осевая растягивающая нагрузка и максимальный момент свинчивания

Таблица Б.1 – Замковое соединение ТМК UP TDS с замковой резьбой по ГОСТ 28487 при σ_T= 827 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
ТМК UP TDS-77-35 [в]	5600	1286	9400
ТМК UP TDSM-77-35 [в]			
ТМК UP TDS-77-34 [в]	5700	1327	9500
ТМК UP TDSM-77-34 [в]			
ТМК UP TDS-79-35 [р]	6100	1286	10200
ТМК UP TDSM-79-35 [р]			
ТМК UP TDS-79-34 [р]	6400	1327	10600
ТМК UP TDSM-79-34 [р]			
ТМК UP TDS-86-44 [в]	7000	1393	11700
ТМК UP TDSM-86-44 [в]			
ТМК UP TDS-92-34 [р]	11400	1885	19000
ТМК UP TDSM-92-34 [р]			
ТМК UP TDS-95-34 [р]	11500	1885	19200
ТМК UP TDSM-95-34 [р]			
ТМК UP TDS-105-54 [р]	12200	1988	20300
ТМК UP TDSM-105-54 [р]			
ТМК UP TDS-105-51 [р]	14100	2204	23500
ТМК UP TDSM-105-51 [р]			
ТМК UP TDS-108-51 [р]	14200	2204	23700
ТМК UP TDSM-108-51 [р]			
ТМК UP TDS-111-51 [р]	14300	2204	23800
ТМК UP TDSM-111-51 [р]			
ТМК UP TDS-108-44 [р]	17600	2692	29400
ТМК UP TDSM-108-44 [р]			
ТМК UP TDS-108-41 [р]	19200	2868	32000
ТМК UP TDSM-108-41 [р]			
ТМК UP TDS-121-65 [в]	19900	2888	33200
ТМК UP TDSM-121-65 [в]			
ТМК UP TDS-121-62 [в]	21200	3150	35300
ТМК UP TDSM-121-62 [в]			
ТМК UP TDS-121-54 [в]	23800	3749	39650
ТМК UP TDSM-121-54 [в]			
ТМК UP TDS-127-65 [р]	21300	2888	35500
ТМК UP TDSM-127-65 [р]			
ТМК UP TDS-127-62 [р]	24100	3150	40200
ТМК UP TDSM-127-62 [р]			
ТМК UP TDS-127-54 [р]	30200	3749	50400
ТМК UP TDSM-127-54 [р]			
ТМК UP TDS-133-68 [р]	27000	3454	45000
ТМК UP TDSM-133-68 [р]			
ТМК UP TDS-133-65 [р]	29900	3729	49900
ТМК UP TDSM-133-65 [р]			
ТМК UP TDS-133-62 [в]	32500	3992	54200
ТМК UP TDSM-133-62 [в]			
ТМК UP TDS-140-65 [р]	30200	3729	50300
ТМК UP TDSM-140-65 [р]			
ТМК UP TDS-140-62 [р]	33300	3992	55400
ТМК UP TDSM-140-62 [р]			

