



УТВЕРЖДАЮ

Директор по разработке
ООО «ТМК - Премиум Сервис»


_____ Д.В. Никифоров
24 11 2017 г.


Руководство
по эксплуатации бурильных труб
с приваренными замками TMK UP EXD

РЭ ПС 02-015-2015

Редакция 2


ПРОВЕРИЛ

Главный конструктор
ООО «ТМК - Премиум Сервис»


_____ Ю.Ф. Емельянов
24 ноября 2017 г.

РАЗРАБОТАЛ

Начальник ОКБ
ООО «ТМК - Премиум Сервис»


_____ А.С. Мыслевцев
24 ноября 2017 г.

Содержание

Введение	3
1 Область применения.....	4
2 Нормативные ссылки	4
3 Термины и определения	4
4 Обозначения и сокращения	5
5 Технические характеристики бурильных труб.....	6
6 Эксплуатационные характеристики бурильных труб	6
6.1 Эксплуатационные ограничения	6
6.2 Предельные нагрузки и износ	6
6.3 Контроль действующих нагрузок.....	7
7 Подготовка к эксплуатации	8
7.1 Парк бурильных труб	8
7.2 Комплектование	9
7.3 Маркировка	9
7.4 Документация	10
8 Проведение спуско-подъемных операций.....	10
9 Эксплуатация и износ бурильных труб	13
10 Аварийные ситуации и их предупреждение	17
10.1 Причины аварийных ситуаций.....	17
10.2 Характерные разрушения бурильных труб	17
10.3 Предупреждение аварийных ситуаций.....	20
10.4 Расследование обстоятельств аварийных ситуаций	21
11 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение	21
11.1 Транспортирование.....	21
11.2 Погрузо-разгрузочные операции.....	22
11.3 Хранение.....	22
12 Гарантии изготовителя.....	23
Приложение А_(справочное)_Основные размеры и массы замков ТМК UP EXD	24
Приложение Б_(справочное)_Рекомендуемый момент свинчивания, максимальная допустимая осевая_растягивающая нагрузка и максимальный момент свинчивания	27
Приложение В_(справочное)_Предельные значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и крутящего моментов	31
Приложение Г_(справочное)_Предельное внутреннее и наружное давление	33

Введение

Настоящее руководство распространяется на трубы бурильные с приваренными замками ТМК UP EXD, 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.

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

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

Выполнение настоящих рекомендаций позволит обеспечить надежность и безотказность эксплуатации бурильных труб с замками ТМК UP EXD.

Руководство по эксплуатации бурильных труб с приваренными замками ТМК UP EXD

Дата введения 30–01–2017

1 Область применения

Настоящее руководство содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации бурильных труб с приваренными замками ТМК UP EXD.

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

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 32696-2014 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия

API RP 7A1 Рекомендуемая практика испытания резьбовой смазки для роторных упорных соединений

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

СТО ТМК 56601056-0031-2013 Замки бурильные приварные ТМК UP EXD. Технические требования и контроль

ТУ 0254-009-540044229-05 Смазка резьбовая РУС-ОЛИМП

ТУ 0254-010-54044229-2009 смазка резьбовая ВАЛЬМА-API Norm

ТУ 0254-001-46977243-02 Смазка резьбовая "РУСМА-1"

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 EXD.

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

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, документированный набор комплектов бурильных труб.

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 несколько труб (свеча) подсоединяется к колонне бурильных труб.

3.9 **резьбовое двухупорное соединение ТМК UP EXD:** 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 EXD – тип замка с резьбовым замковым соединением ТМК UP EXD;

D, E, X, G, S – группы прочности тела бурильной трубы по ГОСТ 32696/P 54383;

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

5 Технические характеристики бурильных труб

Бурильные трубы с замками ТМК UP EXD изготавливают в соответствии с требованиями ГОСТ 32696/P 54383 или API Spec 5DP и заказа на поставку.

Замки ТМК UP EXD для приварки к телу бурильных труб изготавливают по СТО ТМК 56601056-0031 со следующими видами исполнения:

- с правой или левой (LH) замковой резьбой EXD по СТО ТМК 56601056-0031;
- с прямоугольным или коническим (К) заплечиком под элеватор;
- с хвостовиками обычного (тип 1) и увеличенного наружного диаметра (тип 2) – замки наружным диаметром 120,7 и 127,0 мм;
- с твердосплавным поверхностным упрочнением или без него.

Типоразмеры, основные размеры и массы замков ТМК UP EXD приведены на рисунке А.1 и в таблице А.1 приложения А.

Характеристики замков ТМК UP EXD, соответствующие техническим требованиям СТО ТМК 56601056-0031, приведены в таблицах Б.1 и Б.2 приложения Б.

6 Эксплуатационные характеристики бурильных труб

6.1 Эксплуатационные ограничения

Эксплуатацию бурильных труб с замками ТМК UP EXD необходимо осуществлять в соответствии с прочностными характеристиками тела трубы и замка, настоящим руководством и действующими регламентирующими документами.

При эксплуатации бурильных труб следует соблюдать следующие требования, с учетом износа тела трубы, замка и резьбового соединения:

- по прочности (статической и усталостной);
- по герметичности.

6.2 Предельные нагрузки и износ

При эксплуатации бурильных труб не допускается превышение следующих предельных нагрузок (при коэффициенте надежности материала – 1):

а) по телу трубы:

- на растяжение (приложение В);
- на изгиб (приложение В);
- на кручение (приложение В);
- на внутреннее и наружное давление (приложение Г);
- на растяжение в клиновом захвате (в соответствии с проектной документацией);

б) по замку (приложение Б):

- на растяжение;
- на кручение;
- при соответствующем моменте свинчивания.

При эксплуатации необходимо проводить оценку износа бурильных труб (класс износа) в соответствии с разделом 8 настоящего руководства:

- тела трубы (таблица 2);
- замка (таблица 3);
- замкового резьбового соединения (таблица 4).

6.3 Контроль действующих нагрузок

При эксплуатации бурильных труб следует определять (с погрешностью не более 5 %) следующие показатели:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую растягивающую нагрузку;
- крутящий момент при бурении;
- кривизну колоны бурильных труб (искривление скважины);
- давление среды (внутреннее, наружное);
- число оборотов при бурении,
- циклы свинчивания/развинчивания, спуско-подъемных операций и других переменных параметров;
- температуру среды;

-удельный вес среды;

-коррозионноактивные компоненты среды.

Действующие на бурильные трубы нагрузки не должны превышать (с учетом сложнапряженного состояния) перечисленных в 6.2 предельных нагрузок.

Контроль действующих нагрузок обеспечивает надежность и безотказность работы бурильных труб.

7 Подготовка к эксплуатации

7.1 Парк бурильных труб

7.1.1 Подготовку бурильных труб к эксплуатации необходимо осуществлять в соответствии с действующими регламентирующими документами.

7.1.2 Приемка бурильных труб от поставщиков должна быть проведена по действующим регламентирующим документам, и включать приемку труб по количеству, качеству и комплектности.

