




УТВЕРЖДАЮ

Директор по разработке
ООО «ТМК - Премиум Сервис»


_____ А.С. Мыслевцев
« 7 » 09 2020 г.

РУКОВОДСТВО

по сборке и эксплуатации теплоизолированных
насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями
ТМК UP PF, ТМК UP GF, ТМК UP CS и ТМК UP FMT

РЭ ПС 02-002-2011

Редакция 2

СОГЛАСОВАНО:

Начальник серийно-конструкторского бюро
ООО «ТМК - Премиум Сервис»


_____ Е.В. Леонов
« _____ » _____ 2020

РАЗРАБОТАНО:

Главный инженер
АО «СинТЗ»


_____ Е.М. Засельский
_____ 2020
2020


Предисловие

Настоящая инструкция по сборке и эксплуатации ТЛТ с резьбовыми соединениями ТМК UP PF, ТМК UP GF, ТМК UP CS и ТМК UP FMT разработана 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»;

- ГОСТ 34380-2017 «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию»

- ТР ТС 010/2011 Технический регламент ЕАЭС «О безопасности машин и оборудования».

Сведения о руководстве по сборке и эксплуатации

1 УТВЕРЖДЕН Директором по разработке ООО «ТМК-Премиум Сервис» А.С. Мыслевцевым.

2 РАЗРАБОТАН Начальником серийно-конструкторского бюро ООО «ТМК-Премиум Сервис» Леоновым Е.В., главным инженером АО «СинТЗ» Засельским Е.М.

3 Взамен РЭ ПС 02-002-2011 (первая редакция).

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 работы	4
4.3 Складирование и хранение.....	4
5 Подготовка труб к свинчиванию.....	6
5.1 Общие положения.....	6
5.2 Внешний осмотр.....	8
5.3 Снятие резьбовых предохранительных деталей.....	9
5.4 Очистка от смазки.....	9
5.5 Осмотр резьбового соединения.....	10
5.6 Шаблонирование.....	15
5.7 Измерение длины труб.....	16
5.8 Установка резьбовых предохранительных деталей.....	17
6 Свинчивание труб.....	17
6.1 Нанесение резьбоуплотнительной смазки.....	17
6.2 Спуско-подъемные операции.....	20
6.3 Сборка колонны.....	22
6.4 Контроль свинчивания резьбового соединения по диаграмме свинчивания.....	27
6.5 Разборка колонны.....	34
6.6 Контроль свинчивания по треугольному клейму.....	36
7 Гарантии изготовителя.....	36
Приложение А (обязательное) Оборудование для регистрации свинчивания.....	37
Приложение Б (обязательное) Требования безопасности при эксплуатации труб...	39
Приложение В (рекомендуемое) Методика уточнения моментов свинчивания по осевым меткам.....	48
Приложение Г (справочное) Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011.....	52

РУКОВОДСТВО

по сборке и эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями ТМК UP PF, ТМК UP GF, ТМК UP CS и ТМК UP FMT

Дата введения _____-2020

1 Область применения

Настоящее руководство содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб (ТЛТ) с резьбовыми соединениями ТМК UP PF, ТМК UP GF, ТМК UP CS и ТМК UP FMT 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:

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

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

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;

ТУ 0254-001-46977243-2002 Смазка резьбовая «РУСМА-1», «РУСМА-1 (з)»;

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

- ТУ 0254-007-11006106-02 Смазка индустриальная «ИП-1» (зимняя);

- ТУ 38.101820-80 Смазка индустриальная «ИП-1»

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

3 Термины и определения

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

3.1 герметизирующий узел: Совокупность уплотнительных и упорных элементов трубы и муфты, обеспечивающих герметичность резьбового соединения при свинчивании муфты с ниппелем.

3.2 докрепление резьбового соединения при свинчивании: Заданное перемещение резьбового соединения в окружном направлении, после смыкания упорных поверхностей резьбового соединения.