Окончание таблицы Б.1

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
TMK UP TDS-140-57 [р]	37100	4356	61800
TMK UP TDSM-140-57 [р]			
TMK UP TDS-152-83 [р]	35400	4010	59000
TMK UP TDSM-152-83 [р]			
TMK UP TDS-152-76 [р]	43600	4666	72700
TMK UP TDSM-152-76 [р]			
TMK UP TDS-159-83 [р]	35400	4010	59000
TMK UP TDSM-159-83 [р]			
TMK UP TDS-159-76 [р]	44000	4666	73300
TMK UP TDSM-159-76 [р]			
TMK UP TDS-159-70 [р]	51400	5270	85600
TMK UP TDSM-159-70 [р]			
TMK UP TDS-162-95-1 [р]	38800	4179	64700
TMK UP TDSM-162-95-1 [р]			
TMK UP TDS-162-95-2 [р]	38800	4179	64700
TMK UP TDSM-162-95-2 [р]			
TMK UP TDS-162-92 [р]	44100	4566	73500
TMK UP TDSM-162-92 [р]			
TMK UP TDS-162-89-1 [р]	49200	4940	82000
TMK UP TDSM-162-89-1 [р]			
TMK UP TDS-162-89-2 [р]	49200	4940	82000
TMK UP TDSM-162-89-2 [р]			
TMK UP TDS-165-83 [р]	58800	5648	98000
TMK UP TDSM-165-83 [р]			
TMK UP TDS-165-76 [в]	67200	6304	112000
TMK UP TDSM-165-76 [в]			
TMK UP TDS-168-76 [р]	67900	6304	112300
TMK UP TDSM-168-76 [р]			
TMK UP TDS-178-102 [р]	61600	5634	102700
TMK UP TDSM-178-102 [р]			
TMK UP TDS-178-95 [в]	71600	6448	119600
TMK UP TDSM-178-95 [в]			
TMK UP TDS-184-89 [в]	89300	7209	148900
TMK UP TDSM-184-89 [в]			

[В] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Таблица Б.2 – Замковое соединение ТМК UP TDS с замковой резьбой по API Spec 7-2 при σ_T= 827 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
ТМК UP TDSA-77-35 [в]	5600	1286	9400
ТМК UP TDSAM-77-35 [в]			
ТМК UP TDSA-77-34 [в]	5700	1327	9500
ТМК UP TDSAM-77-34 [в]			
ТМК UP TDSA-79-35 [р]	6100	1286	10200
ТМК UP TDSAM-79-35 [р]			
ТМК UP TDSA-79-34 [р]	6400	1327	10600
ТМК UP TDSAM-79-34 [р]			
ТМК UP TDSA-86-44 [в]	7000	1393	11700
ТМК UP TDSAM-86-44 [в]			
ТМК UP TDSA-105-54 [р]	12200	1988	20300
ТМК UP TDSAM-105-54 [р]			
ТМК UP TDSA-105-51 [р]	14100	2204	23500
ТМК UP TDSAM-105-51 [р]			
ТМК UP TDSA-108-51 [р]	14200	2204	23700
ТМК UP TDSAM-108-51 [р]			
ТМК UP TDSA-111-51 [р]	14300	2204	23800
ТМК UP TDSAM-111-51 [р]			
ТМК UP TDSA-108-44 [р]	17600	2692	29400
ТМК UP TDSAM-108-44 [р]			
ТМК UP TDSA-121-65 [в]	19900	2888	33200
ТМК UP TDSAM-121-65 [в]			
ТМК UP TDSA-121-62 [в]	21200	3150	35300
ТМК UP TDSAM-121-62 [в]			
ТМК UP TDSA-121-54 [в]	23800	3749	39650
ТМК UP TDSAM-121-54 [в]			
ТМК UP TDSA-127-65 [р]	21300	2888	35500
ТМК UP TDSAM-127-65 [р]			
ТМК UP TDSA-127-62 [р]	24100	3150	40200
ТМК UP TDSAM-127-62 [р]			
ТМК UP TDSA-127-54 [р]	30200	3749	50400
ТМК UP TDSAM-127-54 [р]			
ТМК UP TDSA-133-68 [р]	27000	3454	45000
ТМК UP TDSAM-133-68 [р]			
ТМК UP TDSA-133-65 [р]	29900	3729	49900
ТМК UP TDSAM-133-65 [р]			
ТМК UP TDSA-133-62 [в]	32500	3992	54200
ТМК UP TDSMA-133-62 [в]			
ТМК UP TDSA-140-65 [р]	30200	3729	50300
ТМК UP TDSAM-140-65 [р]			
ТМК UP TDSA-140-62 [р]	33300	3992	55400
ТМК UP TDSAM-140-62 [р]			
ТМК UP TDS-140-57 [р]	37100	4356	61800
ТМК UP TDSM-140-57 [р]			
ТМК UP TDSA-152-83 [р]	35400	4010	59000
ТМК UP TDSAM-152-83 [р]			
ТМК UP TDSA-152-76 [р]	43600	4666	72700
ТМК UP TDSAM-152-76 [р]			
ТМК UP TDSA-159-83 [р]	35400	4010	59000
ТМК UP TDSAM-159-83 [р]			
ТМК UP TDSA-159-76 [р]	44000	4666	73300
ТМК UP TDSAM-159-76 [р]			
ТМК UP TDSA-159-70 [р]	51400	5270	85600
ТМК UP TDSAM-159-70 [р]			
ТМК UP TDSA-168-95-1 [р]	39100	4179	65200
ТМК UP TDSAM-168-95-1 [р]			