7.1.3 Бурильные трубы, прошедшие приемку и признанные годными для эксплуатации, включают в действующий парк бурильных труб трубного подразделения. Парк бурильных труб должен состоять из труб, предназначенных для выполнения основных работ (оборотных), и труб ремонтного резерва, предназначенных для выполнения вспомогательных работ (необоротных).

7.1.4 Для обеспечения нормальных условий проводки скважины до ввода ее в бурение должен быть создан индивидуальный набор бурильных труб, объединяющий в одну колонну комплекты бурильных труб, предназначенные для данной скважины и обеспечивающие безаварийную проводку скважины. Набор бурильных труб для выполнения основных работ закрепляют за данной скважиной на все время бурения.

7.1.5 До начала работ на буровую доставляют полный набор бурильных труб для скважины или подают трубы комплектами для определенного интервала колонны. Наборы труб ремонтного резерва подают на буровую по мере надобности.

7.1.6 Перед вводом в эксплуатацию основных бурильных труб проводят следующие операции:

- комплектование, т.е. сборка новых бурильных труб в комплекты;

- маркировку бурильных труб в комплекте;
- составление необходимой документации на комплект бурильных труб.

7.2 Комплектование

Комплект бурильных труб должен состоять из новых труб одного типа, размера, одной группы прочности и, по возможности, одного изготовителя.

Длину комплекта бурильных труб обычно выбирают равной глубине скважины плюс 5 – 10 % (бурильные трубы, идущие на пополнение). Состав комплекта труб определяет буровое предприятие исходя из проектной глубины скважины, прочностных характеристик бурильных труб и удобства их учета.

Не допускается разделять комплект бурильных труб до полного его списания. В исключительных случаях, допускается дополнять его новыми трубами того же типа, размера, группы прочности, что и остальные трубы комплекта, или трубами того же типа, размера и более высокой группой прочности.

Каждому комплекту бурильных труб и каждой трубе в комплекте присваивают порядковый номер.

7.3 Маркировка

На каждую бурильную трубу должна быть нанесена маркировка стальными клеймами со скругленным профилем с высотой шрифта не более 20 мм. Глубина клеймения не должна превышать 1 мм.

Маркировку выполняют на хвостовике ниппеля замка на расстоянии от 20 до 25 мм от конического участка.

В маркировке должны быть указаны:

- порядковый номер комплекта труб;
- группа прочности трубы (D, E, X, G, S);
- номинальная толщина стенки трубы, округленная до целого значения (в соответствии с правилами округления: при знаке после запятой 5 и более – до большего целого значения, при знаке после запятой 4 и менее – до меньшего целого значения), мм;
- последняя цифра года ввода трубы в эксплуатацию;
- порядковый номер трубы.

Пример

Маркировка бурильной трубы из комплекта с порядковым номером 20, группы прочности G, толщиной стенки 8,56 мм (9), 2012 года (2) ввода трубы в эксплуатацию, имеющей порядковый номер 42: 20 G9 2 42

7.4 Документация

7.4.1 Подготовку к эксплуатации бурильных труб, поступивших в трубное подразделение, осуществляют комплектами на основании заказа-заявки.

7.4.2 На каждый комплект бурильных труб оформляют паспорт-журнал с приложением перечня бурильных труб, входящих в комплект.

Один экземпляр паспорта-журнала необходимо хранить в трубном подразделении, другой экземпляр или выписку из него – у бурового мастера, ответственного за эксплуатацию данного комплекта бурильных труб.

7.4.3 Для своевременного и правильного обеспечения буровых подразделений трубами необходимых типов, размеров и групп прочности, а также с целью планирования работ в трубном подразделении должен быть организован учет:

- получения, наличия и расхода бурильных труб;
- движения комплектов бурильных труб;
- объемов и видов профилактических и ремонтных работ с бурильными трубами.

Все данные должны быть указаны в паспорте-журнале комплекта бурильных труб.

8 Проведение спуско-подъемных операций

8.1 Персонал, осуществляющий сборку бурильной колонны, должен быть обучен и аттестован на осуществление данного вида деятельности.

8.2 Свинчивание замкового соединения необходимо проводить с измерением момента свинчивания.

Момент свинчивания при коэффициенте трения резьбовой смазки 0,08 – 0,10 должен быть равен 0,8 – 1,0 от рекомендуемого момента свинчивания.

Рекомендуемые моменты свинчивания и допускаемые осевые растягивающие нагрузки приведены в приложении Д. Значения моментов и нагрузок рассчитаны с учетом обеспечения прочности, герметичности и наибольшей несущей способности замкового соединения.

При бурении роторным способом коэффициент запаса прочности принят равным 1,5, при использовании забойных двигателей – 1,4.

8.3 Не допускается свинчивать-развинчивать резьбовые соединения бурильных труб и других элементов бурильной колонны вращением ротора.

8.4 Не допускается при спуске бурильной колонны включать клиновой захват до полной остановки колонны.

8.5 Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных труб допускается только после посадки их на клинья или элеватор.

8.6 Скорость спуско-подъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления и продолжительность промежуточных промывок должны регламентироваться в проектной документации. При отклонении реологических свойств бурового раствора и компоновок бурильной колонны от проектных необходимо внести коррективы в регламентируемую скорость спуско-подъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

8.7 При подъеме бурильной колонны наружная поверхность труб должна быть очищена от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

8.8 При появлении посадок во время спуска бурильной колонны следует провести промывку и проработку ствола скважины в интервалах посадок.

8.9 На устье скважины должно быть установлено устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб и при спуско-подъемных операциях.

8.10 Необходимо предусмотреть меры, предупреждающие выпадение свечей бурильных труб из захватного устройства (пальца).

8.11 При эксплуатации бурильных труб запрещается:

- сталкивать ниппель в муфту при свинчивании труб;
- вращать бурильную трубу (свечу) после выхода резьбы из сопряжения, а также вырывать ниппель из муфты до полного их развинчивания;
- резко тормозить спускаемую бурильную колонну;
- использовать при подъеме и спуске бурильной колонны подъемный крюк с неисправной пружиной;
- использовать клинья с плашками, не соответствующими размеру труб;
- захватывать тело трубы машинными ключами;

- устанавливать ключ на участок муфты замка с твердосплавным упрочнением;
- подавать на буровую и удалять с нее бурильные трубы без предохранительных деталей;
- допускать удары концов бурильных труб о ротор.

8.12 Не допускается свинчивание бурильных труб с консервационной смазкой, нанесенной изготовителем труб для защиты резьбового соединения при транспортировании и хранении. При подготовке труб к свинчиванию консервационная смазка должна быть полностью удалена.

На поверхность резьбового соединения должна быть нанесена резьбовая уплотнительная смазка, выбираемая в соответствии с условиями эксплуатации.

Не допускается применение машинного или дизельного масла в качестве заменителя резьбовой уплотнительной смазки, а также свинчивание бурильных труб без смазки.

8.13 Для свинчивания бурильных труб необходимо применять специальные резьбовые уплотнительные смазки, которые в значительной степени влияют на износостойкость и герметичность замкового резьбового соединения.

Резьбовые уплотнительные смазки должны выдерживать без потери свойств большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбовом соединении, легко наноситься и долго сохраняться на поверхности резьбового соединения.