3.3 уплотнительные элементы соединения: Уплотнительная проточка ниппеля и уплотнительная расточка муфты, обеспечивающие герметичность резьбового соединения при свинчивании ниппеля с муфтой – для соединения ТМК UP PF. Наружное и внутреннее радиальные уплотнения ниппеля и муфты – для соединений ТМК UP GF и ТМК UP FMT. Радиальная коническая проточка трубы и радиальная коническая расточка муфты – для соединения ТМК UP CS.

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

4 Транспортирование, погрузо-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 Технические условия погрузки и крепления грузов, действующие на транспорте данного вида.

4.1.2 Транспортирование и хранение труб рекомендуется осуществлять с консервационным покрытием наружной поверхности труб, с целью предохранения их от коррозии.

4.1.3 Транспортирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение труб должны выполняться только с установленными на торцы труб и муфт резьбовыми

предохранителями, защищающими резьбу, упорные и уплотнительные поверхности резьбовых соединений от внешних воздействий.

4.1.4 Транспортирование муфтовых вкладышей, вплоть до непосредственного применения на буровой установке, должно осуществляться в специальных ящиках.

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

4.1.6 Пакеты труб при транспортировании должны быть надежно закреплены, чтобы исключить их смещение. Допускается использование деревянных прокладок при закреплении 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 прокладок толщиной 35-40 мм, чтобы вес верхних рядов труб не распределялся на муфты нижних рядов и исключить прогиб труб.

4.1.7 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.

4.1.8 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.

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

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

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

4.2 Погрузочно-разгрузочные работы

4.2.1 Все погрузочно-разгрузочные операции с трубами должны проводиться с установленными на концы труб и муфт резьбовыми 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 допускается быстрого перемещения и соударения концов труб.

При использовании подъёмного крана необходимо применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утверждёнными 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 вильчатые захваты, стойки и зажимы с неметаллическим покрытием.

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

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

На стеллажах не должно быть камней, песка и грязи!

4.3.3 Пакеты труб должны укладываться на опоры, расположенные с интервалами, исключающими прогиб изделий или повреждение резьбового соединения. 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.

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 и исключить прогиб труб.

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 резьбы или резьбовых предохранительных деталей.

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

4.3.8 При хранении труб до использования более 6 месяцев необходимо произвести замену смазки под предохранительными деталями, за исключением труб, на резьбовые соединения которых нанесено смазочное покрытие более длительного хранения.

Для этого необходимо выполнить следующие действия:

- распаковать пакет и раскатать трубы;
- снять резьбовые предохранительные детали в соответствии с 5.3;
- удалить исходную смазку в соответствии с 5.4;
- нанести консервационную смазку (Kendex OCTG, «ИП-1» по ТУ 0254-007-11006106 или аналогичную или резьбоуплотнительную смазку, обладающую консервационными свойствами), срок годности которой истекает не менее чем через 6 месяцев – до следующей возможной замены смазки или применения труб;
- установить ранее снятые резьбовые предохранительные детали, очищенные от исходной смазки, или новые резьбовые предохранительные детали в соответствии с 5.8;

- по окончании операции – увязать пакеты согласно упаковочному листу или хранить поштучно.

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

4.3.10 При хранении труб из хромистых сталей на всех опорах, на которых размещены трубы, должны быть проложены деревянные или пластмассовые прокладки.

4.3.11 На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб с вышеперечисленными требованиями.

4.3.12 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 пере-сортировки. На стеллажах трубы следует располагать муфтами в сторону устья скважины.

4.3.13 Муфтовые вкладыши следует хранить упакованными в транспортировочных ящиках вплоть до непосредственной установки в муфты.

Количество муфтовых вкладышей должно соответствовать количеству ТЛТ по плану работ плюс 5 дополнительных вкладышей.