Окончание таблицы Б.2

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
TMK UP TDSA-168-95-2 [р]	39100	4179	65200
TMK UP TDSAM-168-95-2 [р]			
TMK UP TDSA-168-92 [р]	44600	4566	74300
TMK UP TDSAM-168-92 [р]			
TMK UP TDSA-168-89-1 [р]	49600	4940	82700
TMK UP TDSAM-168-89-1 [р]			
TMK UP TDSA-168-89-2 [р]	49600	4940	82700
TMK UP TDSAM-168-89-2 [р]			
TMK UP TDSA-168-83 [р]	59100	5648	98400
TMK UP TDSAM-168-83 [р]			
TMK UP TDSA-168-76-1 [р]	67900	6304	113200
TMK UP TDSAM-168-76-1 [р]			
TMK UP TDSA-168-76-2 [р]	67900	6304	113200
TMK UP TDSAM-168-76-2 [р]			
TMK UP TDSA-178-102 [р]	61600	5634	102700
TMK UP TDSAM-178-102 [р]			
TMK UP TDSA-178-95-1 [в]	71600	6448	119600
TMK UP TDSAM-178-95-1 [в]			
TMK UP TDSA-178-95-2 [в]	71600	6448	119600
TMK UP TDSAM-178-95-2 [в]			
TMK UP TDSA-184-89-1 [в]	89300	7209	148900
TMK UP TDSAM-184-89-1 [в]			
TMK UP TDSA-184-89-2 [в]	89300	7209	148900
TMK UP TDSAM-184-89-2 [в]			

[в] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Таблица Б.3 – Замковое соединение Z2-83 при σ_T= 827 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
DS-106-51 [р]	18200	2251	30400
DS-108-51 [р]	18200	2251	30400
DS-111-51 [р]	18300	2251	30500

