



**РУКОВОДСТВО  
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**РЭ ПС  
05-018-2015**

---

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ  
ОБСАДНЫХ ТРУБ ТМК UP MAGNA  
СО СМАЗОЧНЫМ ПОКРЫТИЕМ GW**

**Редакция 2**

## Предисловие

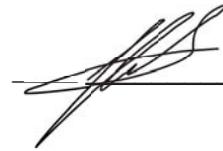
Настоящее руководство разработано с учетом требований следующих документов:

- API RP 5C1 «Обслуживание и эксплуатация обсадных и насосно-компрессорных труб»;
- API RP 5B1 «Калибровка и контроль резьбы обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб»;
- ИСО 10405 «Промышленность нефтяная и газовая – Обслуживание и эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб».
- ТР ТС 010/2011- Технический регламент ЕАЭС «О безопасности машин и оборудования».

### Сведения о руководстве по эксплуатации

1 УТВЕРЖДЕН

Директор по разработке  
ООО «ТМК-Премиум Сервис»



Д.В. Никифоров

« 5 » сентября 2019 г.

2 РАЗРАБОТАН Начальник серийно-конструкторского бюро Е.В. Леонов.  
Начальник опытно-конструкторского бюро Мыслевцев А.С

3 Редакция 2. Дата введения в действие 13 сентября 2019 г. с правом досрочного применения.

4 Взамен Редакции 1, введенной в действие 21 декабря 2015 г.

5 Настоящая редакция содержит более 25 % изменений и дополнений по отношению к предыдущей редакции и поправкам, на основании чего выделения в тексте затемнением отсутствуют.

## Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	1
3 Термины и определения.....	2
4 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение.....	2
4.1 Транспортирование.....	2
4.2 Погрузо-разгрузочные операции.....	3
4.3 Складирование и хранение.....	4
5 Подготовка труб к свинчиванию.....	5
5.1 Общие положения .....	5
5.2 Внешний осмотр.....	5
5.3 Снятие резьбовых предохранителей.....	5
5.4 Осмотр резьбового соединения.....	5
5.5 Шаблонирование.....	8
5.6 Измерение длины труб.....	8
5.7 Установка резьбовых предохранителей.....	9
6 Свинчивание труб.....	9
6.1 Спуско-подъемные операции.....	9
6.2 Сборка колонны.....	11
6.3 Контроль свинчивания.....	16
6.4 Разборка колонны.....	22
7 Гарантии разработчика.....	25
Приложение А Оборудование для регистрации свинчивания.....	26
Приложение Б Нанесение резьбовой смазки .....	27
Приложение В Требования безопасности при эксплуатации обсадных труб.....	34

---

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ТМК UP CENTUM СО СМАЗОЧНЫМ ПОКРЫТИЕМ GW

---

Дата введения 13 – 09 – 2019

### 1 Область применения

Настоящее руководство содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации обсадных труб с резьбовым соединением ТМК UP MAGNA со смазочным покрытием GW 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.

### 2 Нормативные ссылки

В настоящем руководстве использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р ИСО 13678 Трубы обсадные насосно-компрессорные, трубопроводные и элементы бурильных колонн для нефтяной и газовой промышленности;

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;

РД 39-7-904-83 Инструкция по складированию и хранению материалов, оборудования и запасных частей на складах баз производственно-технического обслуживания и комплектации, предприятий и организаций министерства нефтяной промышленности;

ТУ 0254-001-46977243-2002 Смазки резьбовые «РУСМА-1», «РУСМА-1(з)»;

ТУ 0254-031-46977243-2004 Смазка резьбовая «РУСМА Р-4», «РУСМА Р-4 (з)»;

ТУ 0254-068-46977243-2009 Смазка резьбовая специальная «РУСМА Р-14», «РУСМА Р-14 (з)»;

ТУ 19.20.29-223-46977243-2018 Смазка резьбовая «РУСМА API Modified 1000»;

ТУ 0254-167-46977243-2015 Смазка резьбовая РУСМА API Modified;

ТУ 0254-158-46977243-2013 Смазка «РУСМА консервационная»;

ТУ 19.20.29-250-46977243-2018 Смазка «РУСМА-МЗ».

**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 руководстве применены стандартные термины, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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

3.2 **муфта:** Изделие с резьбовым соединением, выполненным на внутренней поверхности.

3.3 **ниппель:** Конец трубы с резьбовым соединением, выполненным на наружной поверхности.

3.4 **упорные элементы резьбового соединения:** Упорный торец ниппеля и упорный уступ муфты.

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

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

3.7 **GW:** смазочное покрытие Green Well.

### 4 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение

#### 4.1 Транспортирование

4.1.1 При транспортировании труб водным, железнодорожным транспортом (повагонно) или автотранспортом должны соблюдаться Правила перевозки грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующие на транспорте данного вида.

4.1.2 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение труб должны выполняться только с установленными на торцы труб и муфт резьбовыми предохранительными деталями, защищающими поверхность резьбы, упорных элементов резьбовых соединений от внешних воздействий.

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

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

При укладке нескольких пакетов труб или укладке в несколько рядов труб, не увязанных в пакеты, между рядами пакетов и рядами труб должно быть не менее трех деревянных про-

кладок толщиной 35 – 40 мм, чтобы вес верхних рядов труб не распределялся на муфты нижних рядов.

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

4.1.6 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 изделиями и неровным дном транспортного средства. Не допускается размещать подкладки под муфтами.

4.1.7 Трубы из хромистых и коррозионностойких сталей должны быть упакованы в пакеты с использованием деревянных или пластмассовых ложементов.

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

4.1.9 При креплении пакетов труб к грузовой платформе или палубе труб из хромистых и коррозионностойких сталей необходимо использовать нейлоновые стропы.

## **4.2 Погрузо-разгрузочные операции**

4.2.1 Все погрузочно-разгрузочные операции с трубами должны проводиться с установленными на концы труб и муфт предохранительными деталями.

4.2.2 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.

При использовании подъемного крана необходимо применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утвержденными схемами строповки.

4.2.3 Не допускается при разгрузке сбрасывание труб с высоты, захват труб крюком за конец трубы, перетаскивание труб волоком и любые действия, приводящие к повреждению резьбового соединения, поверхности и формы труб и муфт.

4.2.4 Погрузочно-разгрузочные операции с трубами из хромистой стали следует проводить с применением нейлоновых или стальных строп с пластмассовой оплеткой. При использовании погрузчика необходимо применять вилчатые захваты, стойки и зажимы с неметаллическим покрытием.

4.2.5 Для труб из хромистых сталей необходимо использовать способы погрузки-разгрузки, исключая соударение труб.

### 4.3 Складирование и хранение

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

4.3.2 Складирование труб, оборудования и запасных частей на складах баз производственно-технического обслуживания и комплектации, предприятий и организаций должно выполняться в соответствии с РД 39-7-904-83.

4.3.3 Пакеты труб должны укладываться на опоры, расположенные с интервалами, исключая прогиб изделий или повреждение резьбы. Опоры стеллажа 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.

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

4.3.4 При укладке нескольких пакетов труб в штабеле или укладке в несколько рядов труб, не увязанных в пакеты, 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.

Высота штабеля труб не должна превышать 3 м.

4.3.5 Складирование труб, не увязанных в пакеты, допускается только при наличии вертикальных стоек.

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

4.3.7 При хранении труб необходимо проверять наличие и целостность резьбовых предохранительных деталей, наличие покрытия под ними, не допускать коррозионного повреждения труб.

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

4.3.9 При хранении труб из хромистой стали на всех опорах, на которых размещены трубы, должны быть проложены деревянные или пластмассовые прокладки.

4.3.10 На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб в соответствии с вышеперечисленными требованиями.

4.3.11 Для обеспечения складирования полной подвески труб на буровой площадке должно быть установлено необходимое количество стеллажей.

При укладке на стеллажи необходимо учитывать очередность спуска труб в скважину (если это указано в Плане работ), для исключения дополнительной пересортировки.

## **5 Подготовка труб к свинчиванию**

### **5.1 Общие положения**

Перед подъемом труб на буровую необходимо выполнить следующие действия:

- провести внешний осмотр труб и муфт;
- снять резьбовые предохранители с труб и муфт;
- провести осмотр покрытия резьбовых соединений труб и муфт;
- провести шаблонирование труб по всей длине;
- измерить длину каждой трубы;
- повторно установить чистые резьбовые предохранительные детали на трубы и муфты.