5 Подготовка к свинчиванию

5.1 Общие положения

5.1.1 Перед подъемом труб на буровую необходимо выполнить следующие действия:

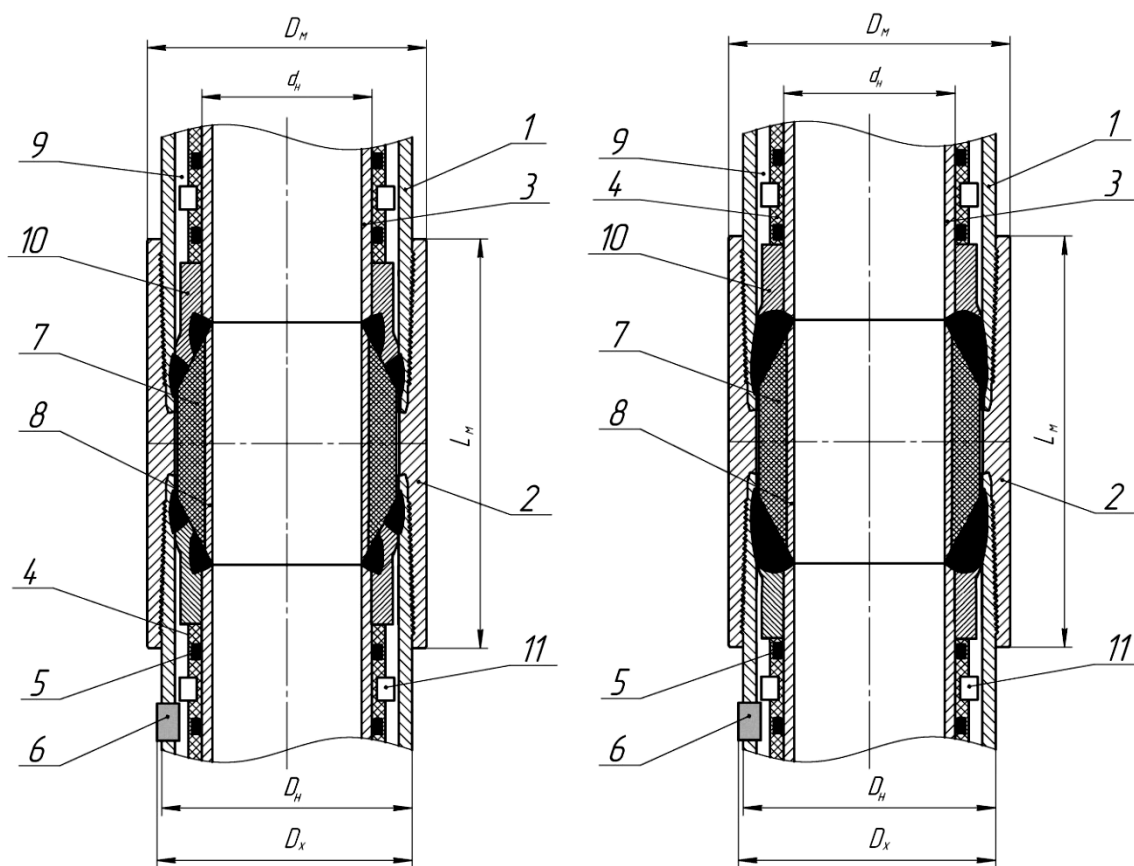
- провести внешний осмотр труб и муфт;
- снять резьбовые предохранительные детали с труб и муфт;
- удалить консервационную смазку с резьбовых соединений труб и муфт;
- провести осмотр поверхностей резьбовых соединений труб и муфт;
- провести шаблонирование труб по всей длине в соответствии с 5.6;
- измерить длину каждой трубы в соответствии с 5.7;
- повторно установить чистые резьбовые предохранительные детали на трубы и муфты;
- проверить сопроводительную документацию в соответствии с 5.1.2.