[в] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Таблица Б.4 – Замковое соединение ТМК UP TDS с замковой резьбой по ГОСТ 28487 при σ_T= 896 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
ТМК UP TDS-77-35 [в]	6100	1393	10200
ТМК UP TDSM-77-35 [в]			
ТМК UP TDS-77-34 [в]	6200	1438	10300
ТМК UP TDSM-77-34 [в]			
ТМК UP TDS-79-35 [р]	6100	1393	10200
ТМК UP TDSM-79-35 [р]			
ТМК UP TDS-79-34 [р]	6400	1438	10600
ТМК UP TDSM-79-34 [р]			
ТМК UP TDS-86-44 [в]	7600	1509	12700
ТМК UP TDSM-86-44 [в]			
ТМК UP TDS-92-34 [р]	12300	2042	20600
ТМК UP TDSM-92-34 [р]			
ТМК UP TDS-95-34 [р]	12500	2042	20800
ТМК UP TDSM-95-34 [р]			
ТМК UP TDS-105-54 [р]	13200	2153	22000
ТМК UP TDSM-105-54 [р]			
ТМК UP TDS-105-51 [р]	15300	2387	25500
ТМК UP TDSM-105-51 [р]			
ТМК UP TDS-108-51 [р]	15400	2387	25600
ТМК UP TDSM-108-51 [р]			
ТМК UP TDS-111-51 [р]	15500	2387	25800
ТМК UP TDSM-111-51 [р]			
ТМК UP TDS-108-44 [р]	19100	2916	31800
ТМК UP TDSM-108-44 [р]			
ТМК UP TDS-108-41 [р]	20800	3107	34600
ТМК UP TDSM-108-41 [р]			
ТМК UP TDS-121-65 [в]	21500	3129	35900
ТМК UP TDSM-121-65 [в]			
ТМК UP TDS-121-62 [в]	22900	3412	38200
ТМК UP TDSM-121-62 [в]			
ТМК UP TDS-121-54 [в]	25700	4061	42900
ТМК UP TDSM-121-54 [в]			
ТМК UP TDS-127-65 [р]	23000	3128	38500
ТМК UP TDSM-127-65 [р]			
ТМК UP TDS-127-62 [р]	26100	3412	43600
ТМК UP TDSM-127-62 [р]			
ТМК UP TDS-127-54 [р]	32700	4061	54600
ТМК UP TDSM-127-54 [р]			
ТМК UP TDS-133-68 [р]	29200	3742	48700
ТМК UP TDSM-133-68 [р]			
ТМК UP TDS-133-65 [р]	32400	4040	54000
ТМК UP TDSM-133-65 [р]			
ТМК UP TDS-133-62 [в]	35200	4325	58700
ТМК UP TDSM-133-62 [в]			
ТМК UP TDS-140-65 [р]	32700	4039	54500
ТМК UP TDSM-140-65 [р]			
ТМК UP TDS-140-62 [р]	36000	4325	60000
ТМК UP TDSM-140-62 [р]			
ТМК UP TDS-140-57 [р]	40200	4719	66900
ТМК UP TDSM-140-57 [р]			
ТМК UP TDS-152-83 [р]	38300	4344	63900
ТМК UP TDSM-152-83 [р]			
ТМК UP TDS-152-76 [р]	47200	5055	78700
ТМК UP TDSM-152-76 [р]			
ТМК UP TDS-159-83 [р]	38300	4344	63900
ТМК UP TDSM-159-83 [р]			

Окончание таблицы Б.4

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
TMK UP TDS-159-76 [р]	47600	5055	79400
TMK UP TDSM-159-76 [р]			
TMK UP TDS-159-70 [р]	55600	5709	92700
TMK UP TDSM-159-70 [р]			
TMK UP TDS-162-95-1 [р]	42000	4527	70100
TMK UP TDSM-162-95-1 [р]			
TMK UP TDS-162-95-2 [р]	42000	4527	70100
TMK UP TDSM-162-95-2 [р]			
TMK UP TDS-162-92 [р]	47700	4946	79600
TMK UP TDSM-162-92 [р]			
TMK UP TDS-162-89-1 [р]	53300	5352	88800
TMK UP TDSM-162-89-1 [р]			
TMK UP TDS-162-89-2 [р]	53300	5352	88800
TMK UP TDSM-162-89-2 [р]			
TMK UP TDS-165-83 [р]	63700	6119	106100
TMK UP TDSM-165-83 [р]			
TMK UP TDS-165-76 [в]	72800	6830	121300
TMK UP TDSM-165-76 [в]			
TMK UP TDS-168-76 [р]	73000	6830	121600
TMK UP TDSM-168-76 [р]			
TMK UP TDS-178-102 [р]	66700	6104	111200
TMK UP TDSM-178-102 [р]			
TMK UP TDS-178-95 [в]	77700	6985	129500
TMK UP TDSM-178-95 [в]			
TMK UP TDS-184-89 [в]	96800	7209	161300
TMK UP TDSM-184-89 [в]			