Для замковых резьбовых соединений необходимо применять резьбовые уплотнительные смазки, указанные в таблице 1 или другие резьбовые уплотнительные смазки, соответствующие требованиям API RP 7A1:

Таблица 1 – Рекомендуемые резьбовые уплотнительные смазки

Тип смазки	Область применения
«РУС–ОЛИМП» по ТУ 0254-009-540044229-05	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений при температуре эксплуатации от минус 50°С до +200°С.
«РУСМА–1» по ТУ 0254-001-46977243	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений, эксплуатируемых в скважинах с давлением до 70 МПа и температурой от минус 50°С до + 200°С.
«ВАЛЬМА-API Norm» по ТУ 0254-010-54044229-2009	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений, в том числе эксплуатируемых в средах, содержащих коррозионноактивные компоненты, при температуре эксплуатации от минус 50°С до + 200°С.

9 Эксплуатация и износ бурильных труб

9.1 С целью повышения долговечности и предотвращения заедания должна быть проведена приработка новых резьбовых соединений бурильных труб путем трех – пятикратного свинчивания/развинчивания с малой частотой вращения (10 – 15 об/мин) и удалением перед каждым свинчиванием старой смазки и нанесением новой.

9.2 Для достижения равномерного износа замковой резьбы через каждые десять-двадцать спуско-подъемных операций рабочие соединения свечей необходимо заменить на нерабочие.

9.3 Приложение чрезмерных растягивающих нагрузок, например, в случае прихвата бурильной колонны, следует осуществлять с учетом предела текучести группы прочности бурильных труб.

Максимально допустимые растягивающие нагрузки не должны превышать 80 % минимального предела текучести бурильных труб.

9.4 В сроки, установленные соответствующими регламентирующими документами и графиками профилактических работ на буровой, должна быть проведена дефектоскопия и опрессовка бурильных труб, определен их износ.

Перед началом сборки бурильной колонны необходимо определить абразивный и коррозионный износ тела бурильных труб, глубину смятия труб от клинового захвата, наличие дефектов недопустимого размера и абразивный износ замков, непосредственно перед началом свинчивания – износ замкового резьбового соединения.

9.5 При бурении скважин глубиной свыше 3000 м должна быть проведена гидроопрессовка бурильной колонны при давлении, в 1,5 раза превышающем максимальное рабочее давление. Гидроопрессовку следует проводить также в случаях предполагаемой негерметичности бурильной колонны, перед спуском испытателя пластов и в целях профилактики с периодичностью, установленной в регламентирующих документах.

9.6 Отбраковку и списание бурильных труб необходимо проводить при наличии износа, различных дефектов, размеры которых превышают допустимые для эксплуатации размеры.

Списание или перевод бурильных труб из одного класса износа в другой проводят по результатам внешнего осмотра, инструментальных измерений, дефектоскопического контроля и оформляют актом. К акту прикладывают перечень работ и показатели износа бурильных труб.

Сведения о переводе бурильных труб из одного класса износа в другой заносят в паспорт-журнал комплекта.

9.7 Износ тела бурильных труб устанавливают по трем классам износа:

- класс износа I: тело трубы имеет геометрические параметры и поверхность, соответствующие требованиям ГОСТ 32696/P 54383 или API 5DP;
- классы износа II и III: тело трубы имеет износ и дефекты, размеры которых не превышают значений, указанных в таблице 2.

Если износ тела бурильных труб превышает значения, допустимые для класса износа III, то бурильные трубы выводят из эксплуатации и списывают.

Таблица 2 – Классификация тела бурильных труб по износу

Показатель	Класс износа	
	II	III
Равномерный износ наружной поверхности: толщина стенки после износа, % номинальной толщины стенки, не менее	80,0	62,5
Эксцентричный износ наружной поверхности: толщина стенки после износа, % номинальной толщины стенки, не менее	65,0	55,0
Коррозионный износ наружной поверхности: толщина стенки на участке самой глубокой коррозии, % от номинальной толщины стенки, не менее	80,0	55,0
Смятие от клинового захвата: вмятины глубина, % номинального наружного диаметра, не более	3,0	5,0
шейка глубиной, % номинального наружного диаметра, не более	3,0	5,0
Остаточное сужение: уменьшение наружного диаметра, % номинального наружного диаметра, не более	3,0	5,0
Остаточное расширение: увеличение наружного диаметра, % номинального наружного диаметра, не более	3,0	5,0
Вмятины: глубина, % номинального наружного диаметра, не более	3,0	5,0
Продольные надрезы, забоины: оставшаяся толщина стенки под дефектом, % номинальной толщины стенки, не менее	80,0	62,5
Поперечные надрезы: толщина стенки под дефектом, % от номинальной толщины стенки, не менее	90,0	80,0
	длина надреза, % длины окружности трубы номинального наружного диаметра, не более	10,0

9.8 Износ замков устанавливаются по трем классам износа:

- класс износа I: замок имеет наружный диаметр, соответствующий указанному в таблице А.1 (приложение А) с учетом допустимого минусового отклонения;
- классы износа II и III: замок имеет наружный диаметр, не менее указанного в таблице 3.

Если наружный диаметр замка менее значения, указанного для класса износа III, то буровая труба с таким замком не допускается к дальнейшей эксплуатации.

Таблица 3 – Классификация замков по износу

Номинальный наружный диаметр замка, мм	Наружный диаметр замка с износом, мм, не менее для класса износа	
	II	III
79,6	77,6	76,2
101,6	99,4	98,0
104,8	99,4	98,0
120,7	117,6	115,3
123,8	117,6	115,3
127,0 с EXD 38 ¹⁾	117,6	115,3
127,0 с EXD 39 ¹⁾	122,4	119,0
133,4	127,0	125,4
139,7	127,0	125,4
158,8	150,3	146,1
161,9	160,1	154,0
165,1	160,1	154,0
168,3	160,1	154,0
177,8	170,3	166,7
¹⁾ Тип замковой резьбы		

9.9 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 1 и 2 (два способа измерений).

Износ замкового резьбового соединения считается допустимым, если все четыре результата измерений соответствуют требованиям, указанным в таблице 4. В противном случае, буровая труба с таким замком не допускается к дальнейшей эксплуатации.