### **5.2 Внешний осмотр**

5.2.1 Внешний осмотр труб, муфт и резьбовых предохранительных деталей должен проводиться для выявления отклонений формы, вмятин и повреждений.

5.2.2 Внешний осмотр труб и муфт проводят без снятия резьбовых предохранительных деталей.

5.2.3 Если при внешнем осмотре труб, муфт и резьбовых предохранительных деталей были обнаружены повреждения, такие трубы и муфты должны быть отложены для более тщательного осмотра и принятия решения об их пригодности.

При этом количество поврежденных труб должно быть зафиксировано в Протоколе несоответствия качества продукции, места повреждений сфотографированы.

### **5.3 Снятие резьбовых предохранителей**

5.3.1 После проведения внешнего осмотра резьбовых соединений труб и муфт резьбовые предохранительные детали необходимо снять.

5.3.2 Резьбовые предохранительные детали следует снимать вручную или специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднения при снятии резьбовой предохранительной детали допускается подогрев паром или нанесение легких ударов деревянным предметом по торцу предохранительной детали для устранения возможного перекоса.

### **5.4 Осмотр резьбового соединения**

5.4.1 Осмотр резьбового соединения должны проводить специалисты:

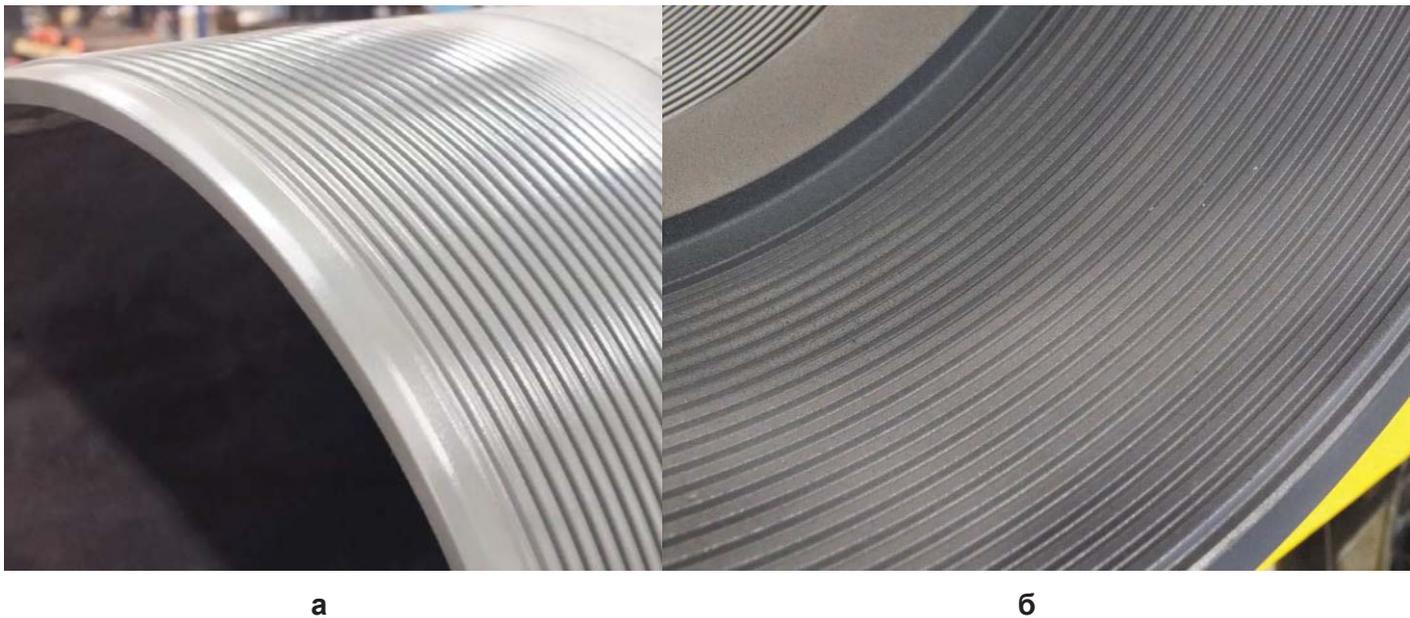
- бригады по сборке колонн обсадных труб;
- компании, занимающиеся инспекцией обсадных труб;

Для первого спуска колонны рекомендуется привлекать специалистов поставщика обсадных труб.

5.4.2 Пример внешнего вида резьбового соединения, с покрытием GW ниппеля и муфты представлены на рисунках 1 (а, б).

5.4.3 При осмотре резьбовых соединений труб и муфт (включая поверхность резьбы и упорных элементов) 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 предохранительными деталями;
- наличие ржавчины, коррозии или других химических повреждений в результате воздействия окружающей среды или агрессивных веществ.



**Рисунок 1**

5.4.4 Возможные повреждения поверхности резьбовых и упорных элементов резьбовых соединений труб и муфт перед началом эксплуатации и способы их устранения приведены в таблице 1.

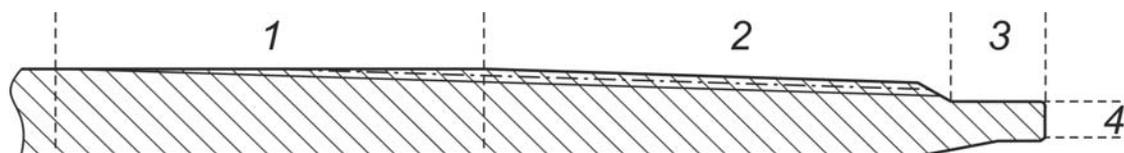
5.4.5 При недостаточной освещенности (сумерки, ночь) при осмотре следует использовать носимые источники света для индивидуального использования.

5.4.6 Определение глубины коррозии и повреждений рекомендуется проводить:

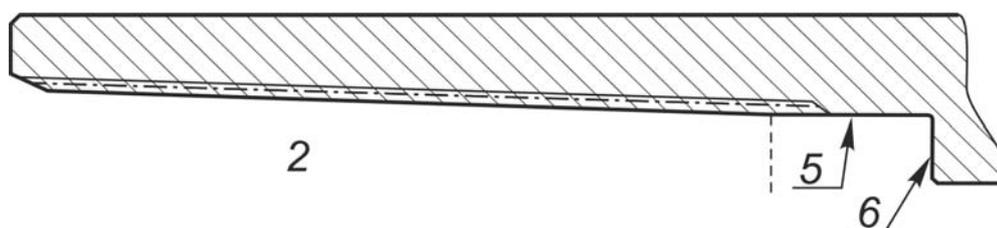
- при помощи слепка с обнаруженного дефекта, с использованием специального полотна (материал «X Coarse» фирмы «Testex» для дефектов до глубины 0,1 мм, для большей глубины материал «X-Coarse Plus» или аналогичный), и измерения высоты слепка дефекта с помощью толщиномера с точностью измерений не менее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

Таблица 1 – Виды повреждений резьбовых соединений и способы их устранения перед началом эксплуатации

Участок поверхности (рисунок 2)	Вид повреждения	Способ устранения повреждения
1,2	Поверхностная коррозия (ржавчина), точечная коррозия глубиной не более 0,1 мм	Обработка (удаление) преобразователем коррозии с последующей протиркой сухой ветошью или 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
	Вмятины, забоины, риски и другие дефекты глубиной не более 0,1 мм	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна с зерном «0»
	Вмятины, забоины, риски и другие дефекты глубиной более 0,1 мм	Ремонту не подлежит
3,5	Поверхностная коррозия (ржавчина), точечная коррозия глубиной не более 0,3 мм	Обработка (удаление) преобразователем коррозии с последующей протиркой сухой ветошью или ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна с зерном «0»
	Точечная коррозия глубиной более 0,3 мм	Ремонту не подлежит
	Вмятины, забоины, риски и другие дефекты глубиной не более 0,1 мм	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна с зерном «0»
	Вмятины, забоины, риски и другие дефекты глубиной более 0,1 мм	Ремонту не подлежит
4,6	Точечная коррозия любой глубины	Ремонту не подлежит
	Поверхностная коррозия (ржавчина)	Обработка (удаление) преобразователем коррозии с последующей протиркой сухой ветошью или ремонт полировкой войлочным кругом
	Риски, удаляемые полировкой войлочным кругом	Ремонт полировкой войлочным кругом
	Вмятины, забоины и другие дефекты любой глубины	Ремонту не подлежит



а) – Поверхность ниппеля



б) – Поверхность муфты

1 – резьба с неполным профилем; 2 – резьба с полным профилем; 3 – цилиндрическая проточка; 4 – упорный торец; 5 – цилиндрическая расточка 6 – упорный уступ;

Рисунок 2

5.4.6 При обнаружении повреждений, не подлежащих ремонту, трубы должны быть забракованы, составлен акт с указанием заводских номеров труб, описанием обнаруженных дефектов и, при возможности, с приложением фотографий.