[в] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Таблица Б.5 – Замковое соединение ТМК UP TDS с замковой резьбой по API Spec 7-2 при σ_T= 896 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
ТМК UP TDSA-77-35 [в]	6100	1393	10200
ТМК UP TDSAM-77-35 [в]			
ТМК UP TDSA-77-34 [в]	6200	1438	10300
ТМК UP TDSAM-77-34 [в]			
ТМК UP TDSA-79-35 [р]	6100	1393	10200
ТМК UP TDSAM-79-35 [р]			
ТМК UP TDSA-79-34 [р]	6400	1438	10600
ТМК UP TDSAM-79-34 [р]			
ТМК UP TDSA-86-44 [в]	7600	1509	12700
ТМК UP TDSAM-86-44 [в]			
ТМК UP TDSA-105-54 [р]	13200	2153	22000
ТМК UP TDSAM-105-54 [р]			
ТМК UP TDSA-105-51 [р]	15300	2387	25500
ТМК UP TDSAM-105-51 [р]			
ТМК UP TDSA-108-51 [р]	15400	2387	25600
ТМК UP TDSAM-108-51 [р]			
ТМК UP TDSA-111-51 [р]	15500	2387	25800
ТМК UP TDSAM-111-51 [р]			
ТМК UP TDSA-108-44 [р]	19100	2916	31800
ТМК UP TDSAM-108-44 [р]			
ТМК UP TDSA-121-65 [в]	21500	3129	35900
ТМК UP TDSAM-121-65 [в]			
ТМК UP TDSA-121-62 [в]	22900	3412	38200
ТМК UP TDSAM-121-62 [в]			
ТМК UP TDSA-121-54 [в]	25700	4061	42900
ТМК UP TDSAM-121-54 [в]			
ТМК UP TDSA-127-65 [р]	23000	3128	38500
ТМК UP TDSAM-127-65 [р]			
ТМК UP TDSA-127-62 [р]	26100	3412	43600
ТМК UP TDSAM-127-62 [р]			
ТМК UP TDSA-127-54 [р]	32700	4061	54600
ТМК UP TDSAM-127-54 [р]			
ТМК UP TDSA-133-68 [р]	29200	3742	48700
ТМК UP TDSAM-133-68 [р]			
ТМК UP TDSA-133-65 [р]	32400	4040	54000
ТМК UP TDSAM-133-65 [р]			
ТМК UP TDSA-133-62 [в]	35200	4325	58700
ТМК UP TDSMA-133-62 [в]			
ТМК UP TDSA-140-65 [р]	32700	4039	54500
ТМК UP TDSAM-140-65 [р]			
ТМК UP TDSA-140-62 [р]	36000	4325	60000
ТМК UP TDSAM-140-62 [р]			
ТМК UP TDS-140-57 [р]	40200	4719	66900
ТМК UP TDSM-140-57 [р]			
ТМК UP TDSA-152-83 [р]	38300	4344	63900
ТМК UP TDSAM-152-83 [р]			
ТМК UP TDSA-152-76 [р]	47200	5055	78700
ТМК UP TDSAM-152-76 [р]			
ТМК UP TDSA-159-83 [р]	38300	4344	63900
ТМК UP TDSAM-159-83 [р]			
ТМК UP TDSA-159-76 [р]	47600	5055	79400
ТМК UP TDSAM-159-76 [р]			
ТМК UP TDSA-159-70 [р]	55600	5709	92700
ТМК UP TDSAM-159-70 [р]			
ТМК UP TDSA-168-95-1 [р]	42300	4527	70600
ТМК UP TDSAM-168-95-1 [р]			