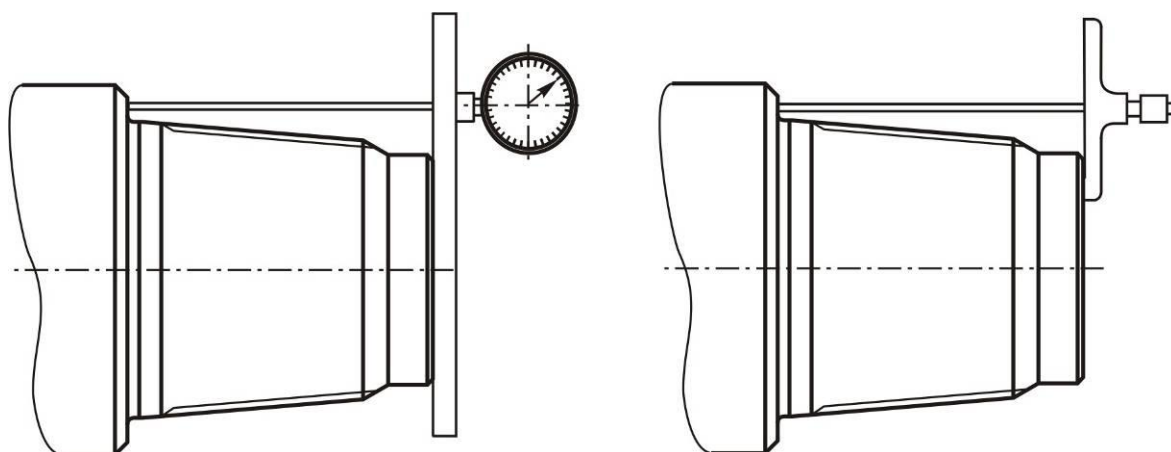


Рисунок 1 – Измерение расстояния между упорным уступом и упорным торцом ниппеля замка

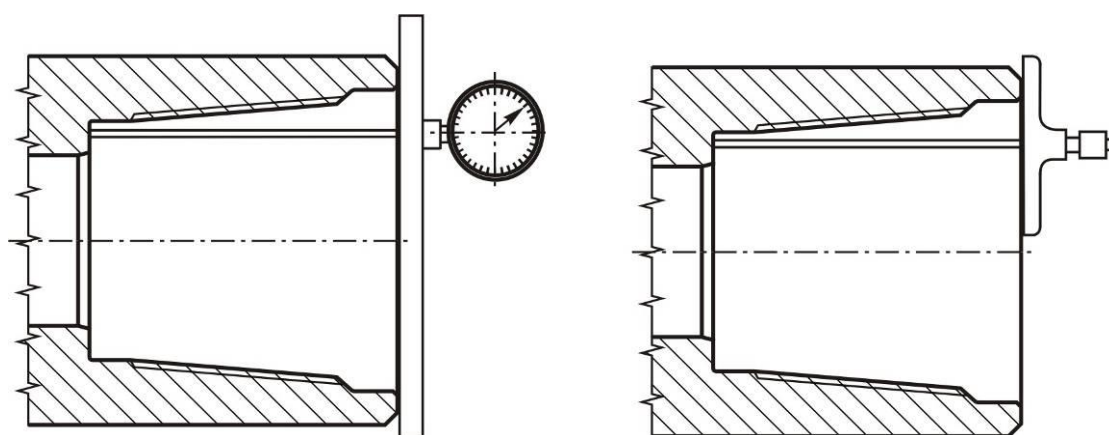


Рисунок 2 – Измерение расстояния между упорным уступом и упорным торцом муфты замка

Таблица 4 – Допустимое расстояние между упорными уступами и торцами ниппеля и муфты замка

Тип замковой резьбы	Расстояние между упорным уступом и торцом, мм			
	ниппель замка		муфта замка	
	мин.	макс.	мин.	макс.
EXD 24	89,35	89,6	89,5	89,7
EXD 31	114,75	115,0	114,9	115,1
EXD 38	117,75	118,0	117,9	118,1
EXD 39	117,75	118,0	117,9	118,1
EXD 40	133,75	134,0	133,9	134,1
EXD 46	133,65	133,9	133,8	134,0
EXD 50	133,65	133,9	133,8	134,0
EXD 57	146,65	146,9	146,8	147,0

9.10 Бурильные трубы не допускаются к дальнейшей эксплуатации в случае:

- повреждения одного и более витков замковой резьбы, а также при наличии на ней рванин или задиров металла, которые могут привести к заеданию резьбы;

- при наличии на упорном торце муфты и упорном уступе ниппеля замка (наружный упорный узел) рванин и задиров металла шириной более $1/3$ ширины торца муфты или уступа ниппеля, длиной более $1/8$ длины окружности торца муфты или уступа ниппеля, глубиной более 0,8 мм.

Упорный торец муфты и упорный уступ ниппеля замка (наружный упорный узел) создают уплотнение в резьбовом соединении, поэтому зачистка дефектов или шлифовка их поверхности не допускается.

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.

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

10 Аварийные ситуации и их предупреждение

10.1 Причины аварийных ситуаций

Аварийные ситуации при эксплуатации бурильной колонны происходят по причине разрушения тела бурильных труб, вызванного воздействием переменных нагрузок (переменных изгибающих напряжений, крутильных ударов, продольных и поперечных колебаний и др.), разрушения тела замков, а также размыва, заедания или значительного износа замкового резьбового соединения.

10.2 Характерные разрушения бурильных труб

10.2.1 Разрушение по высаженным концам труб

Разрушение труб по высаженным концам является причиной половины всех аварийных ситуаций. Переменные нагрузки вызывают усталостное разрушение труб, причем, условиями, способствующими возникновению и развитию усталостных трещин, являются различные дефекты материала и резкие изменения профиля переходного участка высаженных концов труб.

Для предотвращения усталостного разрушения труб необходимо соблюдение параметров бурения, предотвращающих высокие знакопеременные нагрузки и искривление труб.

10.2.2 Разрушение по телу труб

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

Поперечный излом тела трубы имеет усталостный характер и возникает в результате концентрации радиальных напряжений при деформации поверхности тела труб, например, при клеймении, повреждении от клиньев и др. Поперечный излом может возникать в зоне приварки тела трубы к муфте или ниппелю замка и очень редко – под влиянием статических нагрузок на трубы со значительным износом.

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

Продольный излом тела трубы имеет усталостный характер и возникает в результате концентрации продольных напряжений при деформации поверхности тела труб.

На разрушение по телу труб влияет степень износа их наружной поверхности.

10.2.3 Разрушение по резьбовому соединению

Разрушение по резьбовому соединению происходит в виде разрушения отдельных витков резьбы. Разрушение носит усталостный характер и возникает под воздействием переменных нагрузок (изгибающего момента), распределяющихся неравномерно как по длине, так и по окружности резьбы.

На разрушение по резьбовому соединению влияет степень износа резьбы.

10.2.4 Размыв резьбового соединения

Размыв резьбового соединения происходит в результате протечек жидкой среды при недостаточной плотности (герметичности) резьбового соединения.

Причины недостаточной плотности (герметичности) резьбового соединения могут иметь технологический или эксплуатационный характер, к ним относятся:

- перекосы или повреждения упорного торца муфты и упорного уступа ниппеля замка (наружный упорный узел);

- применение некачественной или несоответствующей резьбовой уплотнительной смазки;

- несоответствующая подготовка резьбового соединения перед свинчиванием (плохая очистка от загрязнений);

- недостаточный момент свинчивания резьбового соединения (раскрытие стыка наружного упорного узла).

10.2.5 Износ резьбы

Износ резьбы связан с многократным свинчиванием/развинчиванием соединения, вращением бурильной колонны, ее колебаниями, вызванными работой забойного двигателя.

Износ поверхности резьбы происходит с обеих боковых сторон профиля. Длинная сторона профиля изнашивается главным образом при свинчивании/развинчивании, короткая – при докреплении (затяжке) и работе в скважине.

Недостаточное докрепление резьбового соединения замков – главная причина износа резьбы.