5.1.2 Каждая партия ТЛТ должна сопровождаться следующей документацией:

- настоящим руководством;
- паспортом на каждую ТЛТ;
- протоколами проведения испытаний контрольных сварных соединений;
- документом о качестве (сертификатом) на вкладыши муфтовые;
- документом о качестве (сертификатом) на трубы для изготовления ТЛТ.

При отсутствии каких-либо документов партия ТЛТ должна быть отложена до принятия решения о возможности применения.

5.1.3 Конструкция ТЛТ и ее основные параметры приведены на рисунке 1 и в таблице 1.



1 - внешняя труба; 2 - муфта; 3 - внутренняя труба; 4 - экранная изоляция; 5 - геттер (поглотитель остаточных газов); 6 - клапан вакуумный; 7 - фторопластовый изолятор вкладыша муфтового; 8 - втулка защитная металлическая вкладыша муфтового; 9 - вакуумированное межтрубное пространство; 10 - элемент соединительный; 11 - центратор.

d_n - наружный диаметр внутренней трубы; D_n - наружный диаметр наружной трубы; D_m - наружный диаметр муфты; D_x - габаритный размер ТЛТ, измеренный по наиболее выступающей части клапана и противоположной стороне внешней трубы, L_m - длина муфты.

Рисунок 1 – Конструкции трубы теплоизолированной

Таблица 1 – Основные параметры ТЛТ

Типоразмер ТЛТ	Внешняя труба			Внутренняя труба			Изменение массы трубы вследствие отделки концов труб М _{отд} , кг	Масса комплектующих изделий, М _к , кг	Габаритный размер D _х , мм
	Наружный диаметр D _н , мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Наружный диаметр d _н , мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
168x8,94 – 114x6,88	168,28	8,94	L80 тип 1	114,30	6,88	J55	2,75	32,17	186,0
			L80 тип 13Cr			L80 тип 13Cr			
			L80 тип 13CrL			L80 тип 13CrL			
168x8,94 – 114x7,37	168,28	8,94	L80 тип 13Cr	114,30	7,37	L80 тип 13Cr	2,75	32,17	186,0
			L80 тип 13CrL			L80 тип 13CrL			
114x6,88 – 73x5,51	114,30	6,88	N80	73,02	5,51	N80	1,12	19,66	132,0
89x6,45 – 60x4,83	88,90	6,45	N80	60,32	4,83	N80	0,85	8,06	110,0

Примечания:

1 В массу комплектующих изделий входят массы: элементов соединительных, центраторов, экранной изоляции, клапана вакуумного, геттеров, сварных швов.

2 Масса вкладыша муфтового составляет: 3,1 кг для труб размером 168x8,94 – 114x6,88 мм, 2,3 кг для труб размером 114x6,88 – 73x5,51 мм и 0,5 кг для труб размером 89x6,45 – 60x4,83 мм.

5.1.4 Подробные характеристики труб приведены в нормативной документации (далее – НД) на ТЛТ.

5.2 Внешний осмотр

5.2.1 Внешний осмотр труб, муфт и резьбовых предохранительных деталей должен проводиться для выявления отклонений формы, вмятин и повреждений, наличия маркировки согласно НД. В том числе проводят осмотр сварных швов и вакуумного клапана ТЛТ.

5.2.2 Внешний осмотр труб и муфт проводят без снятия 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 предохранительных деталей

5.3.1 После проведения внешнего осмотра 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 Очистка от смазки

5.4.1 После снятия резьбовых предохранительных деталей, резьбовые соединения труб и муфт должны быть очищены от смазки горячей мыльной водой или пароочистителем. Воду рекомендуется подавать под напором. При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя (Нефрас, Уайт-спирит и т.п.). После удаления смазки необходимо продуть резьбовое соединение сжатым воздухом или протереть сухой ветошью.

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

5.4.2 Использование барита или металлической щетки приводит к появлению царапин на уплотнительных поверхностях резьбового соединения, что может привести к потере герметичности соединения. Также, не допускается использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности соединения и приводящие к ухудшению нанесения смазки и ее адгезии к металлу.