Окончание таблицы Б.5

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
TMK UP TDSA-168-95-2 [р]	42400	4527	70600
TMK UP TDSAM-168-95-2 [р]			
TMK UP TDSA-168-92 [р]	48300	4946	80500
TMK UP TDSAM-168-92 [р]			
TMK UP TDSA-168-89-1 [р]	53800	5351	89600
TMK UP TDSAM-168-89-1 [р]			
TMK UP TDSA-168-89-2 [р]	53800	5351	89600
TMK UP TDSAM-168-89-2 [р]			
TMK UP TDSA-168-83 [р]	64000	6118	106600
TMK UP TDSAM-168-83 [р]			
TMK UP TDSA-168-76-1 [р]	73000	6829	121600
TMK UP TDSAM-168-76-1 [р]			
TMK UP TDSA-168-76-2 [р]	73000	6829	121600
TMK UP TDSAM-168-76-2 [р]			
TMK UP TDSA-178-102 [р]	66800	6103	111300
TMK UP TDSAM-178-102 [р]			
TMK UP TDSA-178-95-1 [в]	77700	6985	129600
TMK UP TDSAM-178-95-1 [в]			
TMK UP TDSA-178-95-2 [в]	77700	6985	129600
TMK UP TDSAM-178-95-2 [в]			
TMK UP TDSA-184-89-1 [в]	96800	7810	161300
TMK UP TDSAM-184-89-1 [в]			
TMK UP TDSA-184-89-2 [в]	96800	7810	161300
TMK UP TDSAM-184-89-2 [в]			

[в] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Таблица Б.6 – Замковое соединение Z2-83 при σ_T= 896 МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P, кН[1)]	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм[1)]
DS-106-51 [р]	19700	2439	32900
DS-108-51 [р]	19700	2439	32900
DS-111-51 [р]	19800	2439	33000

[в] - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
[р] - Прочность ограничена ниппельным концом.
[1)] Нагрузка, при котором в материале замка достигается предел текучести.

Приложение В

(справочное)

Предельные значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов

Таблица В.1 – Бурильные трубы групп прочности по ГОСТ 32696 и API Spec 5DP

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Предельная растягивающая нагрузка *Q*, кН, при M_u=0, $M_{кр}$=0	Предельный крутящий момент $M_{кр}$, Нм, при *Q*=0, M_u=0
60,32	7,11	D [1)]	451	6214
		E	615	8474
		X	779	10734
		G	861	11864
		S	1107	15256
73,02	9,19	D [1)]	699	11488
		E	953	15665
		X	1207	19833
		G	1334	21922
		S	1716	28198
88,90	8,0	D [1)]	772	16568
		E	1051	22542
		X	1332	28559
		G	1472	31578
	9,35	D [1)]	886	18443
		E	1208	25152
		X	1530	31860
		G	1691	35213
		S	2174	45273
	11,40	D [1)]	1053	20964
		E	1436	28589
		X	1819	36211
		G	2010	40023
		S	2585	51459
101,60	8,38	D [1)]	931	23151
		E	1269	31580
		X	1607	39990
		G	1777	44204
		S	2285	56833
	9,65	D [1)]	1442	34994
		E	1826	44324
		X	2018	48991
		G	2595	62989
		S	3302	90063

Окончание таблицы В.1

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Предельная растягивающая нагрузка *Q*, кН, при M_u=0, $M_{кр}$=0	Предельный крутящий момент $M_{кр}$, Нм, при *Q*=0, M_u=0
114,3	8,56	D [1)]	1080	30630
		E	1470	41769
		X	1863	52907
		G	2059	58476
		S	2645	75184
	10,92	D [1)]	1345	36689
		E	1834	50031
		X	2322	63372
		G	2568	70043
		S	3302	90055
127,00	9,19	D [1)]	1290	40930
		E	1760	55815
		X	2229	70698
		G	2463	78140
		S	3167	100466
	12,70	D [1)]	1728	51960
		E	2358	70851
		X	2987	89744
		G	3302	99190
		S	4245	127531
139,70	9,17	D [1)]	1426	50419
		E	1944	68754
		X	2463	87092
		G	2722	96255
		S	3500	123756
	10,54	D [1)]	1622	56249
		E	2212	76704
		X	2801	97158
		G	3096	107386
		S	3981	138067

[1)] Только по ГОСТ 32696

П р и м е ч а н и е – Предельные значения рассчитаны по минимальному пределу текучести соответствующей группы прочности.