10.2.6 Заедание резьбового соединения

К заеданию приводит «схватывание» сопрягаемых поверхностей резьбового соединения при свинчивании замка. Сила «схватывания» при этом превышает прочность материала замка, что приводит при развинчивании к разрушению всего резьбового соединения. Иногда при «схватывании» соединение не удается развинтить даже с использованием машинного ключа.

Причинами заедания являются высокое удельное давление и температура, возникающие на поверхности резьбового соединения при свинчивании и работе в скважине. Заедание чаще всего происходит на новых соединениях в процессе их приработки.

Для предотвращения заеданий свинчивание резьбовых соединений следует проводить с использованием специальной резьбовой уплотнительной смазки, а также не превышать при свинчивании установленный момент докрепления (затяжки) резьбового соединения.

10.2.7 Разрушение по телу замка

Разрушение по телу замка происходит вследствие появления продольных и поперечных трещин. Появление таких трещин обусловлено приложением значительных усилий при докреплении резьбового соединения замка или наличием высоких закалочных напряжений в материале замка при изготовлении.

10.3 Предупреждение аварийных ситуаций

Для предупреждения аварийных ситуаций при введении буровых работ необходимо:

- хорошо изучить горно-геологические условия строительства скважины, интервалы скважины с возможными осложнениями;
- если фактические горно-технологические условия не соответствуют заложенным в проектной документации, своевременно и в установленном порядке оформить все обоснованные изменения и дополнения;
- строго соблюдать требования проектной документации, действующих технологических регламентов, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, режимно-технологического задания, планов работ и иметь их на буровой;
- постоянно следить за качеством промывочной жидкости, состоянием ствола скважины, бурильной колонны, исправностью оборудования и инструмента;
- соблюдать правила эксплуатации оборудования, инструмента, контрольно-измерительных приборов;
- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия, предусмотренные профилактической картой по безаварийному ведению работ на буровой;
- соблюдать трудовую дисциплину, не допускать невнимательности, беспечного и пассивного отношения к работе, которые могут привести к аварийной ситуации.

10.4 Расследование обстоятельств аварийных ситуаций

Расследование обстоятельств аварийных ситуаций, доказательная документация, порядок отбора образцов для исследований, порядок исследований, извещение изготовителя и другие действия должны быть проведены в соответствии с действующими регламентирующими документами.

11 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение

11.1 Транспортирование

11.1.1 При транспортировании бурильных труб водным, воздушным, железнодорожным транспортом или автотранспортом необходимо соблюдать Правила перевозки грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующие на транспорте данного вида.

11.1.2 Транспортирование, погрузочно-разгрузочных операции и хранение бурильных труб следует выполнять только с установленными на муфту и ниппель замка резьбовыми предохранительными деталями, обеспечивающими защиту резьбового соединения от внешних воздействий.

11.1.3 При транспортировании водным транспортом не допускается укладка пакетов труб в трюме в воду или другие коррозионно-активные среды, протаскивание пакетов труб вдоль штабелей, удары о проем люков или ограждения.

11.1.4 При погрузке пакетов труб в железнодорожные вагоны или автотранспорт, по дну вагона или кузова должны быть размещены деревянные балки (подкладки), которые должны обеспечивать необходимое расстояние между трубами и неровным дном транспортного средства.

Не допускается размещать подкладки под замками и под предохранительными деталями.

11.1.5 Пакеты труб при транспортировании должны быть надежно закреплены, чтобы исключить их смещение. Допускается использование деревянных прокладок при закреплении пакетов труб.

Между рядами пакетов труб должны быть уложены не менее трех деревянных прокладок толщиной не менее 40 мм.

Не допускается размещать прокладки под замками и предохранительными деталями.

11.2 Погрузо-разгрузочные операции

11.2.1 Все погрузочно-разгрузочные операции с бурильными трубами необходимо проводить с установленными на муфту и ниппель замка резьбовыми предохранительными деталями.

11.2.2 Погрузочно-разгрузочные операции с пакетами труб должны осуществляться только с использованием грузозахватных транспортировочных хомутов.

При разгрузке труб вручную необходимо использовать канатные петли, скатывать трубы по направляющим параллельно штабелю, не допуская быстрого перемещения и соударения концов труб, которое может привести к повреждению резьбы замка даже при наличии резьбовых предохранительных деталей.

При использовании подъемных приспособлений необходимо применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утверждёнными схемами строповки.

11.2.3 Не допускается при разгрузке сбрасывание труб с высоты, захват труб крюком за замок верхней трубы в пакете, перетаскивание труб волоком и любые действия, приводящие к повреждению резьбового соединения, поверхности и формы труб.

11.3 Хранение

11.3.1 Условия хранения бурильных труб должны соответствовать ГОСТ 15150 для группы 4 (длительное хранение) или группы 8 (кратковременное хранение до трех месяцев и при перерывах в эксплуатации).

11.3.2 Складирование труб необходимо выполнять в соответствии с инструкциями по складированию и хранению материалов, оборудования и запасных частей на складах баз производственно-технического обслуживания и комплектации, предприятий и организаций, обеспечивая сохранность труб и не допуская повреждений резьбовых соединений, поверхности и формы труб.

11.3.3 Не допускается складировать пакеты труб на земле, рельсах, стальном или бетонном полу. На стеллажах не должно быть камней, песка и грязи.

11.3.4 Пакеты труб должны быть уложены на опоры, расположенные с интервалами, исключаящими прогиб труб или повреждение резьбых соединений. Опоры стеллажа должны быть расположены в одной плоскости. Не допускается прогиб (осадка) стеллажа под действием веса штабеля труб. Опорная поверхность стеллажа должна быть расположена на высоте не менее 300 мм от поверхности земли или пола.

11.3.5 При укладке нескольких пакетов труб в штабель или укладке в несколько рядов труб, не увязанных в пакеты, между рядами пакетов труб и рядами труб должно быть не менее трех деревянных прокладок толщиной 35 – 40 мм, чтобы вес верхних рядов труб не распределялся на замки нижних рядов. Высота штабеля труб не должна превышать 3 м.

11.3.6 Для складирования труб, не увязанных в пакеты, рекомендуется установить на стеллажах вертикальные стойки.

11.3.7 При раскатывании труб на стеллажах необходимо исключить перемещение труб под углом к оси стеллажа, что может привести к соударению концов труб и повреждению резьбовых предохранительных деталей или резьбовых соединений замков.

11.3.8 При хранении труб необходимо проверять наличие и целостность резьбовых предохранительных деталей, наличие и срок годности консервационной смазки под ними, не допуская коррозионного повреждения резьбовых соединений замков.

11.3.9 Для складирования труб, получивших повреждения при транспортировании, забракованных при осмотре, отложенных для ремонта или принятия решения о пригодности для эксплуатации должны быть установлены отдельные стеллажи с соответствующими табличками.

11.3.10 При складировании несвязанных в пакеты труб, они должны быть рассортированы по типам, размерам, группам прочности и резьбовым соединениям замков.

