

Акционерное общество  
«ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск»  
(АО «ТМК НГС-Нижневартовск»)

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального Директора  
по техническим продажам и инновациям

ПАО "ТМК"  
С.Г. Чикалов  
" 02 " 02 2018г

**«Трубы стальные бесшовные насосно – компрессорные  
88,9 x 7,34 мм из стали Cr1 группы прочности R95 с  
внутренним и наружным полимерными покрытиями и  
премиальным резьбовым соединением ТМК UP PF»**

**Руководство по эксплуатации**

СОГЛАСОВАНО:

Директор по техническим  
продажам и сопровождению продукции ПАО  
«ТМК»

А. П. Медведев  
« 01 » 2018г.

Генеральный директор  
ООО «ТМК – Премиум Сервис

С. А. Рекин  
« 02 » 2018г.

РАЗРАБОТАНО:

Технический директор  
АО «ТМК НГС-Нижневартовск»

А. В. Гуменюк  
« 02 » 2018г.

г. Нижневартовск  
2018г.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Общие положения</b>	<b>4</b>
<b>2. Нормативные ссылки</b>	<b>4</b>
<b>3. Термины и определения</b>	<b>4</b>
<b>4. Назначение изделия</b>	<b>5</b>
<b>5. Основные характеристики изделия</b>	<b>5</b>
<b>6. Маркировка</b>	<b>5</b>
<b>7. Упаковка</b>	<b>7</b>
<b>8. Транспортирование</b>	<b>8</b>
<b>9. Складирование и хранение</b>	<b>9</b>
<b>10. Подготовка к работе</b>	<b>11</b>
<b>11. Использование НКТ с покрытием по назначению</b>	<b>13</b>
<b>11.1. Общие указания</b>	<b>13</b>
<b>11.2. Подготовка труб к свинчиванию</b>	<b>13</b>
<b>11.3. Сборка колонны</b>	<b>14</b>
<b>11.4. Свинчивание труб</b>	<b>15</b>
<b>11.5. Контроль свинчивания</b>	<b>19</b>
<b>11.6. Разборка колонны</b>	<b>19</b>
<b>11.7. Испытание колонны НКТ с покрытием на герметичность</b>	<b>19</b>
<b>11.8. Пуск колонны НКТ с покрытием в эксплуатацию</b>	<b>20</b>
<b>12. Правила безопасности при работе с НКТ с покрытием</b>	<b>20</b>
<b>13. Разбраковка и ремонт НКТ с покрытием</b>	<b>20</b>
<b>14. Утилизация</b>	<b>21</b>
<b>15. Учет и списание</b>	<b>21</b>
<b>16. Требования безопасности</b>	<b>21</b>
<b>17. Гарантии изготовителя</b>	<b>22</b>
<b>Приложение А (обязательное). – Оборудование для регистрации свинчивания</b>	<b>23</b>
<b>Приложение Б (обязательное). – Требования к безопасности, выводу из эксплуатации и квалификации персонала</b>	<b>29</b>
<b>Приложение В (обязательное). – Осмотр резьбового соединения</b>	<b>31</b>
<b>Приложение Г (обязательное). – Данные по объекту испытаний</b>	<b>34</b>
<b>Приложение Д (обязательное). – Нанесение резьбовой смазки</b>	<b>35</b>
<b>Приложение Е (обязательное). - Размеры шаблона (оправки) для контроля кривизны и внутреннего диаметра НКТ</b>	<b>38</b>
<b>Приложение Ж (справочное). – Перечень НД, использованных при составлении Руководства по эксплуатации</b>	<b>39</b>

## **РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Вводится впервые

Срок введения: установлен с 05.02.2018года.

## 1. Общие положения

**1.1.** Настоящий документ содержит сведения о конструкции и характеристиках насосно-компрессорных труб (далее - НКТ), выпускаемых по ГОСТ Р 53366 (ИСО 11960:2004) и другим НД, указанным в спецификациях заказа на поставку действующим на заводах ПАО «Трубная Металлургическая Компания» (ТМК) с внутренним и/или наружным полимерным покрытием (далее - покрытием), выпускаемых по ТУ 24.20.13-010-52534308-2017 (ТУ 1390-010-52534308-2017) на АО «ТМК НГС-Нижневартовск». Документ содержит также указания по обслуживанию и эксплуатации НКТс резьбовым соединением ТМК UP PF в промышленных условиях, в том числе по подготовке и свинчиванию труб, порядку спуска и подъема колонны, а также рекомендации по погрузочно-разгрузочным работам, хранению и контролю труб в процессе эксплуатации.

**1.2.** Руководство по эксплуатации предназначено для персонала предприятий нефтегазового комплекса, занимающихся эксплуатацией и ремонтом скважин систем добычи нефти и поддержания пластового давления, отражает все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации НКТ на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса.

## 2. Нормативные ссылки

В настоящем руководстве использованы нормативные ссылки на следующие документы:

- ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

- API RP 5A3/ISO 13678 Рекомендуемая практика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб;

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

**3.1. Бесшовная стальная труба** - стальная труба, не имеющая сварного шва или другого соединения, изготовленная одним из способовковки, прокатки, волочения или прессования.

**3.2. Дефект** - несовершенство, имеющее размер, достаточный для отбраковки изделия на основании критериев, установленных нормативными документами.

**3.3. Механическое свинчивание** - свинчивание резьбового соединения с определенным усилием и/или до определенного положения с помощью специального механизма или муфтонаверточного станка.

**3.4. Насосно-компрессорная труба** - труба, размещаемая в скважине и служащая для подъема продукции скважины или нагнетания рабочей среды.

**3.5. Натяг** - величина, характеризующая посадку одного изделия на другое.

**3.6. Несовершенство** - нарушение сплошности стенки трубы или поверхности изделия, которое может быть выявлено методами неразрушающего контроля.

**3.7. Партия насосно-компрессорных труб** - определенное количество труб одной плавки, одного условного диаметра, одной группы прочности, одной толщины стенки и одного типа соединения и одного исполнения, и сопровождаемое одним документом, удостоверяющим соответствие качества труб требованиям стандартов или технических условий.

**3.8. Плавка** - металл, полученный за единый технологический цикл процесса выплавки.

**3.9. Приемка, контроль** - процесс измерения, изучения, испытания или сравнения единицы продукции с установленными требованиями.

**3.10. Резьбовая предохранительная деталь** - элемент (*кольцо, ниппель*), служащий для защиты резьбы и уплотнений при хранении, транспортировании и погрузочно-разгрузочных работах.

**3.11. Свинчивание вручную (ручное свинчивание)** — свинчивание резьбового соединения усилием одного человека без применения специального механизма или муфтонаверточного станка.

**3.12. Технические условия** - технический документ, который разрабатывается по решению

разработчика (изготовителя) или по требованию заказчика (потребителя) продукции и содержит полный комплекс требований к продукции, её изготовлению, контролю и приемке.

**3.13. Герметизирующий узел:** Совокупность уплотнительных и упорных элементов ниппеля и муфты, обеспечивающих герметичность резьбового соединения при свинчивании муфты с ниппелем.

**3.14. Докрепление резьбового соединения при свинчивании:** Заданное перемещение резьбового соединения в окружном направлении после смыкания упорных элементов резьбового соединения.

**3.15. Ниппель:** Элемент резьбового соединения, выполненный на наружной поверхности изделия (концов трубы), включающий наружную резьбу, наружное радиальное уплотнение и упорный торец.

**3.16. Муфта:** Элемент резьбового соединения, выполненный на внутренней поверхности изделия (концов муфты), включающий внутреннюю резьбу, внутреннее радиальное уплотнение и упорный уступ.

**3.17. Уплотнительные элементы резьбового соединения:** Наружное и внутреннее радиальные уплотнения ниппеля и муфты.

**3.18. Упорные элементы резьбового соединения:** Упорный торец ниппеля и упорный уступ муфты.

**3.19. Упорный торец:** Поверхность ниппеля, расположенная под углом к оси резьбового соединения ниппеля, выполняющая роль ограничителя при свинчивании ниппеля с муфтой.

**3.20. Упорный уступ:** Поверхность муфты, расположенная под углом к оси резьбового соединения муфты, выполняющая роль ограничителя при свинчивании ниппеля с муфтой.

**3.21. Наружное радиальное уплотнение:** Участок наружной поверхности ниппеля, обеспечивающий герметичность резьбового соединения при свинчивании ниппеля с муфтой.

**3.22. Внутреннее радиальное уплотнение:** Участок внутренней поверхности муфты, обеспечивающий герметичность резьбового соединения при свинчивании муфты с ниппелем

**3.23. СПО:** Спуско-подъемная операция.

#### **4. Назначение изделия**

**4.1.** Трубы насосно-компрессорные с внутренним и/или наружным полимерным покрытием (далее НКТ с покрытием) предназначены для оборудования скважин нагнетательного фонда нефтегазодобывающих предприятий.

**4.2.** Применение полимерных покрытий на внутренней и наружной поверхности НКТ с покрытием позволяет:

- защитить внутреннюю поверхность НКТ от коррозии;
- увеличить межремонтный период работы скважин за счет снижения эрозии и механических повреждений, срок службы труб;
- использовать НКТ с покрытием при осуществлении регламентных соляно-кислотных обработок скважин.

#### **5. Основные характеристики изделия**

**5.1.** Технические характеристики НКТ с покрытием должны соответствовать ТУ 24.20.13-010-52534308-2017 (ТУ 1390-010-52534308-2017) «Трубы стальные насосно-компрессорные, обсадные с защитным покрытием внутренней и/или наружной поверхности. Опытная партия».

**5.2.** Характеристики труб и муфт описаны в НД, согласно спецификации заказа.

**5.3.** Технические требования к показателям свойств полимерных покрытий представлены в ТУ 24.20.13-010-52534308-2017 (ТУ 1390-010-52534308-2017).

**5.4.** Для соединения НКТ с покрытием различных диаметров между собой должны применяться переводники с внутренним и/или наружным покрытием.

#### **6. Маркировка**

**6.1.** НКТ с покрытием должны быть промаркированы в соответствии с требованиями ГОСТ Р

53366-2009 «Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования».

**6.2.** Маркировку наносят на наружную поверхность НКТ с покрытием с помощью лазерного принтера на расстоянии не менее **900 мм** от торца муфты НКТ. Дополнительно к данным на НКТ без покрытия, маркировка НКТ с покрытием включает:

- товарный знак АО «ТМК НГС-Нижевартовск»;
- тип покрытия;
- обозначение ТУ;
- номер партии труб с покрытием;
- номер трубы в партии покрытия;
- дата нанесения покрытия;
- отметку службы технического контроля.

***Пример маркировки покрытия:***

*ТМК НВТЕРМО-110-ВН/ТЕРМО-110-ННТУ 24.20.13-010-52534308-2017 610А 23 24.01.2018 2*

*ТМКНВ* - товарный знак АО «ТМК НГС-Нижевартовск»;

*ТЕРМО-110-ВН* - тип внутреннего покрытия;

*ТЕРМО-110-НН* – тип наружного покрытия;

*ТУ 24.20.13-010-52534308-2017* - технические условия на покрытие

*610А* - обозначение партии труб

*23* - порядковый номер трубы в партии;

*24.01.2018* – дата нанесения покрытия;

*2* – отметка службы технического контроля.

## 7. Упаковка

**7.1.** Трубы поставляются Заказчику в пакетах (рис.1), прочно увязанных в нескольких местах. **Увязочный материал не является приспособлением для строповки!**

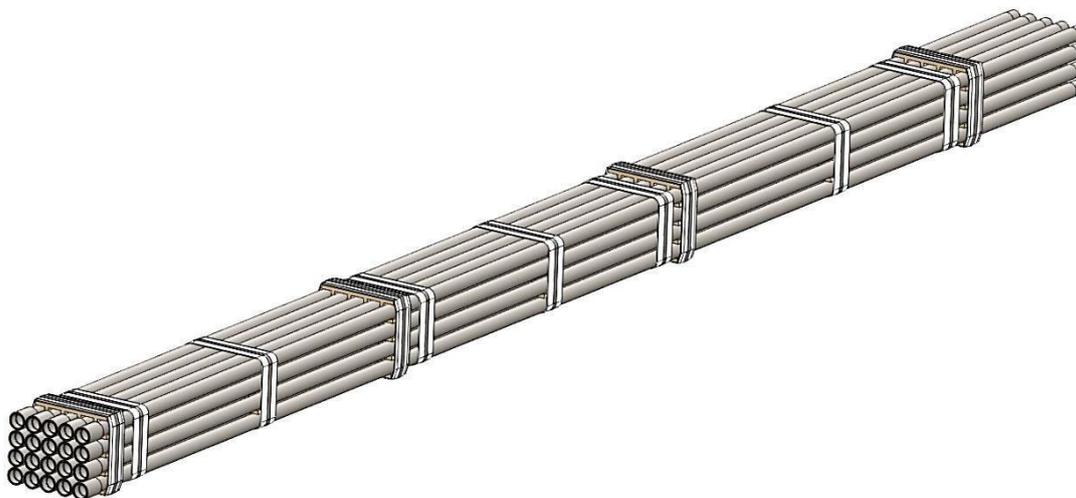


Рисунок 1 Пакет труб НКТ с покрытием.