Приложение Г

(справочное)

Предельное внутреннее и наружное давление

Таблица Г.1 – Бурильные трубы групп прочности по ГОСТ 32696 и API Spec 5DP

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки, *t*, мм	Предельное внутреннее давление $P_в$, МПа					Предельное наружное давление $P_н$, МПа				
		Группа прочности									
		D [1)]	E	X	G	S	D [1)]	E	X	G	S
60,32	7,11	78,2	106,7	135,1	149,3	191,9	78,9	107,5	136,2	150,5	193,6
73,02	9,19	83,6	113,9	144,3	159,5	205,1	83,5	113,8	144,1	159,3	204,8
88,90	8,0	59,8	81,4	103,1	114,0	146,6	62,2	84,7	107,3	118,6	152,5
	9,35	69,8	95,1	120,5	133,2	171,2	71,4	97,3	123,2	136,2	175,1
	11,40	85,1	116,0	147,0	162,5	209,0	84,8	115,6	146,5	161,9	208,1
101,60	8,38	54,7	74,7	94,6	104,5	134,4	57,4	78,3	99,2	109,6	138,9
	9,65	63,0	86,0	108,9	120,4	154,7	65,2	88,9	112,6	124,5	160,0
114,30	8,56	49,7	67,8	85,8	94,9	122,0	52,5	71,7	88,0	95,3	115,6
	10,92	63,5	86,5	109,5	121,1	155,6	65,5	89,4	113,2	125,1	160,9
127,00	9,19	48,0	65,5	83,0	91,7	118,0	40,3	68,7	82,9	89,6	108,1
	12,70	66,4	90,5	114,7	126,7	162,9	68,3	93,1	117,9	130,3	167,6
139,70	9,17	43,6	59,4	75,3	83,2	106,9	34,9	58,0	69,1	74,2	87,5
	10,54	50,1	68,3	86,5	95,6	122,9	42,5	72,2	89,2	96,6	117,4

[1)] Только по ГОСТ 32696

Примечание – Предельные значения рассчитаны по минимальному пределу текучести соответствующей группы прочности.

Приложение Д

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (PH2S) и его концентрации (CH_2S) для многофазного флюида "нефть- газ - вода" с газовым фактором менее 890 нм^3/м^3

Таблица Д1

Исполнение оборудования	$P_{абс}$<1,83x10^6 Па (18,6 кгс/см^2)				$P_{абс}$>1,83x10^6 Па (18,6 кгс/см^2)		
	CH_2S < 4% (об)	4% <CH_2S < 15% (об)		CH_2S > 15% (об)	CH_2S < 0,075% (об)		CH_2S > 0,075% (об)
		PH2S < 7,3x10^4 Па	PH_2S > 7,3x10^4 Па		PH_2S < 345 Па	PH_2S > 345 Па	
Стандартное	+	+	-	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	-	+	+	-	+	+

Области применения оборудования в стандартном и стойком к СКР исполнении в зависимости от абсолютного давления ($P_{абс}$), парциального давления сернистого водорода (PH_2S) и его концентрации (CH_2S) для многофазного флюида "нефть- газ - вода" с газовым фактором более 890 нм^3/м^3

Таблица Д2

Исполнение оборудования	$P_{абс}$<450 кПа (4,6 кгс/см^2)		$P_{абс}$> 450 кПа (4,6 кгс/см^2)		
	CH_2S<10% (об)	CH_2S>10% (об)	PH_2S < 345 Па	PH_2S > 345 Па	CH_2S<10% (об)
Стандартное	+	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	+	-	+	+

Приложение Е

Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011

Пункт требований ТР ТС 010/2011	Пункт Руководства
Статья 4, п.8, перечисление 1	Раздел 5
Статья 4, п.8, перечисление 2	п.п. 6.1-6.2, 7.1 – 2.2
Статья 4, п.8, перечисление 4	П.9.1
Статья 4, п.8, перечисление 5	Раздел 10
Статья 4, п.8, перечисление 7	П.9.3
Статья 4, п.8, перечисление 8, Статья 5, п.18	Раздел 15
Статья 4, п.8, перечисление 9	Раздел 14
Статья 5, п.8	П.6.2
Статья 5, п.12	Раздел 13
Статья 5, п.13	П.12.2