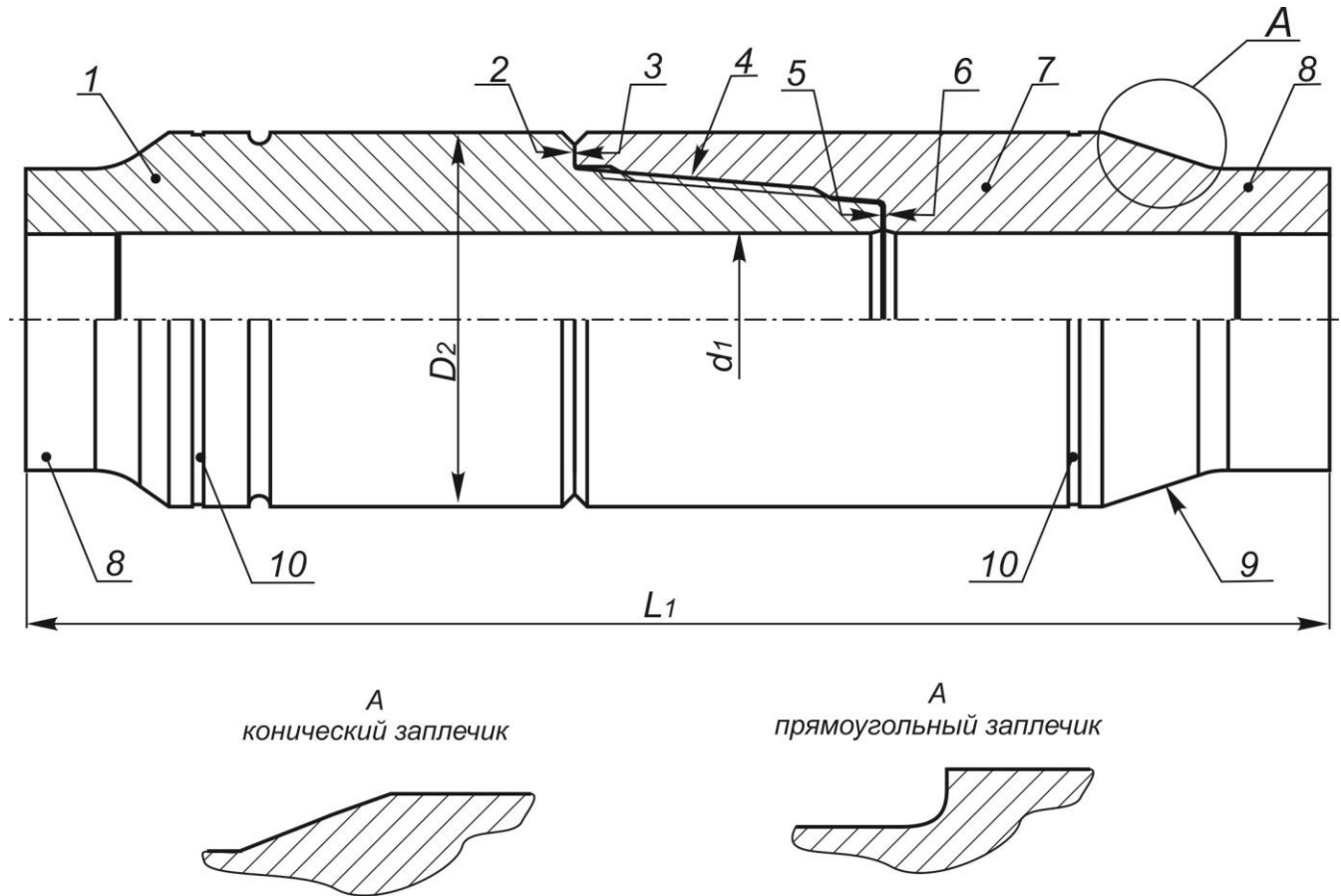
12 Гарантии изготовителя

Изготовитель гарантирует надежность и безотказность бурильных труб с приваренными замками ТМК UP EXD при соблюдении условий их эксплуатации, рекомендаций по предельным нагрузкам и других рекомендаций настоящего руководства, а также действующих у потребителя правил и регламентирующих документов.

Приложение А

(справочное)

Основные размеры и массы замков ТМК UP EXD



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; 10 – опознавательный пояс с левой резьбой D_2 – наружный диаметр замка; d_1 – внутренний диаметр замка, L_1 – длина замка в сборе

Рисунок А.1 – Замок ТМК UP EXD

Таблица А.1 – Типоразмеры, основные размеры и массы замков ТМК UP EXD

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 EXD –80–38	EXD 24	79,6	38,1	701	256	318	20,2
ТМК UP EXD –102–54	EXD 31	101,6	54,0	696	251	318	29,7
ТМК UP EXD–102–51	EXD 31	101,6	50,8	696	251	318	31,2
ТМК UP EXD–105–51	EXD 31	104,8	50,8	696	251	318	33,7
ТМК UP EXD–105–48	EXD 31	104,8	47,6	696	251	318	35,0
ТМК UP EXD–108–51	EXD 31	108,0	50,8	696	251	318	37,4
ТМК UP EXD–111–51	EXD 31	111,1	50,8	696	251	318	39,7
ТМК UP EXD–121–68-1	EXD 38	120,7	68,3	693	248	318	39,7
ТМК UP EXD–121–65-1	EXD 38	120,7	65,1	693	248	318	41,4
ТМК UP EXD–121–62-1	EXD 38	120,7	61,9	693	248	318	43,2
ТМК UP EXD–121–68-2	EXD 38	120,7	68,3	693	248	318	40,1
ТМК UP EXD–121–62-2	EXD 38	120,7	61,9	693	248	318	43,6
ТМК UP EXD–124–68	EXD 38	123,8	68,3	693	248	318	42,8
ТМК UP EXD–124–65	EXD 38	123,8	65,1	693	248	318	44,5
ТМК UP EXD–124–62	EXD 38	123,8	61,9	693	248	318	46,3
ТМК UP EXD–127–65	EXD 38	127,0	65,1	693	248	318	47,3
ТМК UP EXD–127–62	EXD 38	127,0	61,9	693	248	318	49,0
ТМК UP EXD–127–73-1	EXD 39	127,0	73,0	693	248	318	42,5
ТМК UP EXD–127–71-1	EXD 39	127,0	71,4	693	248	318	43,5
ТМК UP EXD–127–68-1	EXD 39	127,0	68,3	693	248	318	45,3
ТМК UP EXD–127–65-1	EXD 39	127,0	65,1	693	248	318	47,1
ТМК UP EXD–127–62-1	EXD 39	127,0	61,9	693	248	318	48,9
ТМК UP EXD–127–73-2	EXD 39	127,0	73,0	693	248	318	42,6
ТМК UP EXD–127–71-2	EXD 39	127,0	71,4	693	248	318	43,6
ТМК UP EXD–127–68-2	EXD 39	127,0	68,3	693	248	318	45,4
ТМК UP EXD–127–65-2	EXD 39	127,0	65,1	693	248	318	47,2
ТМК UP EXD–127–62-2	EXD 39	127,0	61,9	693	248	318	49,0
ТМК UP EXD–133-76	EXD40	133,4	76,2	677	227	308	46,9
ТМК UP EXD–133-71	EXD 40	133,4	71,4	677	227	308	49,2
ТМК UP EXD–133-68	EXD 40	133,4	68,3	677	227	308	50,9
ТМК UP EXD–133-65	EXD 40	133,4	65,1	677	227	308	52,7
ТМК UP EXD–133-62	EXD 40	133,4	61,9	677	227	308	54,4
ТМК UP EXD–140-76	EXD40	139,7	76,2	677	227	308	52,7
ТМК UP EXD–140-71	EXD 40	139,7	71,4	677	227	308	55,0
ТМК UP EXD–140-68	EXD 40	139,7	68,3	677	227	308	56,7
ТМК UP EXD–140-65	EXD 40	139,7	65,1	677	227	308	58,5
ТМК UP EXD–140-62	EXD 40	139,7	61,9	677	227	308	60,2
ТМК UP EXD-159-83	EXD 46	158,8	82,6	677	227	308	71,0
ТМК UP EXD-159-76	EXD 46	158,8	76,2	677	227	308	75,2
ТМК UP EXD–162–95	EXD 50	161,9	95,3	677	227	308	66,3
ТМК UP EXD–162–92	EXD 50	161,9	92,1	677	227	308	68,8
ТМК UP EXD–162–89	EXD 50	161,9	88,9	677	227	308	71,2
ТМК UP EXD–165–95	EXD 50	165,1	95,3	677	227	308	70,1
ТМК UP EXD–165–92	EXD 50	165,1	92,1	677	227	308	72,6