## 5.5 Шаблонирование

5.5.1 Шаблонирование должно выполняться оправкой по всей длине труб. Для шаблонирования труб из хромистых и коррозионностойких сталей следует использовать полимерные или алюминиевые оправки.

5.5.2 Положение трубы при шаблонировании должно исключать ее прогиб. Если для шаблонирования используются веревки или стержни, они должны быть чистыми. При минусовой температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием следует прогреть, для удаления снега и наледи.

5.5.3 Температура трубы и шаблона при проведении шаблонирования должна быть одинаковой.

5.5.4 Размеры рабочей части оправки должны соответствовать указанным в таблице 2.

5.5.5 Оправка должна свободно проходить через всю трубу при перемещении вручную без приложения значительного усилия.

Трубы не прошедшие шаблонирование должны быть отложены до принятия решения о пригодности таких труб и зафиксированы в протоколе несоответствия качества продукции.

**Таблица 2 – Размеры рабочей части оправки**

В миллиметрах

Наружный диаметр труб	Длина рабочей части оправки	Диаметр рабочей части оправки
219,08	152	$d - 3,18$
от. 244, 48 до 339,72 включ.	305	$d - 3,97$
От 356,6 до 508,0 включ.	305	$d - 4,76$
Примечание – $d$ – номинальный внутренний диаметр труб.		

## 5.6 Измерение длины труб

5.6.1 Длину каждой трубы следует измерять от свободного (без резьбовой предохранительной детали) торца муфты до свободного (без резьбовой предохранительной детали) торца трубы.

Рекомендуется сверить измеренную длину трубы с указанной на маркировке, в случае отличия значений, нанести измеренную длину маркером или мелом на тело трубы.

5.6.2 Общую длину колонны необходимо рассчитывать по следующей формуле

$$L = \sum L_{\phi} - n \Delta L \quad (1)$$

где  $L$  – общая длина колонны;

$\sum L_{\phi}$  – сумма длин всех труб в колонне, измеренных от торца трубы до свободного торца муфты;

$n$  – количество труб в колонне;

$\Delta L$  – уменьшение длины труб при свинчивании, указанное в таблице 3.

**Таблица 3 – Уменьшение длины труб при свинчивании**

В миллиметрах

Наружный диаметр труб	Толщина стенки	Уменьшение длины трубы при свинчивании $\Delta L$
219,08	Все стенки	117,8
244,48	Все стенки	117,8
250,83	Все стенки	117,8
273,05	Все стенки	117,8
323,85	Все стенки	119,0
339,73	Все стенки	119,0
355,60	Свыше 12,5	118,2
406,0	До 12,5	107,0
	Свыше 12,5	118,2
426,0	До 12,5	107,0
473,08	До 12,5	107,0
508,0	До 12,5	107,0
	Свыше 12,5	118,2

## 5.7 Установка резьбовых предохранителей

5.7.1 После проведенного осмотра и контроля необходимо снова установить на концы труб и муфт резьбовые предохранительные детали или специальные защитные колпаки.

5.7.2 Перед установкой, резьбовые предохранители должны быть тщательно очищены и не иметь значительных повреждений, влияющих на обеспечение защиты резьбы и упорного элемента от прямого контакта с внешним воздействием.

## 6 Свинчивание труб

### 6.1 Спуско-подъемные операции

6.1.1 Сборку колонны труб должен производить квалифицированный персонал. Сборка соединения с использованием системы регистрации крутящего момента и построения диаграммы свинчивания является методом, гарантирующим качественное свинчивание и обеспечивающим заявленные производителем технические характеристики соединения.

Методы контроля сборки с использованием манометра трубного ключа, треугольного клейма (поперечной полосы), не гарантируют качественное свинчивание и могут применяться потребителем по своему усмотрению, без гарантий со стороны ПАО «ТМК» получения заявленных производителем технических характеристик соединения.

6.1.2 При спуско-подъемных операциях необходимо использовать специальную посадочную направляющую или направляющую воронку (рисунок 3). При опускании ниппеля в муфту это обеспечивает центровку конца трубы и предотвращает повреждение резьбовых соединений

6.1.3 Для снижения вероятности получения повреждений резьбовых соединений при спуско-подъемных операциях рекомендуется использовать компенсатор веса трубы.

В случае неисправности компенсатора веса или его отсутствии, бурильщик должен самостоятельно регулировать постоянный вес на крюке (в пределах +/-100кг) с учётом веса трубы.

6.1.4 При проведении спуска колонны труб из хромистых сталей предпочтительно использовать элеватор и специальные клиновые захваты, не повреждающие тело труб.



**Рисунок 3**

6.1.5 Машинный ключ или ССОК (система свинчивания обсадной колонны), должен иметь регулятор скорости вращения и обеспечивать скорость 1-2 об/мин на заключительном этапе свинчивания, обеспечивая равномерное вращение трубы без рывков и остановок.

При необходимости развинчивания резьбового соединения в соответствии с п. 6.3 и использовании ССОК необходимо предусмотреть наличие подготовленного машинного ключа.

Машинный ключ должен иметь захваты под используемый размер труб для обеспечения достаточной площади поверхности 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.

Для свинчивания-развинчивания машинным ключом труб из хромистых сталей ключ должен быть оснащен неметаллическими или неповреждающими тело труб захватами (сухарями).

Перед свинчиванием машинный ключ должен быть выставлен в соответствии с рисунком 4.

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

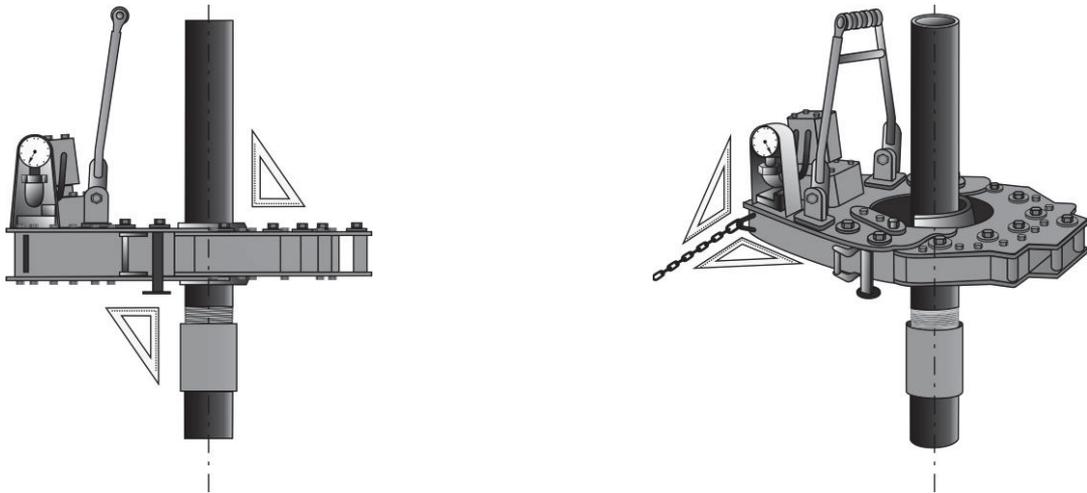


Рисунок 4

## 6.2 Сборка колонны

6.2.1 Перед подъемом труб на рабочую площадку необходимо убедиться в наличии на них резьбовых предохранительных деталей, а также их надежной установке.

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

6.2.2 Перед началом сборки необходимо снять предохранительные детали и проверить на ощупь отсутствие механических повреждений поверхности упорных элементов соединения на свободном конце трубы, согласно рисунка 5.

В процессе свинчивания, при отсутствии верхового, необходимо контролировать соосность верхней трубы (отсутствие завала) с осью нижней трубы и вовремя исправлять, давая соответствующие указания бурильщику (поворот верхнего привода, подъём/спуск элеватора и т.п.). (Рисунок 6).