5.4.3 После удаления смазки, резьбовые соединения следует протереть сухой и чистой ветошью или просушить продувкой сжатым воздухом.

5.4.4 При поставке труб с резьбоуплотнительной смазкой «РУСМА-1(з)», «РУСМА Р-4(з)», «РУСМА Р-14(з)» под предохранительными деталями, допускается проведение первой спуско-подъемной операции без удаления заводской смазки, в случае наличия заводских предохранительных деталей и отсутствия их повреждений. После отвинчивания предохранительных деталей необходимо убедиться:

- в отсутствии в смазке посторонних включений;
- в равномерности покрытия резьбы смазкой (при необходимости выровнять поверхность и/или добавить смазку того же типа);

- в том, что от срока изготовления трубы, указанного в сертификате, не прошло более 1 года.

5.4.5 Допускается повторное использование снятых резьбовых предохранителей, при условии, что перед установкой они должны быть тщательно очищены от ранее нанесенной смазки и внимательно осмотрены для выявления повреждений.

Очистку от смазки следует проводить в соответствии с требованиями по очистке резьбовых соединений труб и муфт, приведенными в 5.4.1 – 5.4.3.

Если изготовителем труб были установлены резьбовые предохранители с использованием резьбоуплотнительной смазки и сборка колонны проводится не позднее 6-и месяцев с даты изготовления труб, допускается при повторном использовании резьбовых предохранителей не очищать их от смазки.

Не допускается повторно использовать резьбовые предохранители со значительными повреждениями резьбы и формы.

Допускается использование других смазок, соответствующим требованиям API RP 5A3/ISO 13678 или ГОСТ Р ИСО 13678, при этом указанные моменты свинчивания могут отличаться от приведенных в таблице 7.

5.5 Осмотр резьбового соединения

5.5.1 Осмотр резьбового соединения должны проводить специалисты:

- бригады по сборке колонны ТЛТ;
- организации, занимающиеся инспекцией ТЛТ.

Для первого спуска колонны рекомендуется привлекать специалистов поставщика ТЛТ.

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

- на наличие повреждений в результате соударения труб между собой или каких-либо других ударных воздействий;
- на наличие повреждений в результате свинчивания с резьбовыми предохранительными деталями (при попадании в них инородных частиц);
- на наличие коррозии или других химических повреждений в результате воздействия окружающей среды.

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

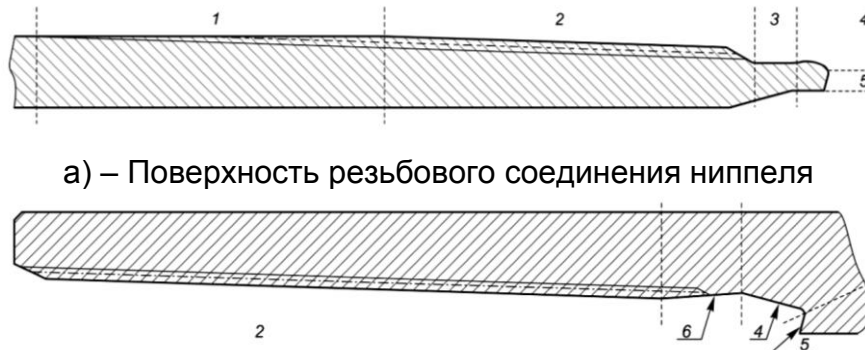
5.5.4 Возможные повреждения поверхности резьбовых, уплотнительных и упорных элементов резьбовых соединений труб и муфт перед началом эксплуатации и способы их устранения приведены в таблицах 2 и 3.

5.5.5 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-Coarse Plus или аналогичный), и измерения высоты слепка дефекта с помощью толщиномера с точностью измерений не менее 0,01 мм (прибор G2-127 фирмы РЕАСОСК 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 РЕАСОСК или аналогичный).