Окончание таблицы А.1

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 EXD-165-89	EXD 50	165,1	88,9	677	227	308	75,0
ТМК UP EXD-168-95	EXD 50	168,3	95,3	677	227	308	73,9
ТМК UP EXD-168-92	EXD 50	168,3	92,1	677	227	308	76,5
ТМК UP EXD-168-89	EXD 50	168,3	88,9	677	227	308	78,9
ТМК UP EXD-178-108	EXD 57	177,8	108,0	710	246	322	81,4
ТМК UP EXD-178-102	EXD 57	177,8	101,6	710	246	322	87,1
ТМК UP EXD-178-95	EXD 57	177,8	95,3	710	246	322	92,6
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 EXD при $\sigma_T = 827$ МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P , кН	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм
ТМК UP EXD-80-38 P	7600	1171	12700
ТМК UP EXD-102-54 P	14800	1936	24600
ТМК UP EXD-102-51 P	16300	2153	27200
ТМК UP EXD-105-51 P	16800	2153	28000
ТМК UP EXD-105-48 P	18500	2355	30900
ТМК UP EXD-108-51 P	16800	2153	28000
ТМК UP EXD-111-51 P	16900	2153	28200
ТМК UP EXD-121-68-1 P	22800	2548	38000
ТМК UP EXD-121-65-1 P	25700	2825	42900
ТМК UP EXD-121-62-1 B	27400	3081	45700
ТМК UP EXD-121-68-2 P	22800	2548	38000
ТМК UP EXD-121-62-2 B	27400	3081	45700
ТМК UP EXD-124-68 P	22900	2548	38200
ТМК UP EXD-124-65 P	25900	2825	43100
ТМК UP EXD-124-62 P	28500	3081	47500
ТМК UP EXD-127-65 P	25900	2825	43300
ТМК UP EXD-127-62 P	28600	3081	47700
ТМК UP EXD-127-73-1(EXD39) P	25900	2759	43200
ТМК UP EXD-127-71-1(EXD39) P	27600	2912	46000
ТМК UP EXD-127-68-1(EXD39) P	30800	3202	51400
ТМК UP EXD-127-65-1(EXD39) B	32200	3473	53700
ТМК UP EXD-127-62-1(EXD39) B	33400	3738	55700
ТМК UP EXD-127-73-2(EXD39) P	25900	2759	43200
ТМК UP EXD-127-71-2(EXD39) P	27600	2912	46000
ТМК UP EXD-127-68-2(EXD39) P	30800	3202	51400
ТМК UP EXD-127-65-2(EXD39) B	32200	3473	53700
ТМК UP EXD-127-62-2(EXD39) B	33400	3738	55700
ТМК UP EXD-133-76 P	28400	3023	47300
ТМК UP EXD-133-71 P	33900	3484	56500
ТМК UP EXD-133-68 P	36800	3765	61400
ТМК UP EXD-133-65 B	38500	4042	64200
ТМК UP EXD-133-62 B	39800	4306	66300
ТМК UP EXD-140-76 P	28600	3023	47700
ТМК UP EXD-140-71 P	33900	3484	56500
ТМК UP EXD-140-68 P	37100	3765	61800
ТМК UP EXD-140-65 P	40200	4045	67000
ТМК UP EXD-140-62 P	43200	4306	72000

Окончание таблицы Б.1

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P , кН	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм
ТМК UP EXD-159-83 ^Р	56700	4935	94500
ТМК UP EXD-159-76 ^Р	65200	5596	108700
ТМК UP EXD-162-95 ^Б	59700	5010	99500
ТМК UP EXD-162-92 ^Б	62100	5397	103500
ТМК UP EXD-162-89 ^Б	64400	5770	107400
ТМК UP EXD-165-95 ^Р	60900	5010	101500
ТМК UP EXD-165-92 ^Р	66300	5397	110500
ТМК UP EXD-165-89 ^Б	69800	5770	116400
ТМК UP EXD-168-95 ^Р	61100	5010	101900
ТМК UP EXD-168-92 ^Р	66500	5397	110900
ТМК UP EXD-168-89 ^Р	71700	5770	119500
ТМК UP EXD-178-108 ^Р	73200	5541	122100
ТМК UP EXD-178-102 ^Р	83500	6390	139100
ТМК UP EXD-178-95 ^Б	90300	7218	150600

^Б - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом.
^Р - Прочность ограничена ниппельным концом.