***Максимальная несоосность соединяемых труб не должны превышать 20 мм.***

6.2.3 Перед свинчиванием рекомендуется произвести продувку сжатым воздухом поверхности резьбы трубы и муфты, убедиться в том, что поверхность резьбы, упорных элементов соединения не загрязнена буровым или глинистым раствором, содержащим мелкие частицы, которые могут ухудшить герметичность соединения. При попадании на поверхность соединения бурового или глинистого раствора, его необходимо удалить.

6.2.4 В случае комбинированной сборки (один конец резьбового соединения с покрытием GW свинчивается с другим концом без покрытия), то необходимо нанесение резьбовой смазки в соответствии с приложением Б.

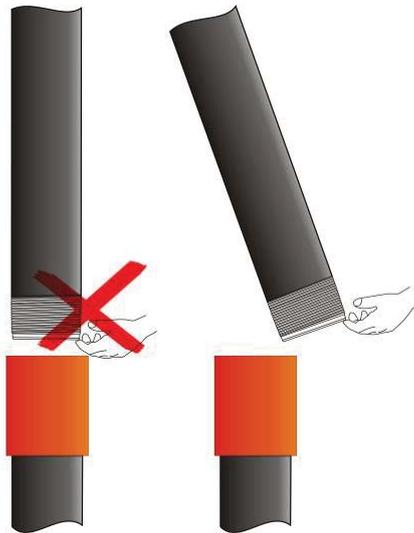


Рисунок 5

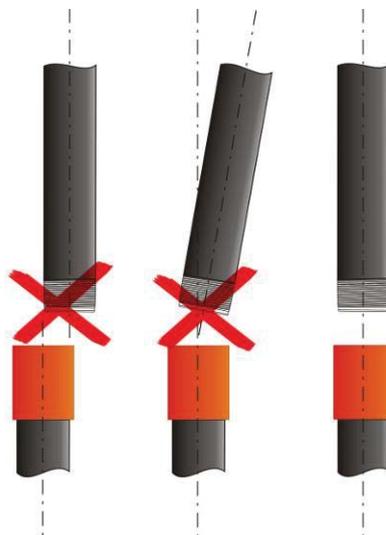


Рисунок 6

6.2.5 При посадке трубы в муфту не допускаются удары торца трубы о торец муфты и «соскальзывание» ниппеля в муфту.

6.2.6 Свинчивание резьбового соединения должно проводиться моментом в пределах от минимального до максимального для соответствующего размера труб и группы прочности, по указанным в таблице 4 значениям.

**П р и м е ч а н и е** – Группы прочности, указанные без типов, включают в себя все типы. Для групп прочности не указанных в таблице 4, следует руководствоваться данными, приведенными в нормативной документации на трубы.

В случае, если свинчивание резьбового соединения с моментом в указанных в таблице 4 пределах, не соответствует установленным требованиям, Момент может быть скорректирован, но не более чем на +30 %. При этом, значения  $M_{мин}$  и  $M_{макс}$  также должны быть скорректированы, но не более чем на  $\pm 10$  % от скорректированного Момент.

6.2.7 При свинчивании труб с муфтами (или оборудования) изготовленных из сталей различных групп прочности, необходимо использовать значение момента свинчивания по наименьшей группе прочности, как то трубы или свинчиваемой с трубами муфты.

6.2.8 Свинчивание труб и муфт должно проводиться с использованием оборудования для регистрации свинчивания, по диаграмме свинчивания, при этом, должно соответствовать требованиям Приложения А.

Свинчивание без оборудования для регистрации свинчивания проводится с использованием моментов свинчивания и нанесенного на свободный конец трубы треугольного клейма (рисунок 7) Вместо треугольного клейма на трубе может быть выполнена поперечная полоса (светлой краской), в этом случае, треугольный знак (светлой краской), указывающий на расположение треугольного клейма, не наносится.

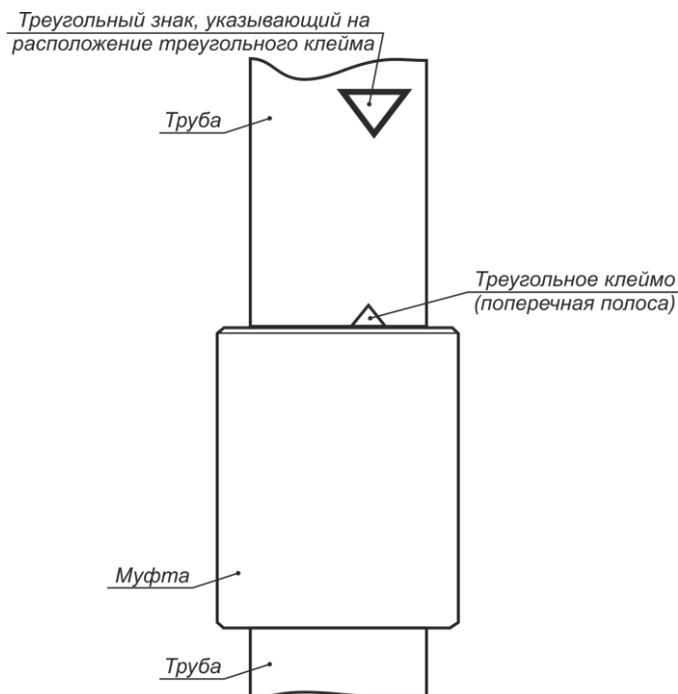


Рисунок 7

При контроле свинчивания по треугольному клейму (поперечной полосе), правильное выполнение свинчивания подтверждается совпадением торца муфты с основанием треугольного клейма (ближний край поперечной полосы) на трубе с допуском  $\pm 1,0$  мм.



6.2.9 Первые два оборота трубы на начальном этапе сборки рекомендуется выполнять при помощи ленточных ключей (допускается применение цепных ключей с защитной прокладкой, исключающей повреждение тела трубы) для подтверждения зацепления резьбы ниппеля с муфтой, т.е. попадание профиля резьбы ниппеля в ответный профиль на муфте.

На данном этапе допускается возвратное вращение трубы на половину оборота для уверенного продолжения свинчивания без наложений витков резьбы соединения и качественной сборки.

6.2.10 Первые два оборота при свинчивании труб из хромистых сталей рекомендуется выполнять вручную или использовать ленточные ключи (рисунок 8). Цепной ключ допускается использовать только при условии, что тело трубы будет защищено от повреждения (например неповреждающей тело трубы прокладкой между ключом и трубой).



Рисунок 8

6.2.11 Скорости свинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать указанным в таблице 5 значениям.

Таблица 5 – 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

6.2.12 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.

6.2.13 Свинчивание не должно приводить к образованию на теле трубы и муфты значительных механических повреждений типа задиров, смятий и других несовершенств.

На наружной поверхности муфты не должно быть повреждений, глубина которых превышает 0,5 % номинального наружного диаметра муфты.

На наружной поверхности трубы допускаются повреждения от зажимов ключа, при этом фактическая толщина стенки трубы с учётом глубины повреждения должна быть не менее 87,5% от номинальной толщины стенки трубы.

После свинчивания трубы из хромистых сталей глубина следа на трубе должна быть не более 0,2 мм.

6.2.14 При использовании гидроключа с задержкой (back up) необходимо соблюдать следующие условия:

При вращении первых оборотов (а лучше вручную, с применением цепного ключа), задержка (back up) должна быть в открытом состоянии и свинчивание необходимо проводить без нарастания момента свинчивания. При этом возможно делать горизонтальные движения гидроключа (вправо/влево) для исключения закусывания резьбы при свинчивании.

При возрастании момента свинчивания (на последних 3-х витках), необходимо остановиться, зафиксировать задержку (back up) на теле нижней трубы и продолжить свинчивание.

6.2.15 При достижении значения окончательного момента свинчивания равного значению  $M_{\text{МАКС}}$  допустимо проворачивание муфты со стороны заводского соединения, при условии сохранения характера диаграммы свинчивания (рисунок 9). Для уменьшения вероятности проворачивания муфты значение окончательного момента должны находиться в пределах от  $M_{\text{МИН}}$  до  $M_{\text{ОПТ}}$ .

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

### **6.3.1 Общие требования**

6.3.1.1 Момент смыкания  $M_{\text{см}}$  упорных элементов соединения (упорного уступа муфты и упорного торца ниппеля) должен находиться в интервале между 15 % и 80 % оптимального момента свинчивания  $M_{\text{ОПТ}}$ .

6.3.1.2 Окончательный момент свинчивания соединения, должен находиться в пределах от минимального до максимального момента свинчивания.

6.3.1.3 Типичные случаи несоответствия формы диаграммы свинчивания приведены на рисунках 10 – 14.