**7.2.** Резьба, уплотнительные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными резьбовыми предохранителями.

**7.3.** Конструкция резьбовых предохранителей обеспечивает защиту резьбы труб и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы.

**7.4.** При навинчивании предохранителей резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности покрыты **резьбоуплотнительной** смазкой.

**7.5.** Допускается формирование одного-двух пакетов из заказанной партии по количеству труб меньше предусмотренных схемами упаковки и массой 3,5 - 4,0 т.

**7.6.** Каждая труба в пакете должна быть уложена на ложементы (для исключения повреждений наружного покрытия труб при транспортировке и хранении). Увязка ложементов, заполненных трубами, осуществляется в следующей последовательности:

- полиэтиленовая пленка;
- стрейч-пленка для фиксации;
- стальная лента.

Дополнительная увязка пакетов труб производится в такой же последовательности в нескольких местах по телу труб.

**7.7.** При укладке НКТ с покрытием в пакеты, концы труб с муфтами располагают в одну сторону, при этом торцы всех труб должны быть расположены в одной плоскости. «Разбег» противоположных торцов труб в пакете не более 0,6 м.

**7.8.** К каждому пакету прикрепляют бирку с указанием изготовителя АО «ТМК НГС-Нижевартовск» и номера партии. Надписи на бирке выполняют способом, обеспечивающим их сохранность при транспортировании и хранении.

**7.9.** Каждый пакет труб с двух сторон оснащен временными вспомогательными текстильными стропами, которые предназначены только для облегчения строповки и зацепления пачки специальными текстильными грузозахватными и грузоподъемными приспособлениями.

## 8. Транспортирование

8.1. Транспортировка труб до Потребителя осуществляется железнодорожным или автотранспортом. При транспортировании труб должны соблюдаться Правила перевозки грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующие на транспорте данного вида.

8.2. Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение труб выполняются только с установленными на торцы труб и муфт резьбовыми предохранителями, защищающими поверхность резьбы, упорных и уплотнительных элементов резьбовых соединений от внешних воздействий.

8.3. Допускается погрузка в одно транспортное средство пакетов труб разных партий и типоразмеров при условии их надежного разделения.

8.4. Пакеты труб при транспортировании должны быть расположены **не менее чем на трех** деревянных брусках, которые должны обеспечивать необходимое расстояние между изделиями и неровным дном транспортного средства, исключая прогиб пачек. Не допускается размещать подкладки под муфтами. Рекомендуется дополнительно использовать резиновые прокладки между пакетами труб и брусками (рис.2).

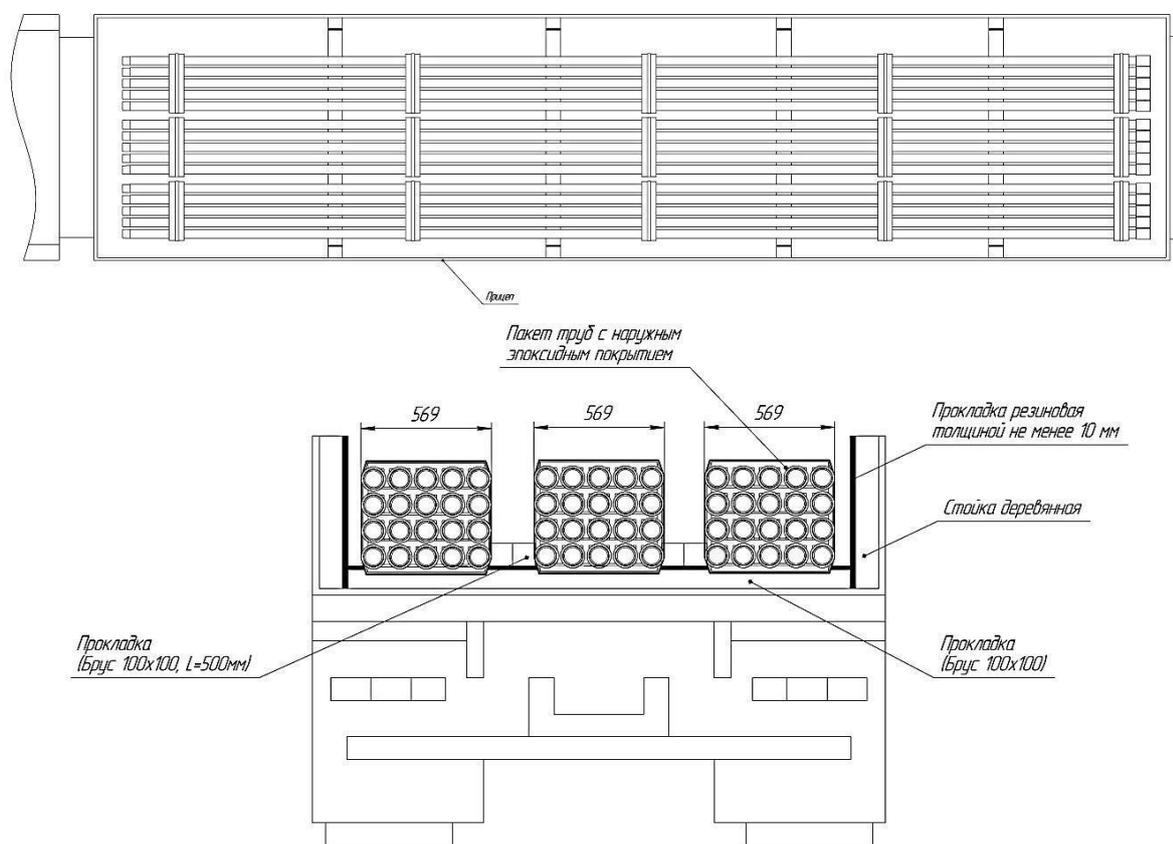


Рисунок 2 Транспортировка пакетов труб НКТ с покрытием

8.5. При укладке второго ряда пакетов труб между ними должно быть **не менее трех** деревянных прокладок толщиной 35 – 40 мм, чтобы вес верхних рядов труб не распределялся на муфты нижних рядов. Укладка второго ряда показана на рис.3. Не допускается укладка в автомобиль более двух рядов пакетов.

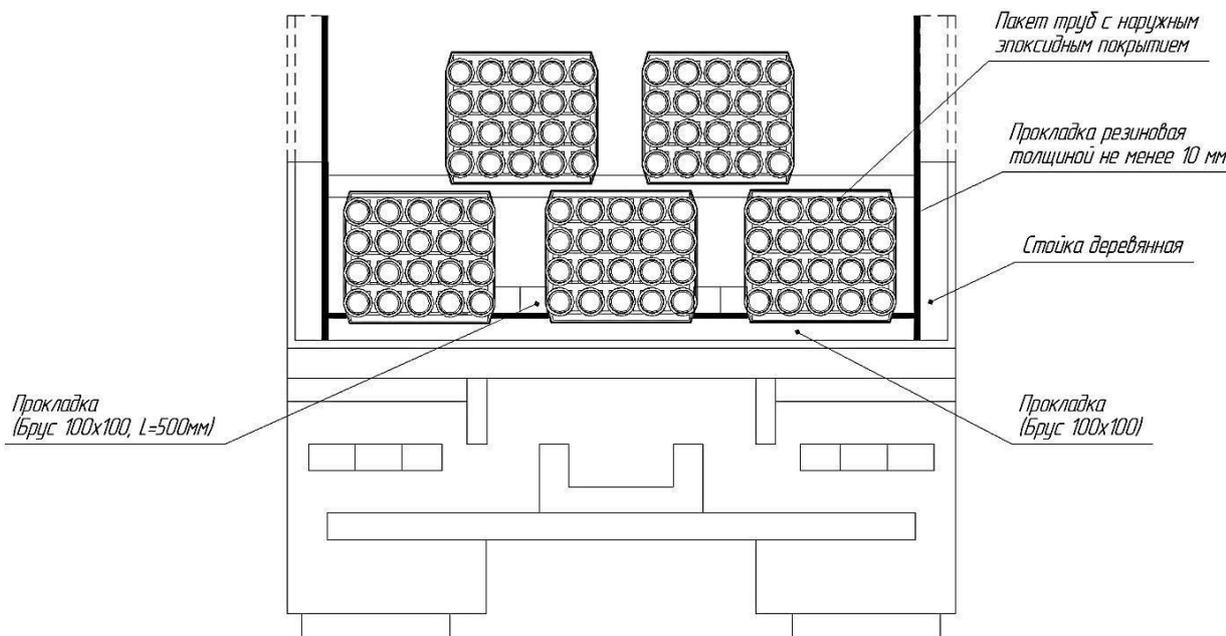


Рисунок 3 Транспортировка пакетов труб НКТ с покрытием в два ряда

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

**8.7.** Во избежание повреждения наружного покрытия труб из-за удара о борт автомобиля необходимо применять проставки из бруса. Рекомендуется дополнительно использовать резиновые прокладки между пакетами труб и брусками (Рис.2).

**8.8.** Для предотвращения ударов труб о металлические элементы транспортного средства и выступающие части соседних пакетов труб рекомендуется применять грузовые платформы с защитными чехлами или проставками.

**8.9.** При креплении пакетов труб к грузовой платформе необходимо использовать только текстильные стропы.

**8.10.** Для выгрузки пакетов труб из транспорта на базу Заказчика приподнять ее с помощью временных текстильных строп, находящихся на пакете, и зацепить текстильными стропами, используемыми для проведения погрузо-разгрузочных работ.

**8.11.** При перевозке продукции с базы Потребителя к месту проведения работ руководствоваться п.8.

## 9. Складирование и хранение

**9.1.** Условия хранения труб и должны соответствовать ГОСТ 15150 для группы 4 (длительное хранение) или группы 8 (кратковременное хранение до трех месяцев и перерывы в эксплуатации).

**9.2.** Складирование труб должно выполняться в соответствии с инструкциями по складированию и хранению материалов, оборудования и запасных частей на складах баз производственно-технического обслуживания и комплектации, предприятий и организаций, обеспечивать сохранность труб и не допускать повреждения резьбы, поверхности и формы труб и муфт.

**9.3.** При складировании пакетов на земле или полу, они должны укладываться на опоры (Рис.4), расположенные с интервалами, исключающими прогиб изделий или повреждение резьбы.

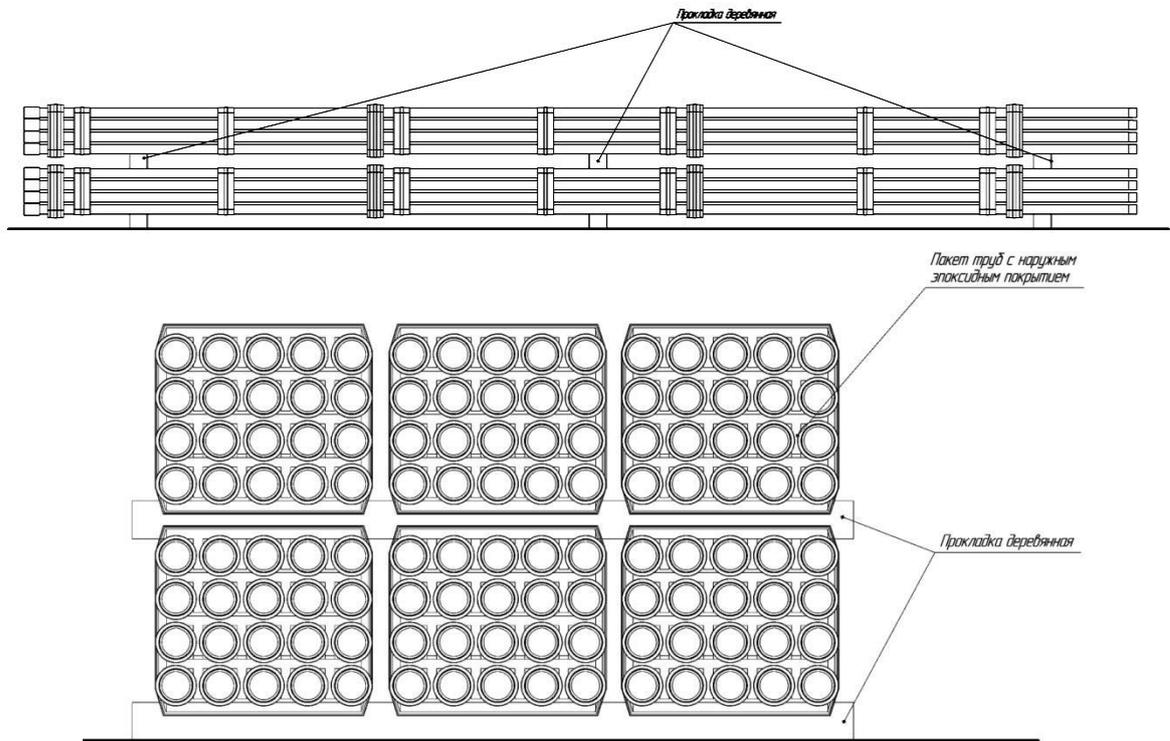


Рисунок 4 Схема складирования пакетов труб на деревянных прокладках

При укладывании пакетов труб на стеллаже, они должны располагаться в одной плоскости и не подвергаться прогибу (осадке) под действием веса штабеля. Опорная поверхность стеллажа должна располагаться на высоте не менее 300 мм от поверхности земли или пола.