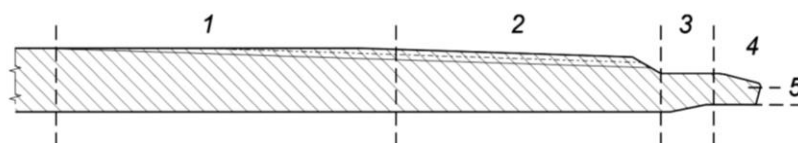
5.5.6 При обнаружении недопустимых повреждений на трубах, такие трубы должны быть отбракованы, составлен акт с указанием заводских номеров труб и номеров паспортов труб, описанием обнаруженных дефектов и, при возможности, с приложением фотографий.



б) – Поверхность резьбового соединения муфты

1 – резьба с неполным профилем; 2 – резьба с полным профилем; 3 – цилиндрическая проточка; 4 – радиальный уплотнительный элемент; 5 – упорный элемент; 6 – коническая расточка

Рисунок 2 – Участки поверхности резьбового соединения ТМК UP GF ниппеля и муфты



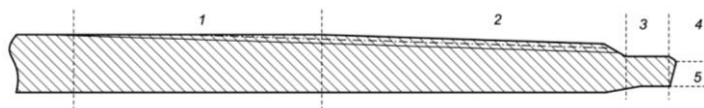
а) – Поверхность резьбового соединения ниппеля



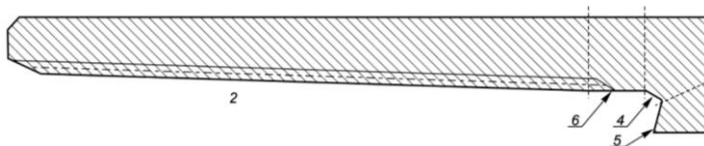
б) – Поверхность резьбового соединения муфты

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

Рисунок 3 – Участки поверхности резьбового соединения ТМК UP PF ниппеля и муфты



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 - цилиндрическая расточка

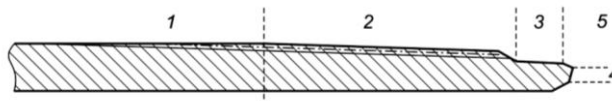
Рисунок 4 – Участки поверхности резьбового соединения ТМК UP FMT ниппеля и муфты

Таблица 2 – Виды повреждений и способы их устранения (ТМК UP GF, ТМК UP PF и ТМК UP FMT)

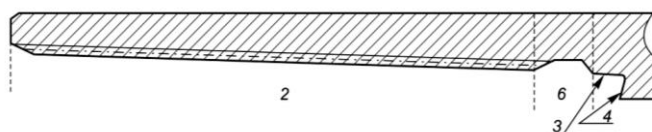
Участок контроля (рисунки 2-4)	Повреждения	Устранение повреждений
1, 2, 5	Точечная коррозия глубиной менее 0,1 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт (удаление) с помощью неметаллической щетки с мягкой щетиной или шлифовального полотна с зерном «0»
	Точечная коррозия глубиной более 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, забои и другие механические повреждения	Ремонту не подлежит

Окончание таблицы 2

Участок контроля (рисунки 2-4)	Повреждения	Устранение повреждений
3,6	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 подлежит
	Забоины	Ремонту не подлежит
	Мелкие риски	Полировка войлочным кругом



а) – Поверхность резьбового соединения ниппеля



б) – Поверхность резьбового соединения муфты

1 – резьба с неполным профилем; 2 – резьба с полным профилем; 3 - конический уплотнительный элемент; 4 – упорный элемент; 5 – фаска (или радиус); 6 – канавка для выхода инструмента

Рисунок 5 – Участки поверхности резьбового соединения ТМК UP CS ниппеля и муфты

Таблица 3 – Виды повреждений и способы их устранения (ТМК UP CS)