В случае, если кривая свинчивания на диаграмме имеет несоответствующий вид, вызывающий сомнение качественной сборки, соединение должно быть развинчено. Поверхности резьбовых соединений ниппеля 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 оборудова-

ния и повторить свинчивание. Если результат повторного свинчивания аналогичен результату при первом свинчивании, ниппель и муфта должны быть забракованы.

Если при повторном свинчивании форма диаграммы не изменилась, следует отложить свинчиваемую трубу и последующую сборку выполнять с использованием другой трубы. Допускается использовать отложенную трубу для последующих свинчиваний, при условии отсутствия повреждений или их устранения, проверить настройку оборудования.

Трубы, на которых ниппель или муфта подвергались троекратному свинчиванию с заменой ответной трубы и имеющие несоответствующие по форме диаграммы свинчивания должны быть забракованы.

### 6.3.2 Диаграмма при правильном свинчивании

6.3.2.1 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 и упорных элементов соединения (участок II), как показано на рисунке 9.

6.3.2.2 Рост крутящего момента на первых оборотах, соответствующих начальному сопряжению резьбовых поверхностей, должен быть плавным и равномерным. Далее, при сопряжении резьбовых поверхностей и упорных элементов соединения, происходит резкий рост крутящего момента, свидетельствующий о правильном выполнении свинчивания.

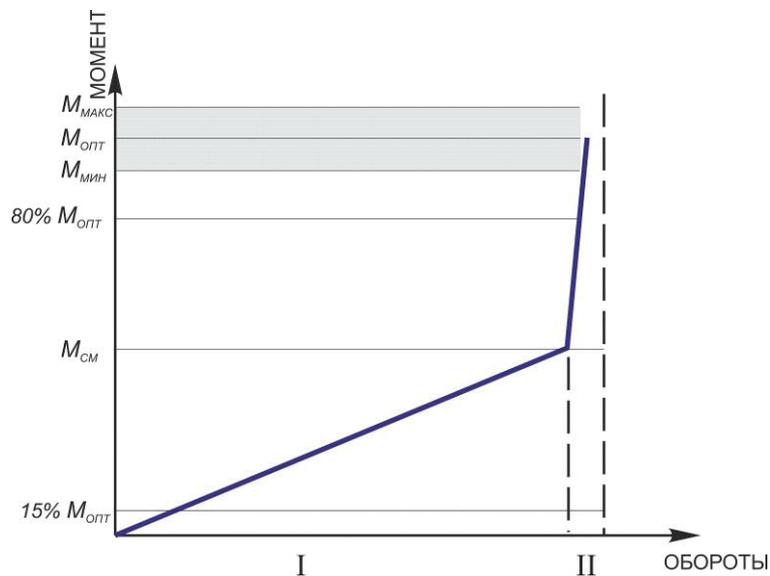


Рисунок 9

6.3.2.3 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, при условии не превышения пиковых значений, значению момента смыкания  $M_{\text{СМ}}$  и на диаграмме, возможно, отследить участки сопряжений резьбы и упорных элементов.

### 6.3.3 Диаграмма при прекращении роста крутящего момента

Если на завершающем этапе свинчивания рост момента прекращается, появляется горизонтальный участок (участок II, рисунок 10), но при этом не наблюдается проскальзывание зажимных кулачков, и длина участка II 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.

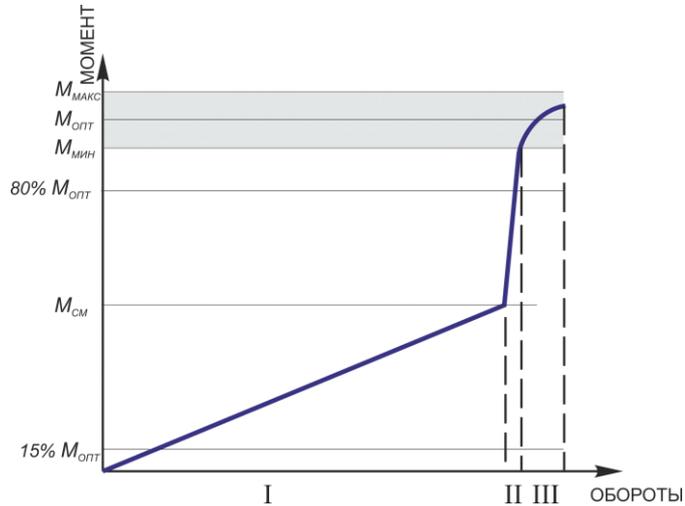


Рисунок 10

Если при осмотре резьбы и упорных элементов соединения не выявлены повреждения поверхности или изменения их формы, такие как уменьшение внутреннего диаметра упорного торца ниппеля или упорного уступа муфты, наплывы на внутренней поверхности муфты, то может быть произведено повторное свинчивание соединения.

### 6.3.4 Диаграмма при низком значении крутящего момента

6.3.1.7 Слишком низкое значение момента смыкания  $M_{CM}$  упорных элементов свинчиваемого соединения на диаграмме свинчивания (рисунок 11) может быть вызвано:

- неисправностью датчика нагрузки.

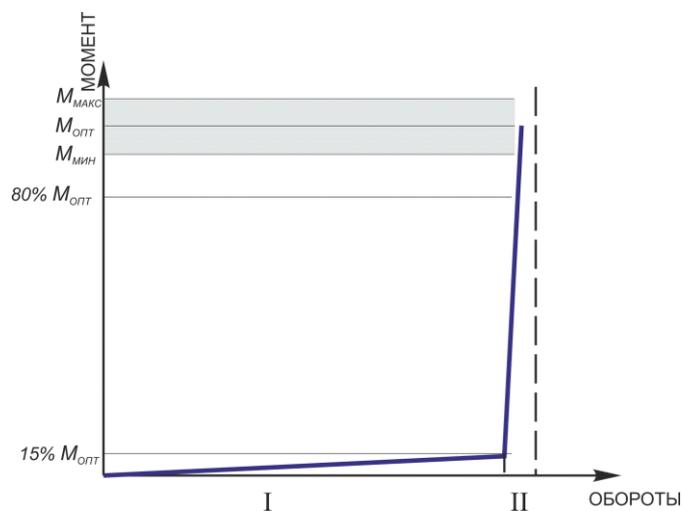


Рисунок 11

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

### 6.3.5 Диаграмма при высоком значении крутящего момента

Слишком высокое значение момента смыкания  $M_{см}$  упорных элементов свинчиваемого соединения на диаграмме свинчивания (рисунок 12) может быть вызвано:

- повреждением резьбы соединения;
- посторонними включениями между витками резьбы;
- неисправностью датчика нагрузки;

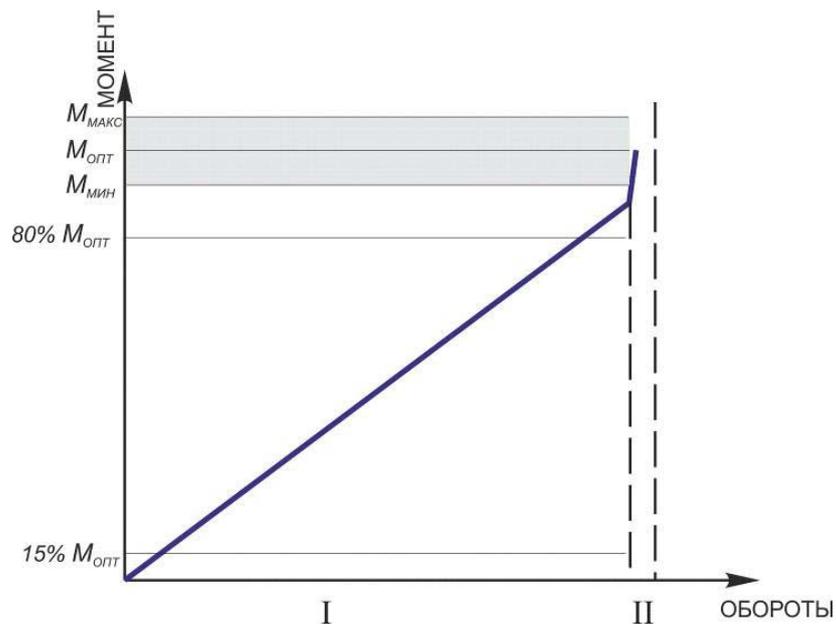


Рисунок 12

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

### 6.3.6 Диаграмма со скачками момента

Скачки момента на диаграмме свинчивания (рисунок 13) могут быть вызваны:

- неравномерностью нанесения смазочного покрытия;
- несоосностью муфтонаверточного оборудования;
- недостаточным усилием докрепления соединения;
- проскальзыванием зажимных кулачков.