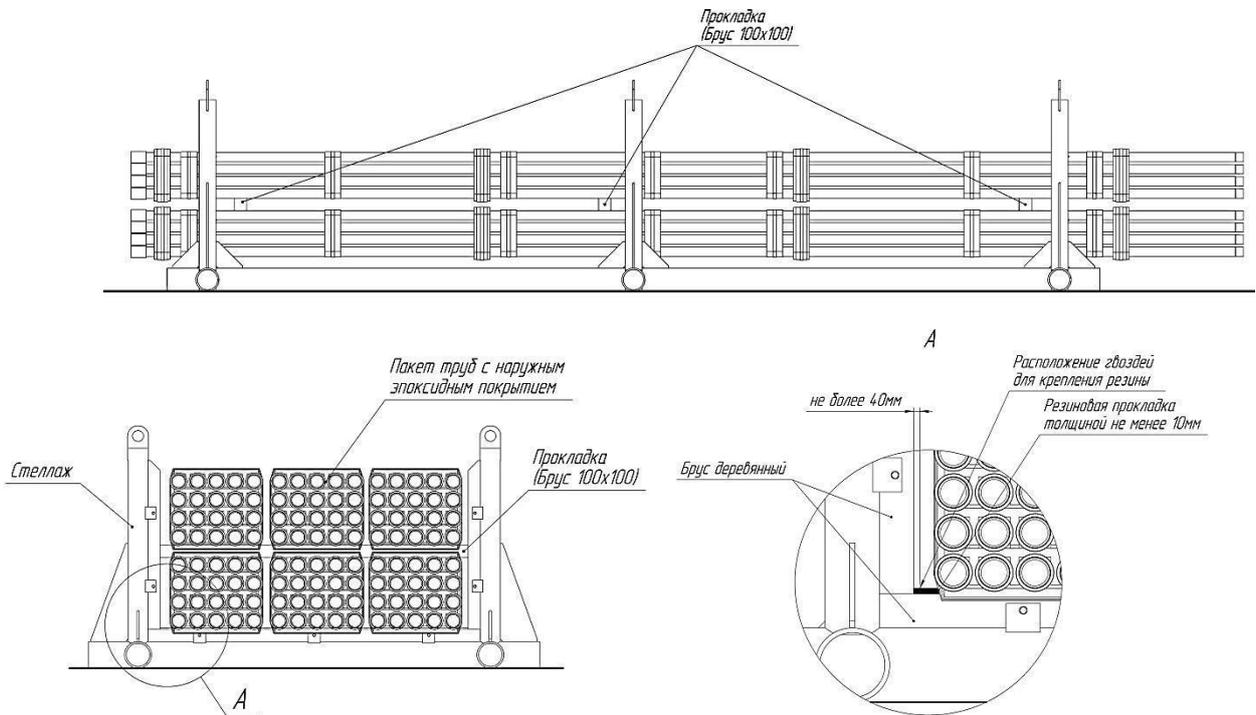


Рисунок 5 Схема складирования пакетов труб на стеллаже

**Не допускается складировать пакеты труб на земле, рельсах, стальном или бетонном полу!**

**94.** При укладке нескольких пакетов труб в (Рис.4, 5) между рядами пакетов и рядами труб должно быть не менее трех деревянных прокладок толщиной 35 – 40 мм, чтобы вес верхних рядов труб не распределялся на муфты нижних рядов.

**Не допускается складирование пакетов труб более чем в два ряда!**

**95.** При хранении труб необходимо проверять наличие и целостность резьбовых предохранителей, наличие и срок годности смазки под ними.

**9.6.** Резьбовые соединения труб, находящихся на хранении, должны быть смазаны консервационной смазкой либо резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами и защищены от повреждений предохранителями резьбы.

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

Для этого необходимо выполнить следующие действия:

- снять резьбовые предохранители;
- удалить исходную смазку;
- нанести консервационную смазку; срок годности которой истекает не менее чем через 6 месяцев – до следующей возможной замены смазки или применения труб;
- установить ранее снятые резьбовые предохранители, очищенные от исходной смазки, или новые резьбовые предохранители.

## **10. Подготовка к работе**

**Погрузочно-разгрузочные работы выполнять при помощи текстильных строп!**

**Работы по спуску НКТ производить при температуре не ниже минус 10С°!**

**10.1.** При подготовке к СПО пакет труб должен быть помещен в специальный карман (рис.6), который обеспечит исходную форму пакета после обрезки увязывающей ленты. Опорные поверхности и боковые опоры кармана должны быть изготовлены с использованием деревянных брусьев, либо резиновых прокладок толщиной не менее 10 мм, чтобы обеспечить сохранность наружного покрытия труб. Чертеж кармана приведен в Приложении Г.

**10.2.** Опорная поверхность приемных мостков на месте проведения работ должна быть обшита деревянными щитами, либо обита резиновой лентой толщиной не менее 10 мм.

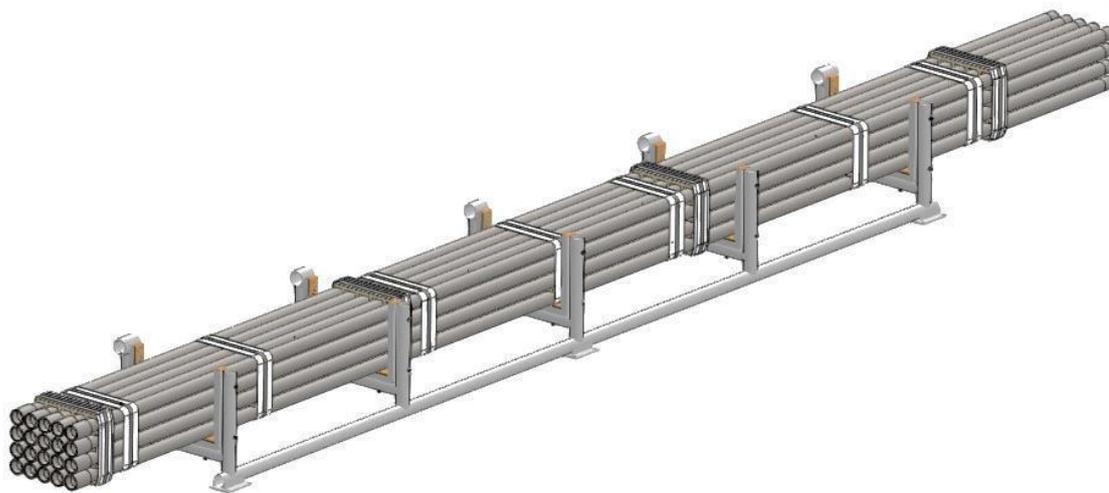


Рисунок 6 Карман с пакетом труб для подготовки к СПО.

**10.3.** После перемещения пакета труб в карман необходимо разрезать ленту и полиэтиленовую пленку в местах увязки таким образом, чтобы не повредить покрытие трубы режущим инструментом.

**10.4.** Снять верхний ложемент.

**10.5.** Завести стропы с двух концов под верхний ряд труб (5 шт.) и плавно, без рывков переместить его на мостки. Трубы на мостках должна располагаться муфтой в сторону устья скважины.

**10.6.** Повторить операции п.п. 10.3 и 10.4.

**10.7.** Перекатку труб на мостках осуществлять без перекоса и соударения труб между собой.

**10.8.** Подготовить каждую трубу к СПО.

**При формировании подвески НКТ следует учитывать вес погонного метра стальной трубы и вес покрытия.**

**Вес 1 погонного метра *покрытия* трубы НКТ 88,9x7,34 составляет 0,5 кг.**

## 11. Использование НКТ с покрытием по назначению

### 11.1. Общие указания

Перед выполнением спуско-подъемных операций (далее - СПО) на скважине необходимо провести следующие подготовительные работы:

- обеспечить при монтаже подъемного оборудования (вышки, мачты) строгое центрирование талевой системы относительно устья скважины;
- подготовить рабочее место (мостки, стеллажи, площадки), обеспечив при этом все условия для безопасного ведения работ;
- проверить соответствие инструментов и механизмов паспортным данным;
- подобрать и проверить работоспособность инструмента и комплекта механизмов малой механизации в зависимости от характера выполняемых работ и типоразмера труб;
- подготовить патрубки и переводники, применяемые при СПО.

### 11.2. Подготовка труб к свинчиванию

Перед подъемом труб и спуском их в скважину необходимо выполнить следующие действия:

- провести внешний осмотр труб и муфт на предмет отсутствия повреждений, возникших при транспортировке и разгрузке;
- снять резьбовые предохранители с труб и муфт;
- провести шаблонирование труб по всей длине;
- измерить длину каждой трубы, составить меру;
- повторно установить резьбовые предохранители на трубы и муфты.

#### 11.2.1. Шаблонирование

Шаблонирование должно выполняться специальным пластиковым шаблоном (оправкой) с неметаллическим стержнем (**не допускается шаблонирование металлическими шаблонами**);

Положение трубы при шаблонировании должно исключать ее прогиб. При минусовой температуре окружающего воздуха, трубы перед шаблонированием следует прогреть, для удаления снега и наледи.

Размеры рабочей части оправки должны соответствовать указанным в таблице 1. Оправка должна свободно проходить через всю трубу при перемещении вручную без приложения значительного усилия. Если оправка не проходит через трубу, эта труба должна быть заменена другой трубой.

Трубы, не прошедшие шаблонирование, должны быть отложены до принятия решения о пригодности таких труб.

Таблица 1 – Размеры рабочей части оправки

Наружный диаметр труб, мм.	Длина рабочей части оправки, мм.	Диаметр рабочей части оправки, мм.
88,9 (стенка 7,34мм)	1067*	71,04 (+0,2)

\* Допускается использовать оправки с длиной рабочей части 1250 мм.

#### 11.2.2. Измерение длины труб

Длину каждой трубы следует измерять от торца муфты до белой полосы на ниппеле, обозначающей уменьшение длины труб при свинчивании (Таблица 2). Данное измерение можно проводить без снятия резьбовых предохранителей.

Таблица 2- Уменьшение длины труб при свинчивании.

Наружный диаметр труб, мм	Уменьшение длины трубы при свинчивании, мм
88,9	82,1

#### 11.2.3. Установка резьбовых предохранителей

После проведенного осмотра и контроля необходимо провести визуальную оценку резьбовой уплотнительной смазки на свободной резьбе труб и муфт на отсутствие/наличие инородных

включений. В случае обнаружения инородных включений резьбовая смазка должна быть полностью удалена и заново нанесена резьбовая смазка того же наименования, после чего установить на концы труб и муфт резьбовые предохранители».

### **11.3. Сборка колонны.**

**11.3.1.** Подачу труб со стеллажей на мостки производить без ударов, не допускать раскачивания поднятой трубы и ее ударов о детали подъемного сооружения, станка-качалки и устья скважины.

***Не допускается производить подъем на рабочую площадку труб без резьбовых предохранителей или защитных колпаков!***

**11.3.2.** Перед сборкой рабочего соединения, после снятия резьбовых предохранителей, необходимо на резьбу трубы и муфты, при отсутствии смазки на каком-либо участке резьбы независимо от площади непокрытого участка, дополнительно произвести нанесение резьбовой смазки того же наименования так, чтобы была покрыта вся поверхность соединяемого участка.

**11.3.3.** Сборку колонны труб должен производить квалифицированный оператор. Для обеспечения заявленных характеристик резьбового соединения, свинчивание должно производиться с использованием системы регистрации крутящего момента.

**11.3.4.** В случае отсутствия системы регистрации крутящего момента следует использовать в порядке приоритетности:

- манометр трубного ключа (пересчет давления в крутящий момент в соответствии с рекомендациями изготовителя ключа).
- поперечная полоса;

**11.3.5.** Для защиты резьбы от повреждений, при СПО необходимо использовать специальную направляющую воронку (рис.7).

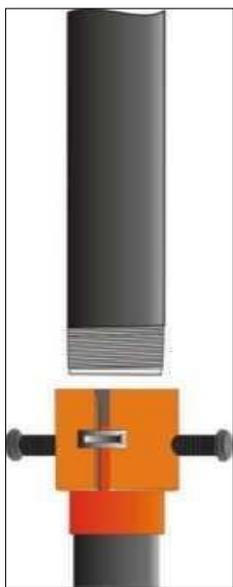


Рисунок 7 - Направляющая воронка

**11.3.6.** Для снижения вероятности получения повреждений резьбовых соединений при СПО рекомендуется использовать компенсатор веса трубы. В случае нерабочего состояния компенсатора веса трубы, необходима координация действий оператора гидравлического ключа и бурильщика (по мере свинчивания соединения необходима продольная компенсация которая контролируется датчиком веса на крюке).