Участок контроля (рисунок 5)	Повреждения	Устранение повреждений
1	Заусенцы шириной менее 0,3 мм. Рванины, царапины и риски глубиной менее 0,3 мм	Ручной ремонт войлочным кругом или нетканым абразивом
	Вмятины, забоины и другие механические повреждения более 0,3 мм	Ремонту не подлежит
	Точечная коррозия глубиной менее 0,3 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна или нетканого абразива
	Точечная коррозия глубиной более 0,3 мм	Ремонту не подлежит

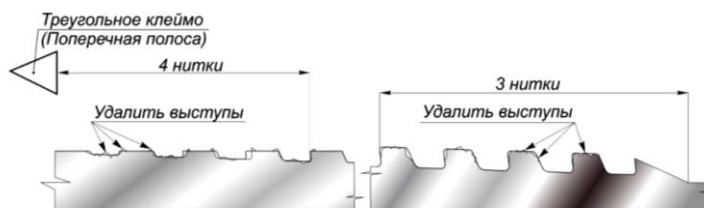
Окончание таблицы 3

Участок контроля (рисунок 5)	Повреждения	Устранение повреждений
2,4	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 подлежит
3	Точечная коррозия любой глубины	Ремонту не подлежит
	Незначительная ржавчина поверхности	Полировка войлочным кругом или шлифовальным полотном с зерном «0»
	Заусенцы, рванины и царапины	Ремонту не подлежит
	Забоины	Ремонту не подлежит
	Мелкие риски	Полировка войлочным кругом или шлифовальным полотном с зерном «0»
5,6	Точечная коррозия глубиной менее 0,3 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна, шлифовальных головок
	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», шлифовальных головок

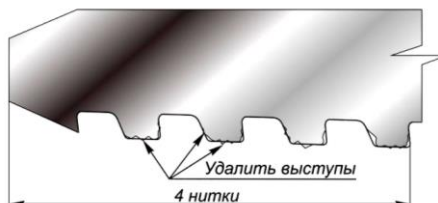
5.5.7 Возможные повреждения поверхности резьбовых, уплотнительных и упорных элементов труб и муфт в процессе свинчивания и способы их устранения приведены в таблице 4 и на рисунке 6.

Таблица 4 – Виды повреждений и способы их устранения в процессе свинчивания

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



а) – Поверхность резьбового соединения ниппеля



б) – Поверхность резьбового соединения муфты

Рисунок 6 – Участок поверхности резьбового соединения ниппеля и муфты

5.6 Шаблонирование

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

5.6.2 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.

5.6.3 Температуры трубы и шаблона при проведении шаблонирования должны быть одинаковы.

5.6.4 Размеры рабочей части оправки должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 5. Через каждые 50 труб рекомендуется проверять диаметр рабочей части оправки в трех плоскостях по длине. При уменьшении диаметра оправки более чем на 0,5 мм в какой-либо из трех плоскостей, оправка должна быть забракована.

Таблица 5 – Размеры рабочей части оправки

Типоразмер ТЛТ	Номинальный наружный диаметр и толщина стенки внутренней трубы, мм	Длина рабочей части оправки, мм	Диаметр рабочей части оправки, мм
89x6,45 – 60x4,83	60,32x4,83	1250	48,28 ^{+0,25}
114x6,88 – 73x5,51	73,02x5,51	1250	59,62 ^{+0,25}
168x8,94 – 114x6,88	114,30x6,88	1250	97,36 ^{+0,25}
168x8,94 – 114x6,88	114,30x6,88	1250	97,36 ^{+0,25}
168x8,94 – 114x7,37	114,30x7,37	1250	96,38 ^{+0,25}

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

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

5.7 Измерение длины труб

5.7.1 Длину каждой трубы следует измерять от свободного (без резьбовой предохранительной детали) торца муфты до основания треугольного знака на противоположном конце трубы.