Такая диаграмма считается приемлемой и может быть принята, при условии выполнения требований п. 6.3.2.3.

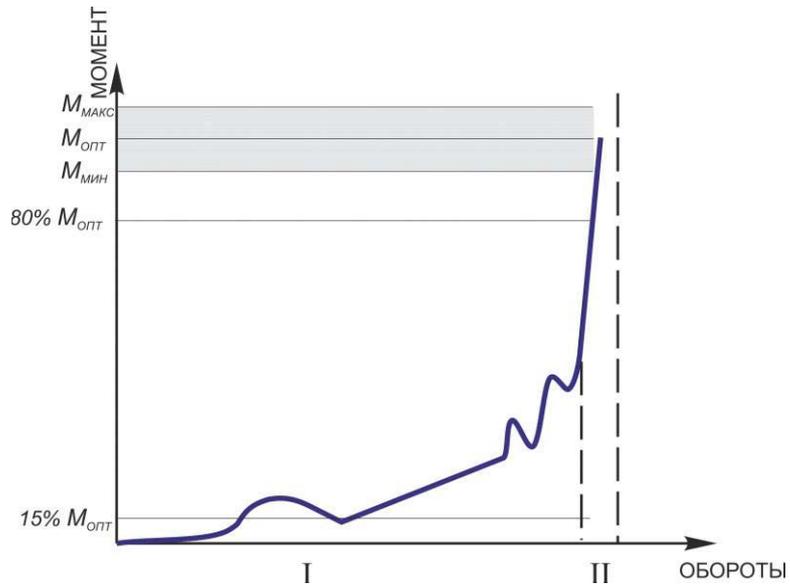


Рисунок 13

В противном случае соединение следует развинтить, осмотреть, в случае необходимости очистить, проверить установку ключа, соосность свинчиваемых труб, убедиться в отсутствии проскальзывания зажимных кулачков и повторить свинчивание..

### 6.3.7 Диаграмма с эффектом «волны»

Кривая свинчивания с эффектом «волны», не превышающим момент смыкания  $M_{см}$  упорных элементов соединения (рисунок 14) может быть вызвана:

- неравномерностью нанесения смазочного покрытия;
- посторонними включениями между витками резьбы.

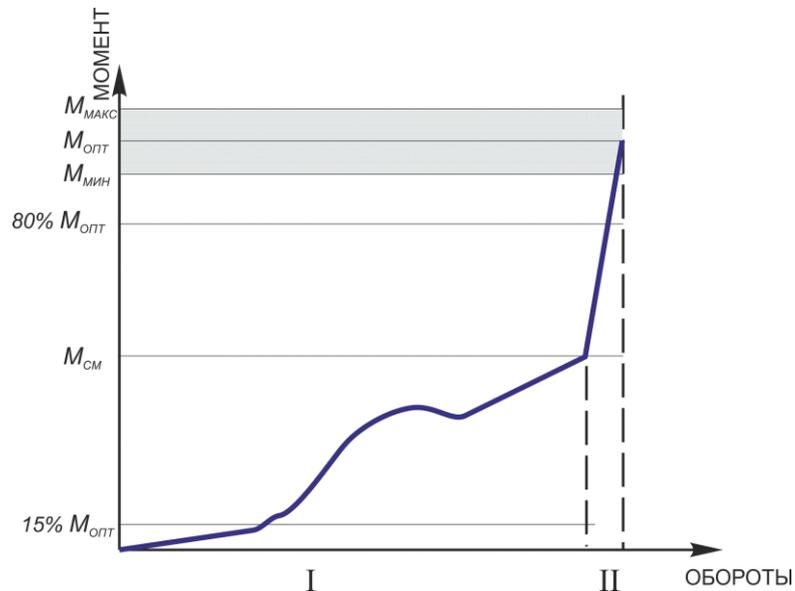


Рисунок 14

Такая диаграмма считается приемлемой и может быть принята в случае выполнения требований п. 6.3.2.3, в противном случае или в случае сомнения качественной сборки, необходимо развинтить соединение, очистить и провести осмотр на предмет повреждений. При отсутствии повреждений, повторить свинчивание.

## 6.4 Разборка колонны

6.4.1 При подъеме трубы из муфты не допускаются удары торца трубы о торец муфты.

6.4.2 В процессе развинчивания необходимо отслеживать равномерное продольное перемещение трубы, обусловленное постепенным увеличением количества витков резьбы входящих в зацепление.

Бурильщик, зафиксировав вес на крюке без нагрузки, дает натяжение в пределах 100÷150 кг и, по мере отворачивания, старается их сохранить до полного отворота резьбы. На последнем обороте необходимо остановить подъём трубы вверх, чтобы зафиксировать выход резьбы из зацепления (щелчок) и, после этого, вывести ниппель из муфты.

6.4.3 Перед развинчиванием машинный ключ должен быть выставлен как показано на рисунке 3.

6.4.4 Момент развинчивания должен обеспечивать разборку соединения.

Допускается снижение момента развинчивания резьбового соединения на 20% относительно рекомендуемого оптимального момента свинчивания  $M_{\text{опт}}$ .

6.4.5 Скорости развинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать таблице 6.

**Таблица 6 – Скорости развинчивания резьбового соединения**

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

6.4.6 Развинчивание не должно приводить к образованию на теле трубы и муфты значительных механических повреждений типа задиров, смятий и других несовершенств.

На наружной поверхности муфты не должно быть повреждений, глубина которых превышает 0,5 % номинального наружного диаметра муфты.

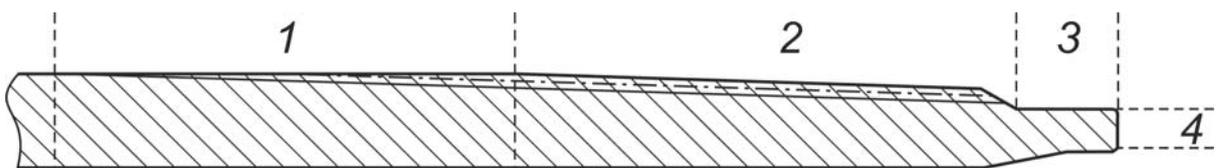
На наружной поверхности трубы допускаются повреждения от зажимов ключа, при этом фактическая толщина стенки трубы с учётом глубины повреждения должна быть не менее 87,5% от номинальной толщины стенки трубы.

После свинчивания трубы из хромистых сталей глубина следа на трубе должна быть не более 0,2 мм.

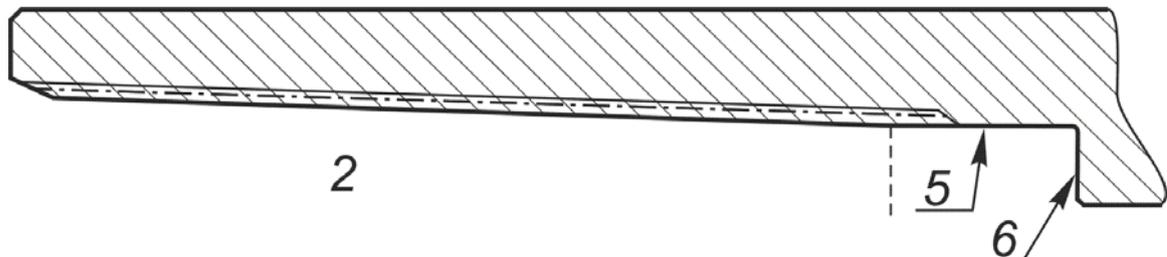
6.4.7 В случае выявления повреждений, поверхности резьбовых упорных элементов резьбовых соединений труб и муфт в процессе свинчивания необходимо, провести ремонт в соответствии с требованиями таблицы 7 и рисунка 16 или не допускать трубы и муфты к дальнейшему использованию;

Таблица 7 – Виды повреждений резьбовых соединений после свинчивания-развинчивания и способы их устранения