**11.3.7.** При проведении спуска колонны труб необходимо использовать элеватор, специальные клиновые захваты и плашки для трубных ключей, не повреждающие тело трубы и наружное полимерное покрытие, например покрытие Gritface. (Рис.8)

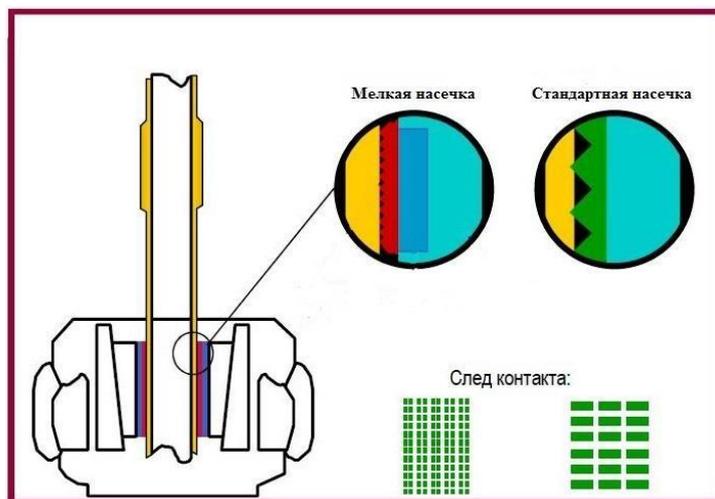


Рисунок 8–Вкладыши с мелкой насечкой

**11.3.8.** При проведении СПО запрещаются удары по телу НКТ с покрытием кувалдой, молотком и другими металлическими предметами. Все СПО необходимо выполнять плавно, скорость подъема и спуска регламентируется техническими характеристиками применяемого оборудования.

**11.3.9.** При сильном ветре, вызывающем раскачивание талевого системы, а вместе с ней и поднятой над устьем скважины трубы, необходимо использовать центрирующие приспособления, а при их отсутствии свинчивание производить вручную или прекратить работу.

**11.3.10.** Машинный ключ должен иметь регулятор скорости вращения и обеспечивать скорость 1- 2 об/мин на заключительном этапе свинчивания. Ключ должен иметь захваты под конкретный размер труб, чтобы обеспечить большую площадь контакта с телом трубы. Диаметр захватов должен быть на 1 % больше номинального наружного диаметра трубы. Захваты необходимо отрегулировать таким образом, чтобы они надежно удерживали трубу и не соскальзывали.

**11.3.11.** Для свинчивания-развинчивания машинным ключом труб с наружным эпоксидным покрытием ключ должен быть оснащен неметаллическими или не повреждающими тело труб вкладышами. Перед свинчиванием машинный ключ должен быть выставлен так, как показано на рисунке 9.

**11.3.12.** Оборудование для свинчивания должно обеспечивать крутящий момент, превышающий не менее чем на 30 % рекомендуемый максимальный момент свинчивания.

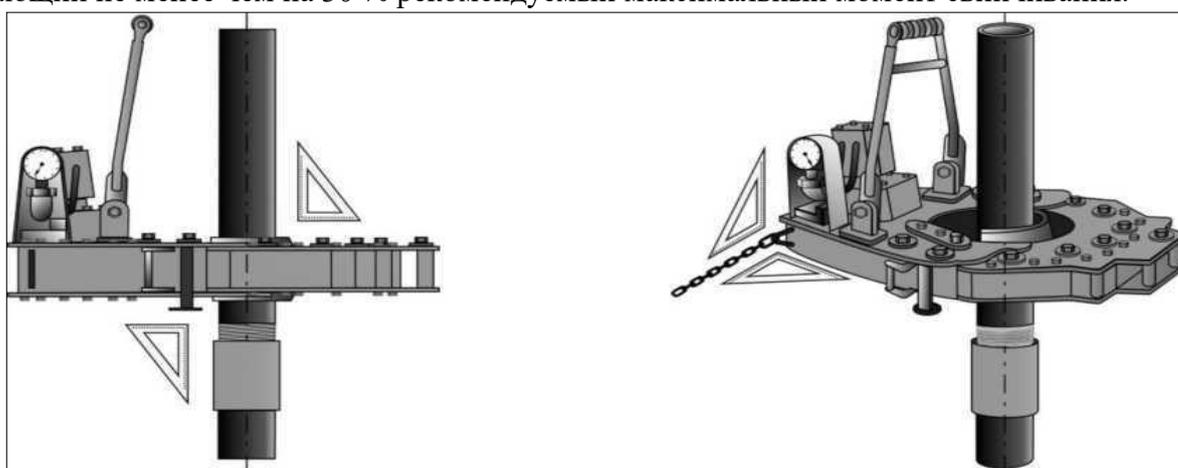


Рисунок 9- Установка машинного ключа перед началом свинчивания

#### 11.4. Свинчивание труб

**11.4.1.** Перед началом сборки необходимо:

а) Снять предохранители и проверить на ощупь отсутствие механических повреждений поверхности упорных элементов соединения на свободном конце трубы (рис.10).

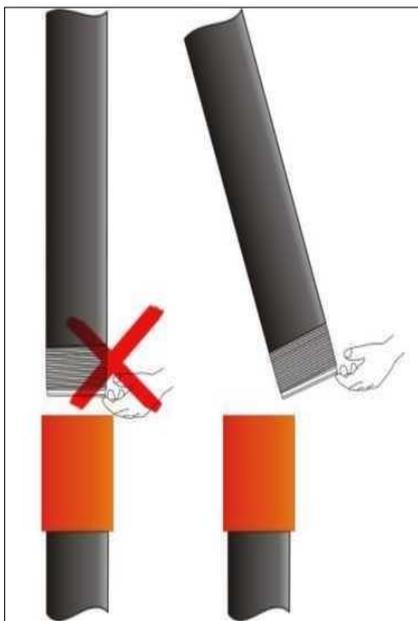


Рисунок 10 - Проверка отсутствия механических повреждений

б) Убедиться в соосности соединяемых труб (рисунок 11). Отклонение от соосности соединяемых труб не должно превышать 20 мм.

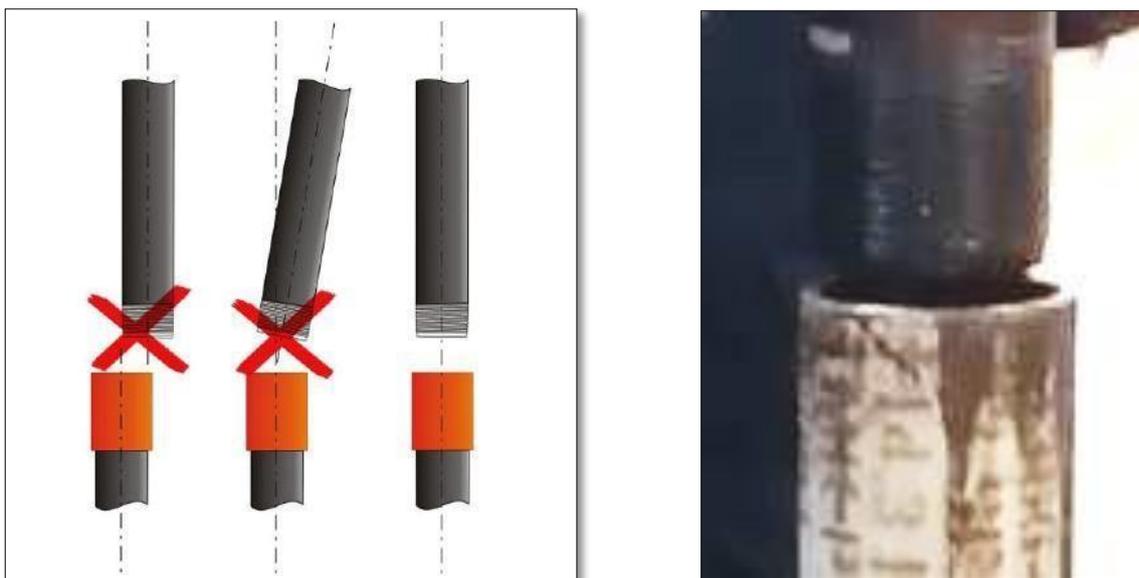


Рисунок 11 - Проверка соосности

**11.4.2.** Свинчивание резьбового соединения должно проводиться с моментом в пределах от минимального до максимального:

Моменты свинчивания Ø88,9×7,34мм; R95 Cr1; ТМКUPPF; Нм		
минимальный	оптимальный	максимальный
5700	6300	6900

**11.4.3.** В случае необходимости, моменты свинчивания могут быть скорректированы в пределах  $\pm 10\%$ . Необходимость корректировки моментов свинчивания должен определить квалифицированный специалист с учётом внешних факторов (температура окружающей среды, свойства резьбоуплотнительной смазки и т.п.).

**11.4.4.** Свинчивание труб и муфт должно проводиться:

- 1) С использованием оборудования для регистрации свинчивания, по диаграмме свинчивания:



- 2) По моменту свинчивания и по поперечной полосе:



**11.4.5.** Свинчивание с использованием оборудования для регистрации процесса свинчивания является приоритетным, т.к. позволяет оценить качество сборки по характеру диаграмм. Используемое оборудование, при этом, должно соответствовать требованиям Приложения А.

**11.4.6.** При свинчивании трубы и муфты, первые два оборота рекомендуется выполнять вручную или с помощью ленточного ключа (рис. 12) для правильного заведения соединяемых резьб. В случае возникновения нагрузки при начальном свинчивании, допускается выполнить пол-оборота

против часовой стрелки до посадки («щелчка») резьбы ниппеля и продолжить свинчивание. При правильном свинчивании усилие возникает при последних двух оборотах.



Рисунок 12- Начало свинчивания с использованием ленточного ключа

**11.4.7.** Скорости свинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать таблице 3.

Таблица 3 - Скорости свинчивания резьбового соединения

Начало свинчивания		Завершение свинчивания (докрепление)
Первые два витка	Последующие витки	
Скорость не более 2 об/мин, но лучше вручную	Скорость не более 10 об/мин	Скорость не более 2 об/мин

**11.4.8.** Для исключения проворота НКТ в клиновом захвате, рекомендуется использовать «ключ-задержник».



Устанавливать его рекомендуется на теле нижней трубы, для исключения деформации муфты и создания повышенного момента свинчивания.

**11.4.9.** В процессе свинчивания необходимо отслеживать равномерное продольное перемещение трубы, обусловленное постепенным увеличением количества витков резьбы входящих в зацепление, и не допускать значительного (не более 50 °С от температуры окружающей среды) нагрева соединения.

**11.4.10.** Свинчивание не должно приводить к образованию на теле трубы и муфты значительных механических повреждений типа задигов, смятий и т.п.

На наружной поверхности муфты не должно быть повреждений, глубина которых превышает 1,2мм.

На наружной поверхности трубы не должно быть повреждений, глубина которых превышает 0,2мм.

**11.4.11.** В случае обнаружения повреждений наружного покрытия трубы после свинчивания труб произвести обезжиривание поврежденного участка (растворитель 646 по ГОСТ 18188-72 или аналогичный) и выполнить ремонт по отдельным рекомендациям изготовителя покрытия.

#### **11.5. Контроль свинчивания**

Соединение следует считать собранным правильно в следующих случаях:

а) График свинчивания удовлетворяет рекомендациям, описанным в Приложении А.

б) Момент свинчивания достиг допустимых значений, а торец муфты совпал поперечной полосой на трубе с допуском  $\pm 0,5$  мм.

#### **11.6. Разборка колонны**

**11.6.1.** Разборка колонны производится в обратной последовательности свинчиванию:

- Стравливание, для исключения повреждения резьбы, следует выполнить на пониженной скорости (2об/мин).

- Затем выполнить машинным ключом 5-7 оборотов (10 об/мин) и последние два оборота необходимо сделать вручную.

- Перед подъемом трубы, на муфту надо надеть направляющую воронку (Рисунок 5), для исключения возможности повредить резьбу и уплотнительный элемент при подъеме.

- После окончания развинчивания трубу следует плавно вывести из муфты. Не допускается рывком извлекать трубу из муфты. Особенно внимательно следить за тем, чтобы резьба была полностью разъединена до подъема трубы из муфты. При подъеме трубы из муфты не допускаются удары торца трубы о торец муфты.

Т а б л и ц а 4 - Скорости развинчивания резьбового соединения

<b>Начало развинчивания</b>		<b>Завершение развинчивания</b>
<b>Первые два витка</b>	<b>Последующие витки</b>	
Скорость не более 2 об/мин,	Скорость не более 10 об/мин	Скорость не более 2 об/мин

**11.6.2.** В процессе развинчивания необходимо отслеживать равномерное продольное перемещение трубы, обусловленное постепенным увеличением количества витков резьбы выходящих из зацепления.

**11.6.3.** Скорости развинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать указанным в таблице 4.

**11.6.4.** Развинчивание не должно приводить к образованию на теле трубы и муфты значительных механических повреждений типа задиров и смятий, должно сохранить целостность наружного покрытия.

На наружной поверхности муфты не должно быть повреждений, глубина которых превышает 1,2мм.

На наружной поверхности трубы не должно быть повреждений, глубина которых превышает 0,2мм.

**11.6.5.** Перед укладкой на мостки на муфтовый и ниппельный концы должны быть немедленно надеты предохранительные элементы.

#### **11.7. Испытание колонны НКТ с покрытием на герметичность**

Проверку герметичности колонны НКТ с покрытием проводят в соответствии технической документацией на НКТ.

### **11.8. Пуск колонны НКТ с покрытием в эксплуатацию**

Пуск колонны НКТ с покрытием в эксплуатацию производится после проведения гидравлических испытаний, при этом давление при опрессовке должно соответствовать максимальному рабочему давлению.