Таблица Б.2 – Замковое соединение ТМК UP EXD при $\sigma_t = 896$ МПа

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P , кН	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм
ТМК UP EXD-80-38 ^Р	8300	1268	13800
ТМК UP EXD-102-54 ^Р	16000	2097	26700
ТМК UP EXD-102-51 ^Р	17700	2332	29500
ТМК UP EXD-105-51 ^Р	18200	2332	30300
ТМК UP EXD-105-48 ^Р	20100	2552	33500
ТМК UP EXD-108-51 ^Р	18300	2332	30500
ТМК UP EXD-111-51 ^Р	18400	2332	30700
ТМК UP EXD-121-68-1 ^Р	24700	2760	41200
ТМК UP EXD-121-65-1 ^Р	27900	3060	46500
ТМК UP EXD-121-62-1 ^В	29700	3337	49500
ТМК UP EXD-121-68-2 ^Р	24700	2760	41200
ТМК UP EXD-121-62-2 ^В	29700	3337	49500
ТМК UP EXD-124-68 ^Р	24800	2760	41400
ТМК UP EXD-124-65 ^Р	28000	3060	46700
ТМК UP EXD-124-62 ^Р	30900	3337	51500
ТМК UP EXD-127-65 ^Р	28000	3060	46700
ТМК UP EXD-127-62 ^Р	30900	3337	51500
ТМК UP EXD-127-73-1(EXD39) ^Р	28100	3060	46900
ТМК UP EXD-127-71-1(EXD39) ^Р	29900	3155	49800
ТМК UP EXD-127-68-1(EXD39) ^Р	33400	3469	55700
ТМК UP EXD-127-65-1(EXD39) ^В	34900	3762	58100
ТМК UP EXD-127-62-1(EXD39) ^В	36200	4050	60300
ТМК UP EXD-127-73-2(EXD39) ^Р	28100	3060	46900
ТМК UP EXD-127-71-2(EXD39) ^Р	29900	3155	49800
ТМК UP EXD-127-68-2(EXD39) ^Р	33400	3469	55700
ТМК UP EXD-127-65-2(EXD39) ^В	34900	3762	58100
ТМК UP EXD-127-62-2(EXD39) ^В	36200	4050	60300
ТМК UP EXD-133-76 ^Р	30700	3275	51200
ТМК UP EXD-133-71 ^Р	36700	3774	61200
ТМК UP EXD-133-68 ^Р	39900	4078	66500
ТМК UP EXD-133-65 ^В	41800	4379	69600
ТМК UP EXD-133-62 ^В	43100	4665	71800
ТМК UP EXD-140-76 ^Р	31000	3275	51700
ТМК UP EXD-140-71 ^Р	36700	3774	61200
ТМК UP EXD-140-68 ^Р	40200	4079	67000
ТМК UP EXD-140-65 ^Р	43600	4382	72700
ТМК UP EXD-140-62 ^Р	46800	4665	78000
ТМК UP EXD-159-83 ^Р	61500	5346	102400
ТМК UP EXD-159-76 ^Р	70700	6062	117800
ТМК UP EXD-162-95 ^В	64700	5427	107800
ТМК UP EXD-162-92 ^В	67300	5846	112100
ТМК UP EXD-162-89 ^В	69800	6250	116400
ТМК UP EXD-165-95 ^Р	66000	5427	110000
ТМК UP EXD-165-92 ^Р	71800	5846	119700
ТМК UP EXD-165-89 ^В	75700	6250	126100

Окончание таблицы Б.2

Типоразмер замка	Момент свинчивания, $M_{св}$, Нм	Максимальная осевая растягивающая нагрузка, P , кН	Максимальный крутящий момент, $M_{кр}$, Нм
ТМК UP EXD-168-95 ^Р	66200	5427	110400
ТМК UP EXD-168-92 ^Р	72100	5846	120200
ТМК UP EXD-168-89 ^Р	77700	6250	129500
ТМК UP EXD-178-108 ^Р	79400	6002	132300
ТМК UP EXD-178-102 ^Р	90400	6922	150700
ТМК UP EXD-178-95 ^Б	97900	7819	163200
^Б - Прочность ограничена раструбным (муфтовым) концом. ^Р - Прочность ограничена ниппельным концом.			

Приложение В

(справочное)

**Предельные значения осевой растягивающей нагрузки, изгибающего и
крутящего моментов**

**Таблица В.1 – Бурильные трубы групп прочности по ГОСТ 32696/Р 54383
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 изгибающий момент M_u , Нм, при $Q=0$, $M_{кр}=0$	Предельный крутящий момент $M_{кр}$, Нм, при $Q=0$, $M_u=0$
60,32	7,11	D ¹⁾	451	5378	6210
		E	615	7348	8479
		X	779	9309	10743
		G	861	10290	11874
		S	1107	13220	15256
73,02	9,19	D ¹⁾	699	9937	11480
		E	953	13560	15650
		X	1207	17187	19833
		G	1334	18970	21922
		S	1716	24435	28198
88,90	9,35	D ¹⁾	885	15980	18450
		E	1208	21795	25152
		X	1530	27613	31866
		G	1692	30522	35222
		S	2175	39249	45293
	11,40	D ¹⁾	1052	18150	20960
		E	1436	24760	28600
		X	1817	31350	36210
		G	2011	34680	40050
		S	2580	44553	51400
101,60	8,38	D ¹⁾	930	20050	23150
		E	1269	27350	31562
		X	1607	34650	39986
		G	1777	38300	44199
		S	2285	49250	56835
	9,65	E	1442	30324	34994
		X	1826	38409	44324
		G	2018	42453	48991
		S	2595	54583	62989
114,30	8,56	D ¹⁾	1077	26530	30630
		E	1470	36188	41761
		X	1863	45847	52908
		G	2058	50677	58481
		S	2647	65166	75202
		S	3302	78045	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 изгибающий момент M_u , Нм, при $Q=0$, $M_{кр}=0$	Предельный крутящий момент $M_{кр}$, Нм, при $Q=0$, $M_u=0$
114,3	10,92	D ¹⁾	1344	31770	36690
		E	1834	43340	50014
		X	2323	54908	63364
		G	2568	60692	70039
		S	3302	78045	90063
127,00	9,19	D ¹⁾	1290	35430	40910
		E	1758	48336	55780
		X	2277	61238	70670
		G	2463	67690	78114
		S	3167	87043	100447
	12,70	D ¹⁾	1728	45000	51960
		E	2358	61380	70880
		X	2985	77730	89750
		G	3301	85960	99260
		S	4240	110418	127420
139,70	9,17	D ¹⁾	1430	43783	50525
		E	1944	59569	68743
		X	2463	75470	87092
		G	2722	83420	96267
		S	3501	107271	123790
	10,54	D ¹⁾	1615	48570	56050
		E	2211	66449	76683
		X	2801	84186	97151
		G	3096	93055	107385
		S	3982	119660	138088

¹⁾ Только по ГОСТ 32696/Р 54383

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/Р 54383
и API Spec 5DP

Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки, t , мм	Предельное внутреннее давление P_v , МПа					Предельное наружное давление P_n , МПа				
		Группа прочности									
		D ¹⁾	E	X	G	S	D ¹⁾	E	X	G	S
60,35	7,11	78,2	106,7	135,1	149,3	191,9	74,7	107,6	136,2	150,6	176,9
73,02	9,19	83,8	114,0	144,3	159,5	205,1	80,8	113,8	144,2	159,3	204,9
88,90	9,35	70,2	95,1	120,5	133,2	171,3	65,7	97,3	123,3	136,2	175,1
	11,40	85,2	116,1	147,1	162,5	209,0	82,4	115,6	146,5	161,9	208,2
101,60	8,38	54,9	74,7	94,6	104,5	134,4	48,3	78,3	99,1	109,6	139,1
	9,65	■	86,0	108,9	120,4	154,7	■	88,9	112,6	124,5	160,0
114,30	8,56	50,0	67,8	85,8	94,9	122,0	42,5	71,6	87,9	95,3	115,8
	10,92	63,4	86,5	109,6	121,1	155,7	58,0	89,4	113,2	125,1	160,9
127,00	9,19	48,2	65,5	83,0	91,7	117,9	40,3	68,3	82,9	89,6	108,2
	12,70	66,4	90,5	114,6	126,7	162,9	61,4	93,1	117,9	130,3	167,5
139,70	9,17	43,8	59,4	75,2	83,2	106,9	34,9	58,2	68,9	74,0	87,6
	10,54	49,9	68,3	86,5	95,6	122,9	42,5	72,1	89,1	96,5	117,6

¹⁾ Только по ГОСТ 32696/Р 54383
Примечание – Предельные значения рассчитаны по минимальному пределу текучести соответствующей группы прочности.