Участок поверхности (рисунок 15)	Вид повреждения	Степень повреждения по допустимому времени устранения, не более	Способ устранения
1	Неровности профиля (выступы и впадины, рисунок 16)	Слабые повреждения – удаляемые в течение не более 10 мин	Ручной ремонт (удаление выступов до уровня прилегающей поверхности витка резьбы) шлифовальным полотном с зерном 100–150 мкм
		Средние повреждения – удаляемые в течение не более 10 мин	Ручной ремонт (удаление выступов до уровня прилегающей поверхности витка резьбы) надфилем № 2 или № 3 и последующая обработка шлифовальным полотном с зерном 100–150 мкм
		Сильные повреждения – не удаленные в течение 10 мин	Ремонту не подлежат
1, 2,3,5	Вмятины, забоины, рванины, риски и другие дефекты	Слабые повреждения – удаляемые в течение не более 10 мин	Ручной ремонт (удаление) шлифовальным полотном с зерном 100–150 мкм
		Средние повреждения – удаляемые в течение не более 10 мин	Ручной ремонт (удаление) надфилем №2 или №3 и последующая обработка шлифовальным полотном с зерном 100–150 мкм
		Сильные повреждения – не удаленные в течение 10 мин	Ремонту не подлежат
4,6	Риски	Слабые повреждения – удаляемые в течение не более 10 мин	Ремонт (удаление) полировкой войлочным кругом
		Средние и сильные повреждения – не удаленные в течение 10 мин	Ремонту не подлежат
	Вмятины, забоины, рванины и другие дефекты любой глубины	Повреждения любой степени	Ремонту не подлежат



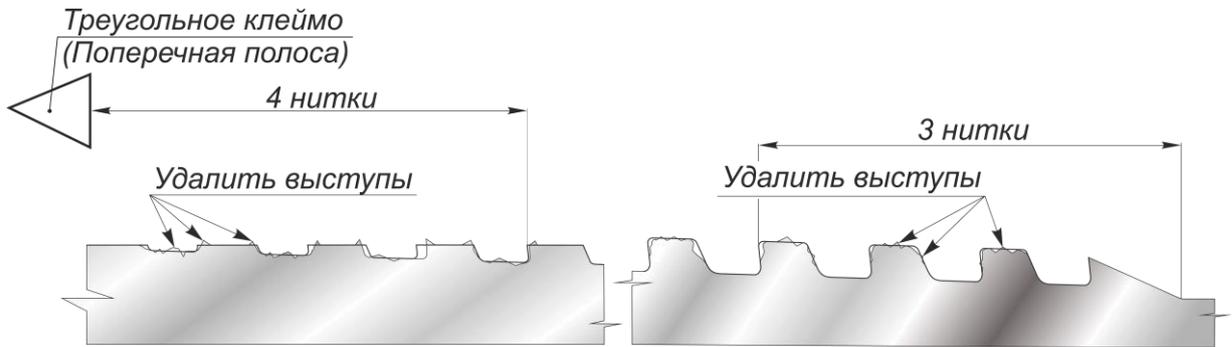
а) – Поверхность ниппеля



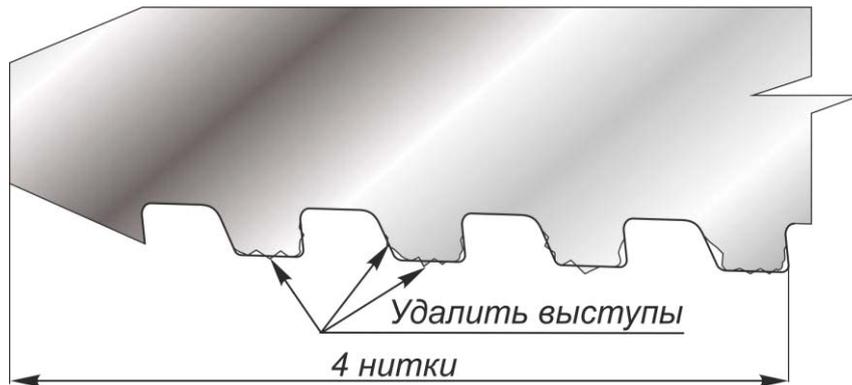
б) – Поверхность муфты

1 – резьба с неполным профилем; 2 – резьба с полным профилем; 3 – цилиндрическая проточка; 4 – упорный торец; 5 – цилиндрическая расточка 6 – упорный уступ;

Рисунок 15



а) – Поверхность резьбового соединения nipples



б) – Поверхность резьбового соединения муфты

**Рисунок 16**

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.

6.4.8 Если после проведения ремонта или развинчивания, повреждения покрытия составляют более 25% площади смазочного покрытия GW муфты, на повреждённые участки равномерным слоем при помощи кисти наносят ремонтный состав «РУСМА Полимер Премиум Р».

Если после проведения ремонта или развинчивания, повреждения покрытия составляют более 25% площади смазочного покрытия GW nipples, на повреждённые участки равномерным слоем при помощи кисти наносят состав «РУСМА Полимер Премиум МДМ»

При повреждении не более 25% площади смазочного покрытия GW nipples или муфты, проведения ремонта покрытия не требуется. Свойства покрытия обеспечиваются оставшейся площадью покрытия.

В случае отсутствия ремонтного состава дальнейшее использование труб производится только с использованием рекомендуемой резьбоуплотнительной смазки в соответствии с Приложением Б.

6.4.9 Допускается отслоение смазочного покрытия GW с поверхности резьбы nipples или муфты величиной не более 25% от покрытой поверхности с возможностью после-

дующего применения. Пример внешнего вида резьбового соединения, с покрытием GW ниппеля и муфты после разборки колонны представлены на рисунках 17 и 18.



**Рисунок 17**



**Рисунок 18**

6.4.10 В случае превышения допустимого отслоения (п. 6.4.8) смазочного покрытия необходимо нанести ремонтный состав.

6.4.11 После разборки колонны или проведения ремонта на муфтовый и ниппельный концы должны быть немедленно надеты предохранительные детали.

6.4.12 В случае необходимости хранения труб, необходимо выполнить:

- внешний осмотр резьбовых предохранителей на отсутствие повреждений;
- внешний осмотр тела трубы и муфты на отсутствие значительных механических повреждений;
- осмотр поверхности резьбы упорных элементов ниппеля и муфт;

– нанесение консервационной смазки (типа «Kendex OCTG», «BESTOLIFE Storage Compound (BSC)», «Total Jet Marine, «РУСМА консервационная»), «РУСМА – МЗ» или резьбоуплотнительную смазку, обладающую консервационными свойствами, и установить резьбовые предохранительные детали в соответствии с п.5.7.

## **7 Гарантии разработчика**

При соблюдении настоящих рекомендаций, резьбовое соединение ТМК UP MAGNA выдерживает не менее 3 циклов свинчивания/развинчивания с сохранением технических характеристик.

**Приложение А**  
**(обязательное)**

**Оборудование для регистрации свинчивания**

Свинчивание резьбового соединения ТМК UP MAGNA необходимо проводить с применением оборудования с регистрацией и сохранением диаграммы свинчивания (кривой свинчивания) в графическом или электронном виде.

Кривая строится по значениям крутящего момента (вертикальная ось) и числу оборотов (горизонтальная ось), которые должны иметь линейную шкалу. Рекомендуется регистрировать на диаграмме только последние два оборота, поскольку крутящий момент возрастает при завершении свинчивания.

При использовании компьютера, диаграмма свинчивания должна иметь следующие характеристики:

- достаточное разрешение (не менее 800×600 пикселей) для точного отображения профиля кривой, при этом диагональ экрана должна быть не менее 25 см, а кривая свинчивания должна занимать не менее 80 % площади экрана;
- изображение минимального и максимального крутящего момента горизонтальными линиями (при необходимости – оптимальное значение крутящего момента);
- изображение минимального и максимального момента смыкания упорных элементов соединения в виде горизонтальных линий;
- автоматическое и ручное определение момента смыкания упорных элементов соединения;
- изображение номера буровой площадки каждого свинчивания;
- изображение даты и времени каждого свинчивания;
- возможность добавления комментариев;
- изображение наименования компании-заказчика, номера скважины, наружного диаметра и толщины стенки 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!***

## Приложение Б

### (рекомендуемое)

#### Нанесение резьбовой смазки

Б.1 Для обеспечения оптимальных условий свинчивания и предотвращения задигов сопрягаемых поверхностей, на поверхность резьбы и упорных элементов соединений труб и муфт необходимо нанести резьбовую смазку.