### **12. Правила безопасности при работе с НКТ с покрытием**

**12.1.** При проведении всех работ с НКТ с покрытием необходимо соблюдать требования Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. N 101 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", действующие правила и инструкции по технике безопасности, а также требования системы.

**12.2.** При погрузке и разгрузке труб со стеллажей или транспортных средств должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания.

**12.3.** Запрещается перед разгрузкой труб извлекать удерживающие стойки или клинья со стороны, противоположной месту разгрузки.

**12.4.** Перемещение труб должно осуществляться при помощи грузоподъемных механизмов или безопасных трубных скатов.

**12.5.** При складировании труб необходимо применять меры, обеспечивающие их устойчивость (подкладки с концевыми упорами).

**12.6.** При перевозке трубы должны быть надежно закреплены на транспортном средстве.

### **13. Разбраковка и ремонт НКТ с покрытием**

**13.1.** Перед проведением операции по разбраковке НКТ с покрытием, бывших в эксплуатации, трубы необходимо очистить от нефтяных загрязнений и отложений АСПО.

**13.2.** На АО «ТМК НГС-Нижевартовск» трубы очищают от отложений АСПО в ваннах с моющими растворами. Время обработки труб в ваннах в режиме периодического погружения - не более 10 мин. Температура моющего раствора должна быть не выше 100°С.

**13.3.** После промывки, НКТ с покрытием сгружают на приемные стеллажи, сортируют по типовым регламентам, осматривают, определяют необходимость, вид и объем ремонтных работ.

**13.4.** Измерение толщины стенки допускается проводить микрометрами, ультразвуковыми и рентгеновскими приборами, имеющими точность измерений до 2%, при настройке по стандартным образцам с толщиной стенки, близкой к толщине стенки труб.

**13.5.** Состояние покрытия оценивают с использованием дополнительного освещения, достаточного для осмотра внутренней поверхности НКТ с покрытием на просвет. При выявлении дефектов полимерного покрытия в виде сколов, потертостей, отслоений, оголенных участков трубы, пузырей необходимо оценить размеры разрушения покрытия. К дальнейшей эксплуатации допускаются трубы с незначительными сколами покрытия на торцах (общей площадью не более 2 см<sup>2</sup>), потертостями и поверхностными трещинами, не приводящими к отслаиванию покрытия. Для определения окончательных эксплуатационных характеристик возможен контроль резьбы калибрами.

**13.6.** При обнаружении дефектов покрытия в виде пузырей, отслоений, потертостей до металла, оголенных участков металла, трещин трубы бракуются и направляются на АО «ТМК НГС-Нижевартовск» для удаления и повторного нанесения покрытия.

**13.7.** Участки НКТ с покрытием, имеющие дефекты металла, отрезают.

**13.8.** На участках НКТ с покрытием, имеющих дефекты металла, в лаборатории АО «ТМК НГС-Нижевартовск» определяют адгезию покрытия к стали. Если значение адгезии покрытия к стали не ниже нормативного значения, при отрезании дефектных участков покрытие не скалывается и не отслаивается - производят перенарезку резьбы.

При нарезании резьбы на НКТ с покрытием необходимо обеспечивать принудительное охлаждение металла в зоне механической обработки во избежание термического повреждения покрытий.

Усилие сжатия НКТ с покрытием при закреплении ее на станке не должно быть чрезмерным, чтобы исключить повреждение металла и растрескивание полимерного покрытия.

**13.9.** Если при отрезании дефектного участка трубы покрытие скалывается или отслаивается, а значение адгезии покрытия к стали, ниже нормативного значения, покрытие считают непригодным для дальнейшей эксплуатации. Причину отказа покрытия устанавливает комиссия, в состав которой входят представители завода-изготовителя и предприятия, осуществляющего эксплуатацию НКТ с покрытием. По решению комиссии все трубы из данной подвески возвращают на АО «ТМК НГС-Нижневартовск» для удаления и повторного нанесения покрытия.

**13.10.** НКТ с покрытием, имеющим дефекты металла, которые не подлежат ремонту, маркируют как брак и складывают отдельно.

**13.11.** По завершению ремонтных работ, производят приемо-сдаточный контроль НКТ с покрытием.

#### **14. Утилизация**

**14.1.** НКТ с покрытием, забракованные по дефектам металла и кривизне трубы, списывают в металлолом в порядке, установленном в п.13 настоящей инструкции.

**14.2.** НКТ с покрытием, признанные негодными к дальнейшей эксплуатации по причине дефектности покрытия, направляются на отжиг, а затем на повторное нанесение покрытия в условиях АО «ТМК НГС-Нижневартовск».

#### **15. Учет и списание**

**15.1.** Учет работы НКТ с покрытием необходимо осуществлять в порядке, установленном настоящей инструкцией.

**15.2.** Все НКТ с покрытием, поступившие в подразделение, ответственное за эксплуатацию труб, регистрируют в ведомости учета работы НКТ.

**15.3.** При поступлении комплекта НКТ с покрытием со скважины состояние покрытия и количество отбракованных НКТ фиксируют в ведомости учета работы НКТ. Номер скважины, на которую отправлены НКТ с покрытием из использованного комплекта, пригодные для дальнейшей эксплуатации, дату вывоза и количество вывезенных НКТ регистрируют в ведомости учета движения НКТ с покрытием.

**15.4.** Не рекомендуется разобцать комплект НКТ с покрытием, отработавших в одной скважине. При необходимости, разрешается, дополнять его новыми НКТ с покрытием (того же типоразмера, той же группы прочности, с таким же типом покрытия) или НКТ с покрытием, бывшими в эксплуатации, (того же типоразмера, той же группой прочности, с таким же типом покрытия), со сроком службы, не превышающим срок службы основного комплекта НКТ с покрытием.

**15.5.** При отправке на скважину комплекта НКТ с покрытием, бывших в эксплуатации, в ведомости необходимо указать, с какой скважины (или каких скважин) вывезен комплект НКТ с покрытием и время эксплуатации его на прежней скважине.

**15.6.** Списание НКТ с покрытием осуществляют в соответствии с «Типовой инструкцией о порядке списания пришедших в негодность оборудования, хозяйственного инвентаря и другого имущества, числящегося в составе основных фондов».

**15.7.** Заключение о необходимости списания НКТ с покрытием выдает подразделение, ответственное за эксплуатацию НКТ.

**15.8.** НКТ с покрытием, вышедшие из строя в результате аварий, списывают на основании Акта расследования аварии колонны НКТ с покрытием.

#### **16. Требования безопасности**

В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации труб необходимо: обеспечить безусловное выполнение требований данной Инструкции по эксплуатации НКТ с защитным покрытием, и иных его рекомендаций, а также согласованных и утвержденных в установленном порядке комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации труб, не противоречащих положениям Руководства по эксплуатации её изготовителя и ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

## **17. Гарантии изготовителя**

Изготовитель гарантирует соответствие труб и муфт к ним требованиям нормативной документации в течение срока, оговоренного в контракте (договоре на поставку), при полном соблюдении следующих условий:

1) Транспортирование, проведение погрузо-разгрузочных работ, хранение, проведение СПО должно проводиться в соответствии с требованиями настоящего Руководства по эксплуатации.

2) Эксплуатация НКТ с покрытием, должна проводиться в скважинных условиях, приведенных в Приложение Г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное)

### **Оборудование для регистрации свинчивания**

Рекомендуется проводить свинчивание резьбового соединения ТМКUPPF с применением оборудования с регистрацией и сохранением диаграммы свинчивания (кривой свинчивания) в графическом или электронном виде.

Кривая строится по значениям крутящего момента по вертикальной оси и числу оборотов по горизонтальной оси, которые должны иметь линейную шкалу. Отображать рекомендуется только последние два оборота, поскольку крутящий момент возрастает при завершении свинчивания.

При использовании компьютера, диаграмма свинчивания должна иметь следующие характеристики:

- достаточное разрешение (не менее 800x600 пикселей) для точного отображения профиля кривой. Экран дисплея должен иметь диагональ не менее 25 см, при этом кривая свинчивания должна занимать не менее 80 % площади экрана;
- отображение минимального и максимального крутящего момента горизонтальными линиями (при необходимости - оптимальное значение крутящего момента);
- отображение минимального и максимального момента смыкания упорных элементов соединения горизонтальными линиями;
- автоматическое и ручное определение момента смыкания упорных элементов соединения;
- отображение номера буровой площадки каждого свинчивания;
- отображение даты и времени каждого свинчивания;
- возможность добавления комментариев;
- отображение наименования компании-заказчика, номера скважины, диаметра трубы, массы, группы прочности, типа резьбового соединения, сведений о резьбовой смазке и наименование изготовителя труб;
- при возможности, наложение кривой последнего свинчивания на кривые предыдущих удовлетворительных диаграмм свинчивания;
- при возможности, отображение скорости свинчивания в об/мин - либо на кривой свинчивания, либо на отдельном графике.

Отображение на экране дисплея сообщения о результатах свинчивания не может служить основанием для приемки или отбраковки свинчивания. Оценка правильности свинчивания должна быть подтверждена компетентным специалистом.

***Перед началом спуска колонны в скважину необходимо проверить поверочный сертификат, в котором должна быть указана последняя и очередная дата калибровки оборудования!***

### **Контроль свинчивания резьбового соединения по диаграмме свинчивания**

**А.1.** При правильном свинчивании и соответствии всех геометрических параметров резьбового соединения требованиям нормативной документации, на диаграмме свинчивания четко прослеживаются участки, соответствующие росту крутящего момента от сопряжения поверхностей резьбы (участок I) и последующего сопряжения уплотнительных и упорных элементов соединения (участки II и III), как показано на рисунке 11.12

Рост крутящего момента на первых оборотах, соответствующих начальному сопряжению резьбовых поверхностей, должен быть плавным и равномерным (I). Далее, при сопряжении резьбовых поверхностей, а также уплотнительных элементов соединения должно происходить ускорение роста крутящего момента (II) до смыкания упорных элементов соединения, которое сопровождается резким ростом крутящего момента (III), свидетельствующим о правильном выполнении свинчивания.

В зависимости от применяемого машинного ключа и его настройки, на диаграмме

свинчивания (особенно на участке I), могут наблюдаться участки с незначительными отклонениями от прямой: колебаниями, скачками и т.п. Такие отклонения считаются допустимыми, если общий вид диаграммы свинчивания соответствует установленным требованиям.

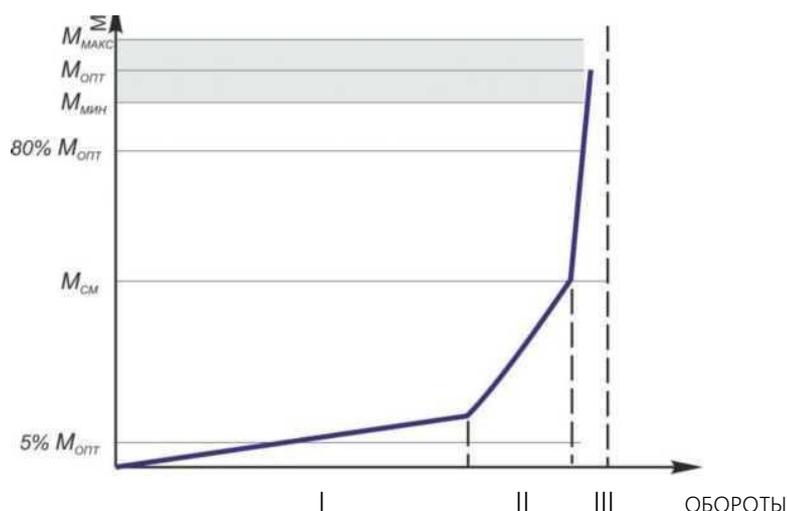


Рисунок 11 - Диаграмма при правильном свинчивании резьбового соединения

**А.2.** В пределах одной партии труб, диаграммы свинчивания резьбовых соединений должны быть наиболее близки по форме.

**А.3.** Момент смыкания  $M_{СМ}$  упорных элементов соединения (упорного уступа муфты и упорного торца ниппеля) должен находиться в интервале между 5 % и 80 % оптимального момента свинчивания  $M_{ОПТ}$ .

**А.4.** Окончательный момент свинчивания соединения, должен находиться в пределах от минимального до максимального момента свинчивания.