Рекомендуется применение следующих резьбовых смазок:

- «РУСМА-1» и её модификации;
- «РУСМА Р-4» и её модификации;
- «РУСМА API Modified 1000»;
- «РУСМА API Modified»;
- «Bestolife API Modified»;
- «Bestolife 72733»;
- «Bestolife 2000»;
- «Bestolife API Modified HP/HT»
- «Bestolife 2000 NM»
- «JET-LUBE API Modified».

При свинчивании труб из хромистых сталей рекомендуется использовать «РУСМА Р-4» и «РУСМА Р-14» и их модификации.

По согласованию с разработчиком соединения допускается применение других наименований резьбовых уплотнительных смазок, соответствующих требованиям API RP 5A3/ISO 13678 и ГОСТ Р ИСО 13678.

Б.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, перекаldывание смазки в другие емкости  
и 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 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.

Б.3 Резьбовая смазка должна быть нанесена ровным слоем на всю поверхность резьбы, упорных элементов соединений трубы и муфты. На рисунках Б.1 и Б.2 показано правильное и неправильное нанесение резьбовой смазки.

Смазка должна наноситься на тщательно очищенную и высушенную поверхность резьбового соединения.

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

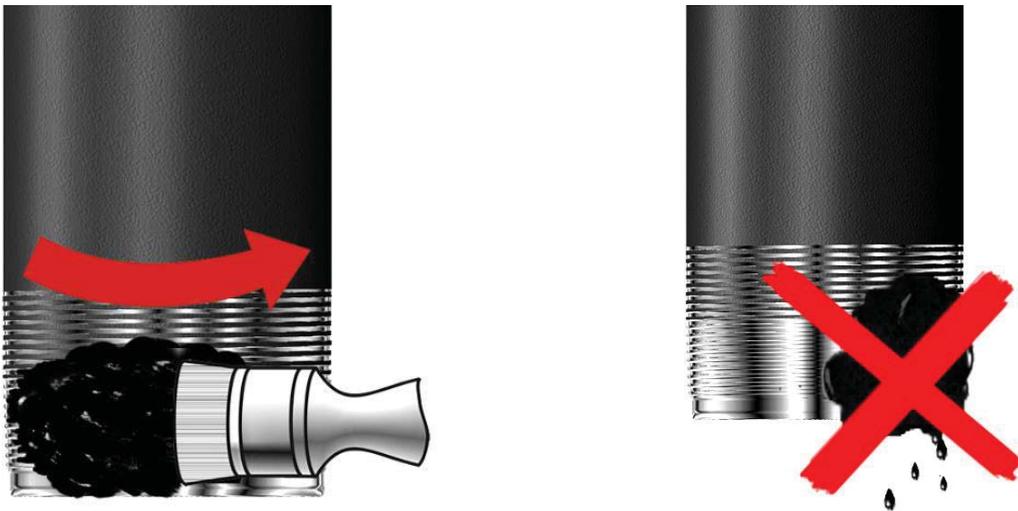


Рисунок Б.1

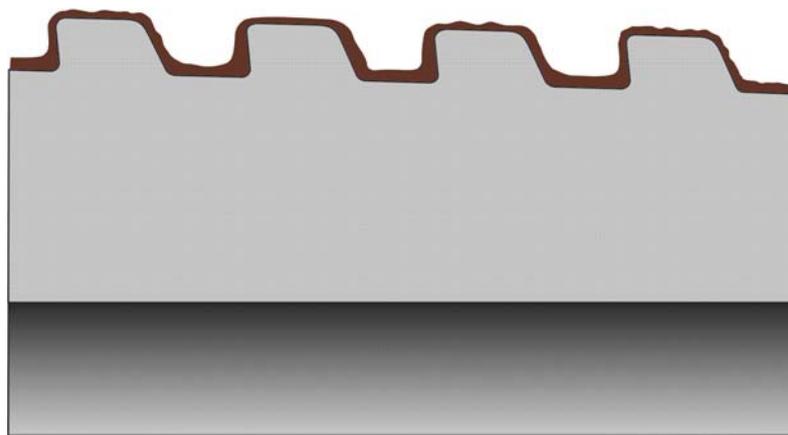


Рисунок Б.2

Б.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

$$m_{\text{мин}} = 0,25 \times D \quad (\text{Б.1})$$

$$m_{\text{макс}} = 0,30 \times D \quad (\text{Б.2})$$

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 508,0 мм:**

$$m_{\text{мин}} = 0,25 \times 508 = 28,5 \approx 127, \text{ г}$$

**при этом, не менее 85 г должно нанесено на конец муфты и не менее 42 г – на ниппель.**

**Примечание** – Рассчитываемая масса смазки является теоритической.

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.

Б.5 При свинчивании труб с переводниками или другими элементами колонны допускается применение резьбового герметика, при соблюдении следующих условий:

-если момент смыкания упорных элементов находится от 25% оптимального момента свинчивания и финальный момент сборки превышает момент смыкания на 20%;

-если момент смыкания упорных элементов соединения составляет более 80% оптимального момента свинчивания и при этом не является результатом заедания или повреждения резьбы, а 20% оптимального момента свинчивания прилагается после смыкания упорных элементов соединения.

## Приложение В

### (обязательное)

#### Требования безопасности при эксплуатации обсадных труб

##### **В.1 Обеспечение безопасности**

Меры по обеспечению безопасности при эксплуатации обсадных труб, включая их ввод в эксплуатацию, техническое обслуживание, все виды ремонта, периодическое диагностирование, испытания, консервацию, определяются организацией, эксплуатирующей оборудование, в состав которого входят обсадные трубы.

##### **В.2 Назначенные показатели**

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

По истечению срока службы обсадных труб решение об их проверке и установлении нового срока службы принимается организацией, эксплуатирующей оборудование, в состав которого входят обсадные трубы.

##### **В.3 Перечень критических отказов**

К критическим отказам при эксплуатации обсадных труб относится потеря герметичности и целостности резьбового соединения или трубы в целом.

К критическим отказам могут привести действия персонала, обслуживающего оборудование, в состав которого входят обсадные трубы, по несоблюдению требований настоящего руководства по эксплуатации.

##### **В.4 Действия персонала в случае критического отказа или аварии**

При возникновении критического отказа или аварии персонал, обслуживающий оборудование, в состав которого входят обсадные трубы, должен выполнить следующие действия:

- немедленно сообщить об отказе или аварии своему руководству;
- принять меры по ликвидации отказа или аварии и проинформировать о них руководство;
- после ликвидации отказа или аварии сделать краткую и ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, указав место, сущность, причину отказа или аварии, принятые меры по их ликвидации.

Работы по ликвидации отказа или аварии должны осуществляться по плану, разработанному организацией, эксплуатирующей оборудование, в состав которого входят обсадные трубы.

## **В.5 Критерии предельных состояний**

### **В.5.1 Остаточная толщина стенки и состояние внутренней поверхности**

Показателями, определяющими предельное состояние обсадных труб, являются остаточная толщина стенки и состояние внутренней поверхности труб.

Уменьшение толщины стенки труб обусловлено потерей металла, обычно с внутренней поверхности труб, вследствие механического износа или истирания, вызываемого механическим воздействием оборудования и труб, находящихся внутри обсадной колонны. Уменьшение остаточной толщины стенки труб может выражаться в виде равномерного износа стенки труб или локальных механических повреждений.

Ухудшение состояния внутренней поверхности труб обусловлено коррозионным воздействием среды, в условиях которой происходит добычи продукции.

Предельно допустимая остаточная толщина стенки труб (до вывода из эксплуатации) – 50 % номинальной толщины стенки.

### **В.5.2 Оценка пригодности**

Оценка пригодности обсадных труб для дальнейшей эксплуатации требует проверки остаточной толщины стенки и состояния внутренней поверхности труб для определения стойкости труб к смятию, разрыву, растяжению и коррозионному воздействию и должна проводиться в соответствии с нормативной документацией на трубы.

## **В.6 Вывод труб из эксплуатации и утилизация**

Вывод труб из эксплуатации осуществляет организация, эксплуатирующая оборудование, в состав которого входят обсадные трубы, при достижении ими предельных показателей, указанных в 5.5, В.2 и В.5 настоящего руководства по эксплуатации. Решение об утилизации обсадных труб принимаются в зависимости от условий ликвидации скважины.

## **В.7 Квалификация обслуживающего персонала**

Персонал, обслуживающий оборудование, в состав которого входят обсадные трубы, должен иметь профессиональную подготовку не ниже среднего специального образования.

Перед началом эксплуатации труб персонал должен быть ознакомлен с характеристиками труб и настоящим руководством по эксплуатации.