**А.5.** Типичные случаи несоответствия формы диаграммы свинчивания приведены на рисунках 13 - 17.

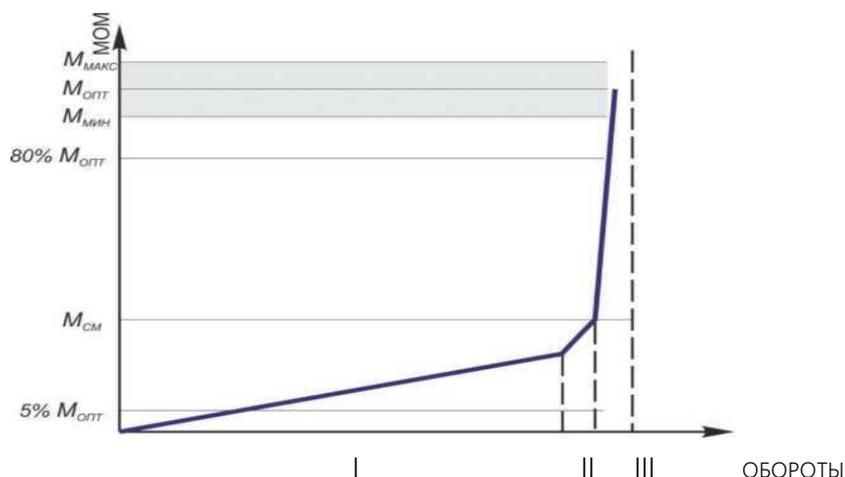


Рисунок 12-Диаграмма свинчивания при незначительном росте момента свинчивания на участке II

**А.6.** Если на завершающем этапе свинчивания рост момента прекращается, появляется горизонтальный участок (участок IV, рисунок 12), но при этом не наблюдается проскальзывание зажимных кулачков, и длина участка IV не превышает 0,12 оборота, то такое свинчивание считается приемлемым. В противном случае, необходимо развинтить соединение и провести его осмотр на предмет отсутствия повреждений и деформации (вздутий или наплывов). Если при осмотре резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединения выявлены повреждения поверхности, которые возможно устранить, то после их устранения может быть произведено повторное свинчивание. При обнаружении изменений формы, такие как уменьшение внутреннего диаметра упорного торца ниппеля или упорного уступа муфты, наплывы на внутренней поверхности муфты или выявлены

неустраняемые повреждения, то такие трубы должны быть заменены, а на них должен быть составлен акт повреждения при свинчивании.

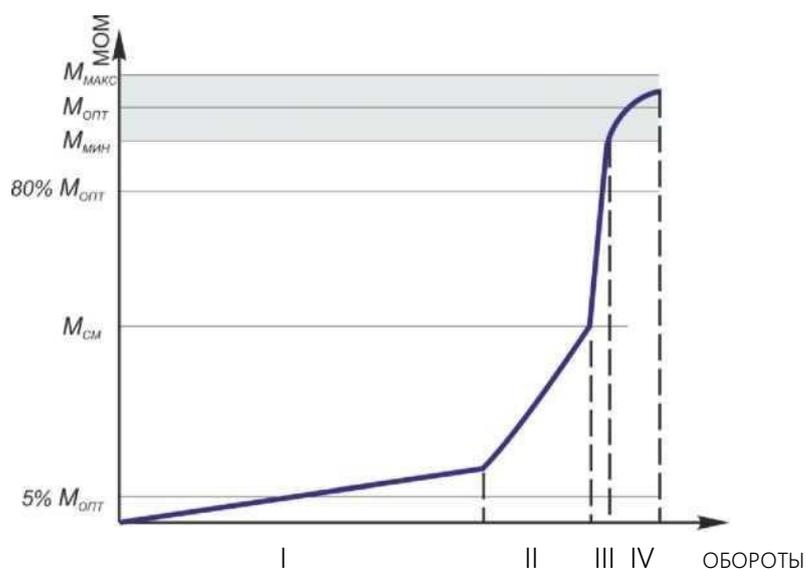


Рисунок 13 - Диаграмма свинчивания при прекращении роста момента свинчивания на участке IV

**А.7.** Слишком низкое значение момента смыкания  $M_{см}$  упорных элементов свинчиваемого соединения на диаграмме свинчивания (рисунок 14) может быть вызвано:

- неблагоприятным сочетанием технологических параметров соединения;
- загрязнением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- квалификацией ключника
- не корректностью проведения операций по свинчиванию труб

Следует развинтить соединение, осмотреть, в случае необходимости очистить и повторить свинчивание.

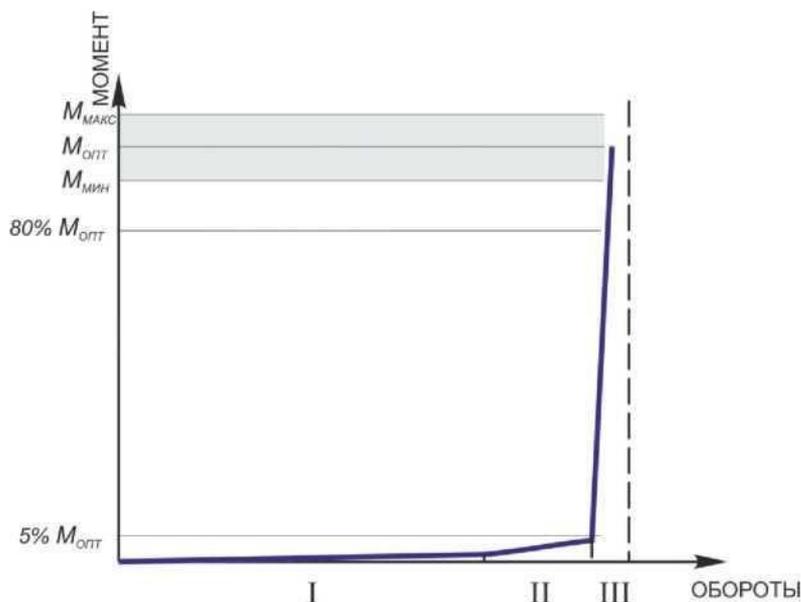


Рисунок 14 - Диаграмма свинчивания при низком значении момента смыкания упорных элементов соединения

**А.8.** Слишком высокое значение момента смыкания  $M_{см}$  упорных элементов свинчиваемого соединения на диаграмме свинчивания (рисунок 15) может быть вызвано:

- повреждением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- некачественной очисткой резьбы;

- неблагоприятным сочетанием технологических параметров соединения.
- отсутствием центровки буровой установки
- повышенной скоростью свинчивания

Следует развинтить соединение, осмотреть, в случае необходимости очистить и повторить свинчивание.

Если при повторном свинчивании форма диаграммы не изменилась, следует отложить свинчиваемую трубу и произвести свинчивание с другой трубой. Допускается использовать отложенную трубу для последующих свинчиваний, при условии отсутствия повреждений или повреждения могут быть устранены, после их устранения следует проверить настройку оборудования и повторить свинчивание. Если при свинчивании с другой трубой форма диаграммы не изменилась, следует развинтить соединение и заменить предыдущую трубу.

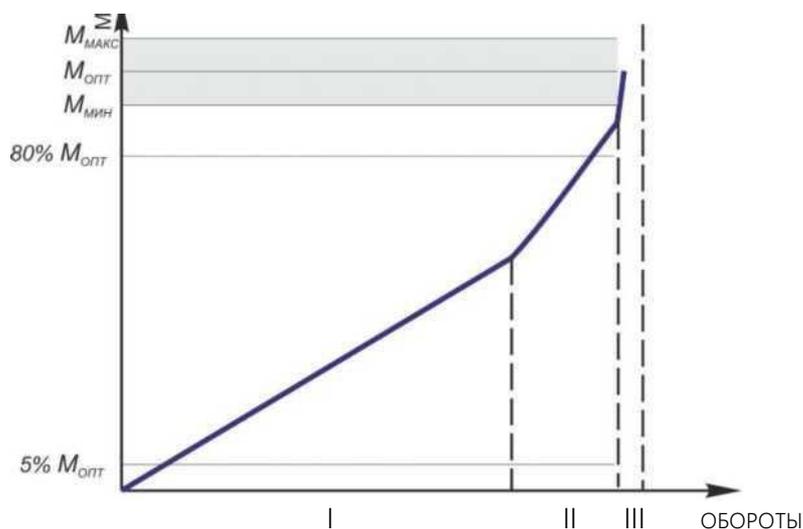


Рисунок 15 - Диаграмма свинчивания при высоком значении момента смыкания упорных элементов соединения

**А.9.** Скачки момента на диаграмме свинчивания (рисунок 16) могут быть вызваны:

- загрязнением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- повреждением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- перекосом машинного ключа;
- неравномерным усилием докрепления соединения.
- квалификацией ключника

Следует развинтить соединение, осмотреть, в случае необходимости очистить и повторить свинчивание.

Если при повторном свинчивании форма диаграммы не изменилась, следует отложить свинчиваемую трубу и произвести свинчивание с другой трубой. Допускается использовать отложенную трубу для последующих свинчиваний, при условии отсутствия повреждений или повреждения могут быть устранены, после их устранения следует проверить настройку оборудования и повторить свинчивание.

Если при свинчивании с другой трубой форма диаграммы не изменилась, следует развинтить соединение и заменить предыдущую трубу.

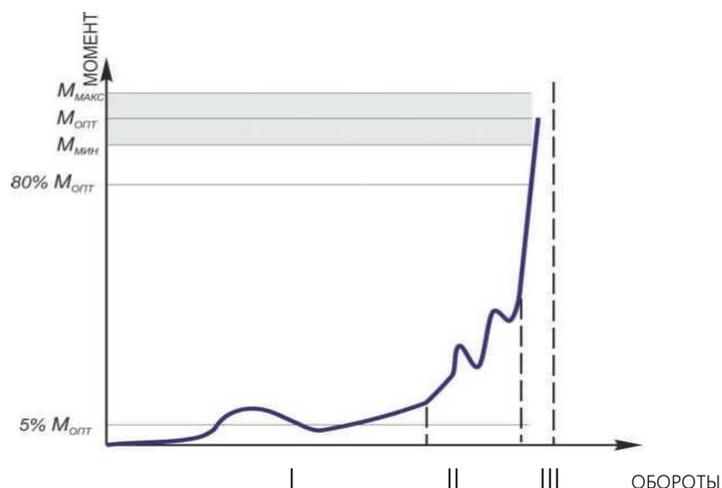


Рисунок 16 - Диаграмма свинчивания со скачками момента

**А.10.** Кривая свинчивания без четкого момента смыкания упорных элементов свинчиваемого соединения  $M_{см}$  (рисунок 17) может быть вызвана:

- повреждением резьбы;
- некачественной очисткой резьбы;
- неблагоприятным сочетанием технологических параметров соединения.
- квалификацией ключника
- пренебрежением данной инструкцией

Следует развинтить соединение, осмотреть, в случае необходимости очистить и повторить свинчивание.

Если при повторном свинчивании форма диаграммы не изменилась, следует отложить свинчиваемую трубу и произвести свинчивание с другой трубой. Допускается использовать отложенную трубу для последующих свинчиваний, при условии отсутствия повреждений или повреждения могут быть устранены, то после их устранения, проверить настройку оборудования и повторить свинчивание.

Если при свинчивании с другой трубой форма диаграммы не изменилась, следует развинтить соединение и заменить предыдущую трубу.

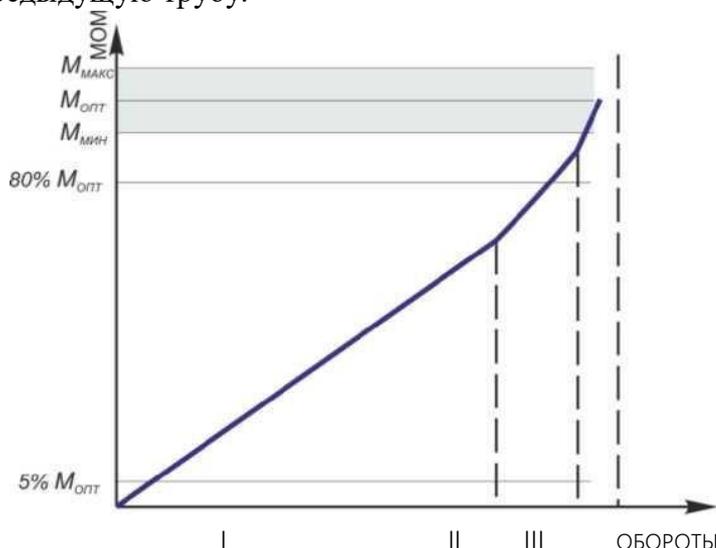


Рисунок 17- Диаграмма свинчивания без четкого момента смыкания упорных элементов соединения

**А.11.** Кривая свинчивания с эффектом «волны», не превышающим момент смыкания  $M_{см}$  упорных элементов соединения (рисунок 18) может быть вызвана:

- некачественной очисткой резьбы;
- загрязнением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- квалификацией ключника

- отказом следовать данной инструкции

Следует развинтить соединение, осмотреть, в случае необходимости очистить и повторить свинчивание.

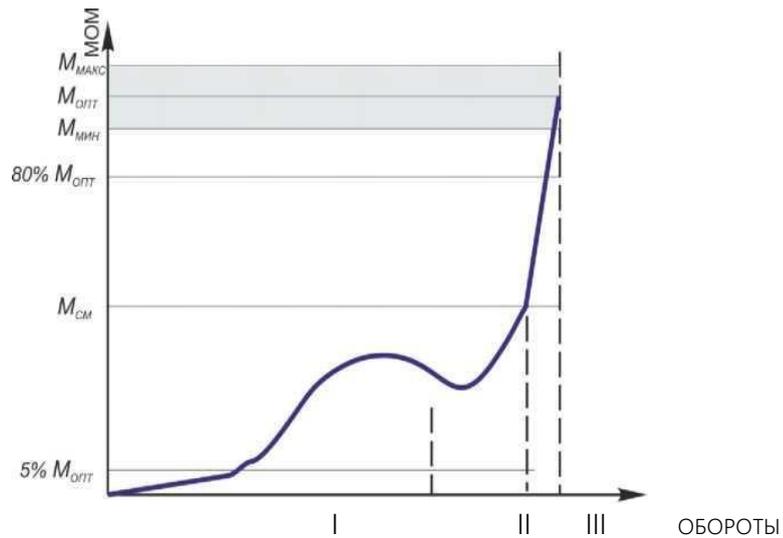


Рисунок 18 - Диаграмма свинчивания с эффектом «волны»

**А.12.** В любом случае, когда кривая свинчивания на диаграмме имеет несоответствующий вид, соединение должно быть развинчено. Соединения трубы и муфты должны быть осмотрены, в случае необходимости очищены. Если при визуальной проверке повреждений не обнаружено или повреждения могут быть устранены, то после их устранения следует проверить настройку оборудования и повторить свинчивание. Если результат повторного свинчивания аналогичен результату при первом свинчивании, то труба должна быть отложена и использована в одной из последующих сборок. При получении неудовлетворительных результатов сборки с другой трубой данную трубу забраковать.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

(обязательное)

### **Требования к безопасности, выводу из эксплуатации и квалификации персонала.**

#### **Б.1 Обеспечение безопасности**

Меры по обеспечению безопасности при эксплуатации оборудования, включая техническое обслуживание, все виды ремонта, периодическое диагностирование, испытания, консервацию, определяются организацией, проводящей соответствующий вид работ.

#### **Б.2 Назначенные показатели**

Назначенный срок службы насосно-компрессорных труб не менее 365 суток с момента ввода в эксплуатацию, при условии соблюдения требований настоящего руководства по эксплуатации.

*Примечание - изготовитель гарантирует соответствие труб и муфт к ним требованиям нормативно-технической документации в течении срока, оговоренного в НТД и контракте (договоре на поставку), при условии соблюдения процедур по эксплуатации и хранению труб.*

#### **Б.3 Перечень критических отказов**

К критическим отказам при эксплуатации относится потеря герметичности и целостности отдельного резьбового соединения или колонны в целом.

#### **Б.4 Действия персонала в случае инцидента, критического отказа или аварии**

При возникновении отказа или аварии ответственный персонал должен немедленно сообщить об этом своему руководству и принять меры по ликвидации возникшего отказа или аварии в соответствии с планом ликвидации аварий, затем проинформировать руководство о принятых мерах по ликвидации отказа или аварии и сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа или аварии, принятые меры.

Работа по локализации аварийных ситуаций должна осуществляться по плану, разработанному предприятием, эксплуатирующим опасный производственный объект.

#### **Б.5 Критерии предельных состояний**

##### **Б.5.1 Толщина стенки**

Дефекты из-за потери металла у НКТ обычно наблюдается на внутренней поверхности, а тип дефектов может варьироваться от рассеянной точечной коррозии, полос или надрезов до значительной потери металла вследствие механического износа или истирания под воздействием абразивных включений.

Применение бывших в употреблении изделий зависит от типа дефектов. Изделия с точечной коррозией непригодны для применения в коррозионных средах, допускается их использование в условиях, когда коррозия не является существенным фактором. Изделия с равномерной потерей металла вследствие механического износа менее чувствительны к коррозионному воздействию и их класс можно понизить, исходя из остаточной толщины стенки.

Предельно допустимая остаточная толщина стенки (до списания) - 85% номинальной толщины стенки.

##### **Б.5.2 Оценка пригодности**

Оценка пригодности труб для дальнейшей эксплуатации требует проверки состояния внутренней поверхности труб и остаточной толщины стенки для определения стойкости тела трубы к смятию, разрыву и растяжению.

Оценка пригодности труб необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 53366-2009 или ГОСТ 633-80.

#### **Б.6 Оценка по выводу из эксплуатации и утилизации**

Вывод из эксплуатации производится при достижении изделием показателей, указанных в п.5.5, п.Б.2, п.Б.5 настоящего Руководства по эксплуатации.

Предприятия, организации и хозяйства, заготавливающие, сдающие, перерабатывающие и переплавляющие вторичные металлы, а также отгружающие или производящие их перегрузку в портах и прочих пунктах, должны проверять все вторичные металлы на взрывобезопасность и удалять из них все предметы, содержащие взрывоопасные горючие и легковоспламеняющиеся вещества.

Сдаваемые в металлолом изделия должны быть освобождены от остатков горючих и смазочных веществ (а в зимнее время - льда и снега) и доступны для осмотра внутренней

поверхности.

**Б.7** Сведения о квалификации обслуживающего персонала

К персоналу, эксплуатирующему изделия, относятся:

- Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ;
- Оператор по опробованию (испытанию) скважин;
- Опрессовщик труб;
- Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ;
- Бурильщик капитального ремонта скважин;
- Оператор по подземному ремонту скважин;
- Помощник бурильщика капитального ремонта скважин.

Персонал должен знать тип, размеры, маркировку резьбы, прочностные характеристики насосно-компрессорных труб и переводников, правила отбраковки (критерии предельных состояний).

Профессиональная подготовка не ниже среднего специального образования.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное)

### Осмотр резьбового соединения

**В.1.** Осмотр резьбового соединения должны проводить специалисты:

- бригады по сборке колонн НКТ с покрытием
- компании, занимающиеся инспекцией НКТ с покрытием.

Для первого спуска колонны рекомендуется привлекать специалистов поставщика НКТ.

При осмотре резьбовых соединений труб и муфт (включая поверхность резьбы, упорных элементов и покрытия самой трубы) необходимо обратить внимание на следующее:

- наличие повреждений в результате соударения труб между собой или каких-либо других ударных воздействий;
- наличие повреждений в результате свинчивания с резьбовыми предохранителями;
- наличие ржавчины, коррозии или других химических повреждений в результате воздействия окружающей среды или агрессивных компонентов смазки.

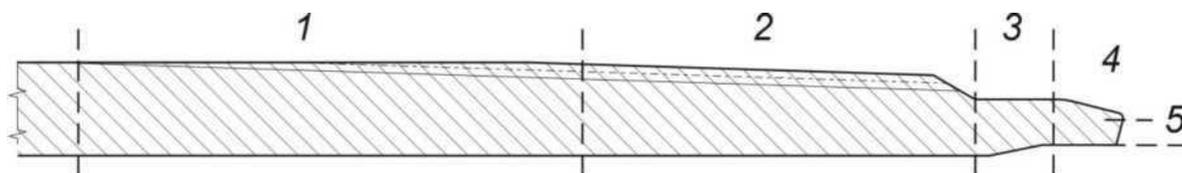
При недостаточной освещенности (сумерки, ночь) при осмотре следует использовать носимые источники света для индивидуального использования.

Определение глубины коррозии, царапин, рванин, высоты заусенцев, рекомендуется проводить:

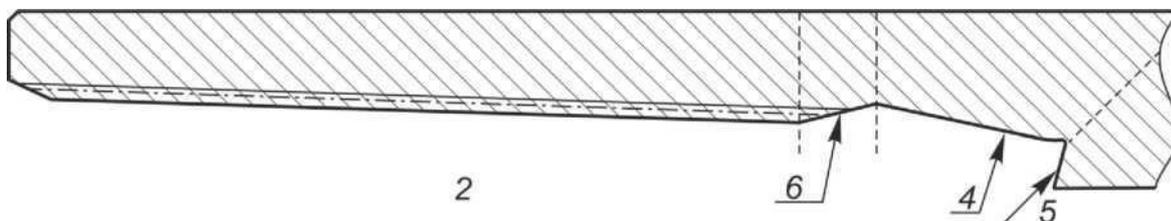
– при помощи слепка с обнаруженного дефекта, с использованием специального полотна (материал «X Coarse» фирмы «Testex» для дефектов до глубины 0,1 мм, для большей глубины материал «X-CoarsePlus» или аналогичный), и измерения высоты слепка дефекта с помощью толщиномера с точностью измерений не менее 0,01 мм (прибор «G2-127» фирмы «PEACOCK» или аналогичный);

– при помощи глубиномера с наконечником игольчатого типа (диаметр наконечника не более 0,1 мм) с точностью измерения не менее 0,01 мм (прибор «Т-4» фирмы «PEA-COCK» или аналогичный).

Возможные повреждения поверхности резьбовых и упорных элементов резьбовых соединений труб и муфт и способы устранения этих повреждений приведены в таблице В.1.



а) - Поверхность резьбового соединения ниппеля



б) - Поверхность резьбового соединения муфты

1 - резьба с неполным профилем; 2 - резьба с полным профилем; 3 - цилиндрическая проточка; 4 - радиальное уплотнение; 5 - упорный элемент; 6 - коническая расточка;

**Рисунок В.1** - Участки поверхности резьбового соединения ниппеля и муфты

Таблица В.1 - Виды повреждений и способы их устранения

Участок поверхности и (рисунок В.1)	Вид повреждения	Способ устранения повреждения
1, 2, 5	Точечная коррозия глубиной менее 0,1 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт (удаление) с помощью неметаллической щетки с мягкой щетиной или шлифовального полотна с зерном 0
	Точечная коррозия глубиной более 0,1 мм	Ремонту не подлежит
	Заусенцы шириной менее 0,3 мм. Рванины и царапины глубиной менее 0,1 мм	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна с зерном 0
	Вмятины, забоины и другие механические повреждения	Ремонту не подлежат
	Наличие покрытия в зонах 2.5 как на ниппеле, так и на муфте – не допустимо	Ручной ремонт (удаление) с помощью специализированного инструмента. Выполняют представители АО «ТМК НГС-Нижневартовск»
3	Точечная коррозия глубиной менее 0,3 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна.
	Точечная коррозия глубиной более 0,3 мм	Ремонту не подлежит
	Заусенцы шириной менее 0,3 мм. Рванины и царапины глубиной менее 0,3 мм	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна с зерном 0
4	Точечная коррозия любой глубины	Ремонту не подлежит
	Незначительная ржавчина поверхности	Полировка войлочным кругом
	Заусенцы, рванины и царапины	Ремонту не подлежат
	Забоины	Ремонту не подлежат
	Мелкие риски	Полировка войлочным кругом

**В.2.** Определение глубины коррозии, царапин, рванин, высоты заусенцев и сколов наружного и внутреннего покрытий рекомендуется проводить:

- независимо от назначения скважины и колонны все трубы должны подвергаться визуальному контролю. Контроль качества труб включает в себя проверку резьбы ниппеля и муфты, а также целостности тела трубы. При визуальном контроле обнаруживают внешние дефекты (задиры, трещины, риски, расслоения, вмятины). При необходимости производят инструментальный или дефектоскопический контроль.

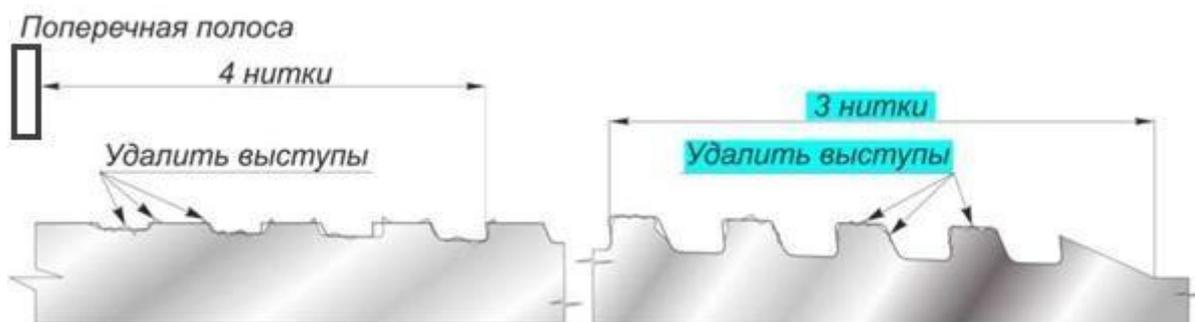
**Запрещается** использовать для контроля инструмент, повреждающий пленку покрытия (металлические шаблоны, приспособления, имеющие острые кромки).

- при обнаружении недопустимых повреждений на трубах, такие трубы должны быть забракованы, составлен акт с указанием заводских номеров труб, описанием обнаруженных дефектов и, при возможности, с приложением фотографий.

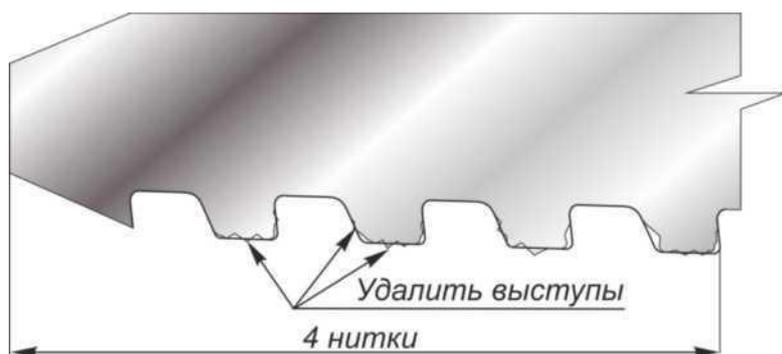
Возможные повреждения поверхности резьбовых, уплотнительных и упорных элементов резьбовых соединений труб и муфт в процессе свинчивания и способы их устранения приведены в таблице В.2.

Т а б л и ц а В.2 - Виды повреждений и способы их устранения после механического свинчивания

Рисунок	Участок поверхности	Вид повреждений	Способ устранения	Максимальное время на ремонт
Рисунок В.1	4	Любые повреждения	Ремонту не подлежит	n/a
	1,2,3,5,6	Сильные повреждения	Ремонту не подлежит	n/a
	2,3,5,6	Слабые повреждения	Ручной ремонт шлифовальным полотном с зерном 100-150 мкм	10 мин
Рисунок В.1; Рисунок В.2 (а, б);	1	Средние повреждения на длине резьбы не более 4 ниток	Ручной ремонт надфилем №2, №3 и последующая обработка шлифовальным полотном с зерном 100-150 мкм	10 мин



а) - Поверхность резьбового соединения nipple



б) - Поверхность резьбового соединения муфты

**Рисунок В.2** - Участок поверхности резьбового соединения nipple и муфты

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
(обязательное)

**ДАННЫЕ ПО ОБЪЕКТУ ИСПЫТАНИЙ**

**Южно-Приобское месторождение**

Общие условия эксплуатации и характеристики рабочей среды:

№ п/п	Требования	Единицы измерения	Значение
<b>1.</b>	<b>Условия эксплуатации</b>		
1.1.	Пластовое давление	МПа	36-50
1.2.	Пластовая температура	°С	70-100
1.3.	Диапазон температур окружающей среды	°С	-40...+20
1.4.	Диаметр проходного сечения фонтанной арматуры	мм	65
<b>2.</b>	<b>Характеристика рабочего агента</b>		
<b>2.1.</b>	<b>Состав агента</b>		
<b>2.2.</b>	<b>6-ти компонентный состав воды:</b>		
2.2.1.	Кислотность	рН	6,5
2.2.2.	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,001
2.2.3.	Жобщ.	мг-экв/дм <sup>3</sup>	12,3
2.2.4.	Ca <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	133,9
2.2.5.	Mg <sup>2+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	67,9
2.2.6.	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	1098,0
2.2.7.	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	0
2.2.8.	Cl <sup>-</sup> ,	мг/дм <sup>3</sup>	1750,6
2.2.9.	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ,	мг/дм <sup>3</sup>	155,1
2.2.10.	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	691,5
2.2.11.	Общая минерализация,	мг/дм <sup>3</sup>	3728,8
<b>2.3.</b>	<b>Примеси в воде:</b>		
2.3.1.	КВЧ	мг/л	6
2.3.2.	Нефтепродукты	мг/л	24
<b>3.</b>	<b>Состав кислотной композиции для ОПЗ пласта</b>		
3.1	Кислота соляная (HCl)	%	12
3.2	Кислота плавиковая (HF)	%	3
3.3	Деэмульгатор	%	0,5-1
3.4	Стабилизатор железа	%	1
3.5	Ингибитор коррозии	%	0,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(обязательное)

### Нанесение резьбовой смазки

**Д.1.** Для обеспечения оптимальных условий свинчивания и предотвращения задиров сопрягаемых поверхностей, на поверхность резьбы и упорных элементов соединений труб и муфт необходимо нанести резьбовую смазку. Резьбовая смазка должна соответствовать требованиям API RP 5A3/ISO 13678.

Рекомендуется использовать следующие резьбовые смазки:

- «Русма - 1»; Русма-1(з»;
- «Русма -1и»;
- «Русма Р-4», «Русма Р-4 (з)»;
- «РУСМАСП»;
- «Bestolife API Modified»;
- «JET-LUBE API Modified»

По согласованию с разработчиком соединения допускается применение других смазок, соответствующих требованиям API RP 5A3/ISO 13678 и обеспечивающих герметичность резьбового соединения, а так же его защиту от задиров и коррозии.

**Д.2.** Резьбовая смазка, применяемая для свинчивания, должна использоваться только из оригинальной тары, в которой она поставляется изготовителем, снабженной этикеткой с указанием наименования смазки, номера партии, даты изготовления.

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

Применяемая смазка должна быть однородной, иметь консистенцию мази, не содержать твердых включений (камней, песка, комков высохшей смазки, мелкой стружки и т.д.). Перед использованием резьбовой смазки необходимо проверить срок годности смазки, указанный на емкости со смазкой. Не допускается использовать смазку с истекшим сроком годности.

При использовании резьбовой смазки следует выполнять следующие рекомендации:

- для сборки одной колонны использовать смазку одного наименования (типа);
- использовать для каждого спуска новую емкость со смазкой, а в случае использования смазки из вскрытой тары убедиться в отсутствии посторонних включений;
- тщательно перемешивать смазку перед использованием;
- при низкой минусовой температуре подогреть смазку перед нанесением.

Хранить смазку необходимо в закрытой перевернутой таре при температуре, указанной изготовителем смазки. Перед хранением не полностью использованной смазки следует указать на таре дату первичного использования.

**Д.3.** Резьбовая смазка должна быть нанесена ровным слоем в соответствии с рисунком Д.1 и Д.2 на всю поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений трубы и муфты.

Смазка должна наноситься на тщательно очищенную и высушенную (в соответствии с 11.3.1-11.3.4.) поверхность резьбового соединения.

***Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!***

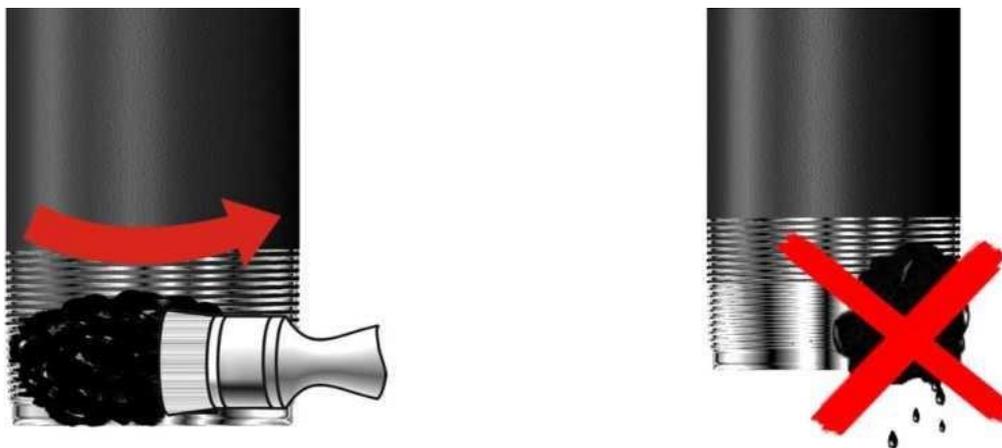


Рисунок Д.1 -Нанесение резьбовой смазки

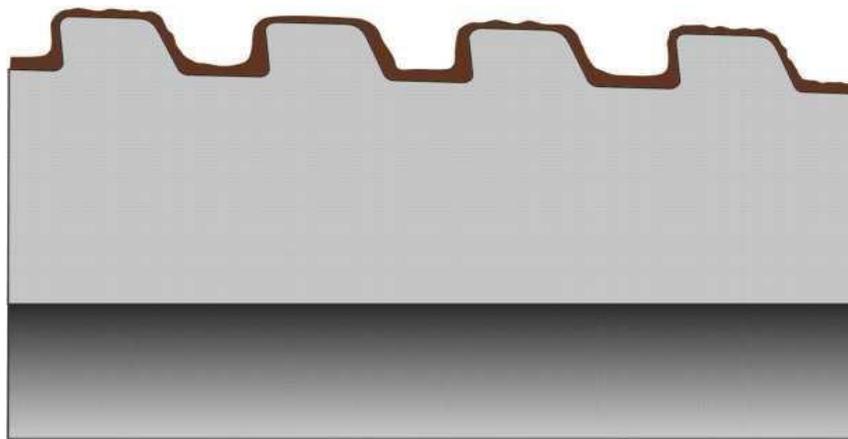


Рисунок Д.2 - Размещение резьбовой смазки по профилю резьбы

**Д.4.** Необходимое количество резьбовой смазки должно распределяться между муфтой и концом трубы, следующим образом:

- 2/3 количества - на конец муфты;
- 1/3 количества - на ниппель.

Минимальная и максимальная масса смазки  $m_{\text{мин}}$  и  $m_{\text{макс}}$ , в граммах, необходимая для свинчивания одного соединения должна рассчитываться по следующим формулам

$$m_{\text{мин}} = 0,2 \times D \quad (2)$$

$$m_{\text{макс}} = 0,25 \times D \quad (3)$$

где:

$m_{\text{мин}}$  - минимальная масса смазки, г, округленная до целого значения;

$m_{\text{макс}}$  - максимальная масса смазки, г, округленная до целого значения;

D - номинальный наружный диаметр труб, округленный до целого значения, мм.

**Пример - Минимальное количество резьбовой смазки, необходимое для свинчивания одного резьбового соединения труб наружным диаметром 114,30 мм:**

$$m_{\text{мин}} = 0,2 \times 114 \approx 23,$$

**при этом: - не менее 15 г должно быть нанесено на муфтовый конец;**

**- не менее 8 г - на ниппель.**

Для определения количества смазки, необходимого для определенного количества труб, следует использовать емкости смазки с известным объемом. Перед спуском труб в скважину необходимо убедиться в наличии достаточного количества резьбовой смазки.

**Д.5.** В случае, если Заказчик решает использовать резьбовой герметик (клей, гель, электрозаклепки для свинчивания труб с переводниками или другими элементами колонны –

герметичность такого соединения не гарантируется.

Таблица Е.1 . Размеры шаблона (оправки) для контроля кривизны и внутреннего диаметра НКТ

п/п	Контролируемый параметр	Типоразмер НКТ		ГОСТ 633; ГОСТ Р 52203		Типоразмер НКТ		ГОСТ Р53366; ГОСТ 31446	
		Условн. диаметр, мм.	Толщина стенки, мм.	Величина	Предельн. откл.	Наружн. диаметр, мм.	Толщина стенки, мм.	Величина	Предельн. откл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Наружный диаметр оправки, мм.	48, В48	4	37,9	+0,25	48,26; В48,26	4	37,88**	+0,25
		60, В60	5,0	47,9	+0,25	60,32; В60,32	5,0	47,94**	+0,25
		73, В73	5,5	59,6	+0,25	73,02; В73,02	5,51	59,62**	+0,25
			7	56,6	+0,25		7,01	56,62**	+0,25
		89, В89	6,5	72,7	+0,25	88,9; В88,9	6,45	72,82**	+0,25
			8,0	69,7	+0,25		7,34	71,04	+0,25
		102	6,5	85,4	+0,25	101,6	5,74	86,94	+0,25
114	7,0	97,1	+0,25	114,3	6,88	97,36	+0,25		
2.	Длина оправки, мм.	48, В48	4	1250*	+0,25	48,26; В48,26	4	1067*	
		60, В60	5			60,32; В60,32	5,0		
		73, В73	5,5			73,02; В73,02	5,51		
			7				7,01		
		89, В89	6,5			88,9; В88,9	6,45		
			8,0				7,34		
		102	6,5			101,6	5,74		
114	7,0	114,3	6,88						

\* с допуском +1 (установлен на изготовление)

\*\* диаметр =  $d-2,38$  (для труб до 73,02 включит., где  $d$  - внутренний диаметр трубы), и  $=d-3,18$  (для труб св. 73,02, где  $d$  - внутренний диаметр трубы)

**Внимание!** НКТ, изготовленную по ГОСТ Р53366 (APISpec 5CT), допускается контролировать оправкой размерами по ГОСТ 633. При непрохождении оправки по ГОСТ 633 повторно проконтролировать НКТ с минимальными размерами оправки по ГОСТ 53366 (APISpec 5CT).

Контроль НКТ, изготовленных по ГОСТ 633, оправками с размерами по ГОСТ Р53366 (APISpec 5CT), не допускается!!!

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(справочное)

### Перечень НД, использованных при составлении Руководства по эксплуатации:

1. ГОСТ 9.014-78 ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.
2. ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности.
3. ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля.
4. ГОСТ Р 23979-80 Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия.
5. ГОСТ Р 51906-2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования.
6. ГОСТ Р 56175-2014 (ИСО 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
7. ГОСТ 33758 -2016 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования
8. API Specification 5CT (9-е издание) Требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам/ISO 11960:2004 Нефтяная промышленность - Стальные трубы, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин.
9. API Specification 5B - Threading, gauging and thread inspection of casing, tubing and line pipe threads, Petroleum and Natural Gas Industries— Steel Pipes— Промышленность нефтяная и газовая. Трубы стальные. Требования к нарезанию, калиброванию и контролю резьбы обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб. 17-е издание, декабрь 2017г.
10. API RP 5B1 – Recommended Practice for Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. Измерение и контроль резьб обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб. 5-е издание, май 2015г.
11. API RP 5A3 Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб 3-е издание, ноябрь 2009г.
12. ТУ 0254-001-46977243-2002 Смазка резьбовая РУСМА-1.
13. ТУ 0254-031-46977243-2004 Смазка резьбовая РУСМА Р-4.
14. ТУ 0254-028-46977243-2004 Смазка резьбовая ингибированная РУСМА Р-5.
15. Инструкция по расследованию аварий с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами и составлению документов для предъявления рекламаций. Ассоциация буровых подрядчиков. Москва, 1997 г.
28. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
29. Руководство по эксплуатации насосно-компрессорных труб с резьбовым соединением ТМК UP PF - РЭ ПС 02-005-2012 Редакция 7