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

5.7.2 Допускается длину каждой трубы измерять от свободного (без резьбового предохранителя) торца муфты до свободного торца трубы. При этом, для расчета общей длины колонны необходимо учитывать уменьшение длины труб при свинчивании, указанное в таблице 6. Общую длину колонны тогда необходимо рассчитывать по следующей формуле

$$L = \sum L_{\phi} - n * \Delta L$$

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;

ΔL – уменьшение длины труб при свинчивании, в соответствии с таблицей 6.

Таблица 6 – Уменьшение длины трубы при свинчивании

Номинальный наружный диаметр внешней трубы, мм	Тип резьбового соединения	Уменьшение длины, мм
88,90	ТМК UP FMT	83,2
114,30	ТМК UP FMT	93,2
168,28	ТМК UP GF	114,4
	ТМК UP CS	114,3
	ТМК UP PF	113,9

5.8 Установка резьбовых предохранительных деталей

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

5.8.2 Перед установкой, резьбовые предохранительные детали должны быть тщательно очищены и не иметь значительных повреждений, влияющих на обеспечение защиты резьбы и уплотнительного элемента от прямого контакта с внешним воздействием.

6 Свинчивание труб

6.1 Нанесение резьбоуплотнительной смазки

6.1.1 Для обеспечения оптимальных условий свинчивания и предотвращения задиров сопрягаемых поверхностей, на поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений труб и муфт необходимо нанести резьбоуплотнительную смазку.

Резьбоуплотнительная смазка должна соответствовать требованиям API RP 5A3/ISO 13678 и ГОСТ Р ИСО 13678.

Рекомендуется применение следующих резьбоуплотнительных смазок:

- «РУСМА-1» и её модификации;
- «РУСМА-Р-4» и её модификации;
- Bestolife API Modified.

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

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

6.1.2 Резьбоуплотнительная 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, перекаладывание 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 резьбоуплотнительной смазки необходимо проверить срок годности смазки, указанный на емкости со смазкой.

Не допускается использовать смазку с истекшим сроком годности.

6.1.3 При использовании резьбоуплотнительной 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.

Резьбоуплотнительная смазка должна быть нанесена на всю поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений трубы и муфты. На рисунках 7 и 8 показано правильное и неприемлемое нанесение резьбоуплотнительной смазки.

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

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

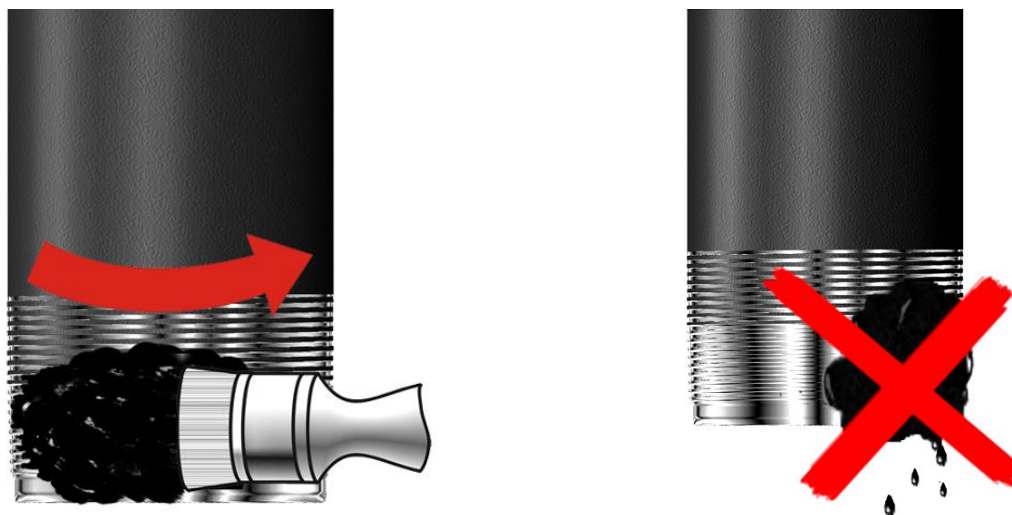


Рисунок 7

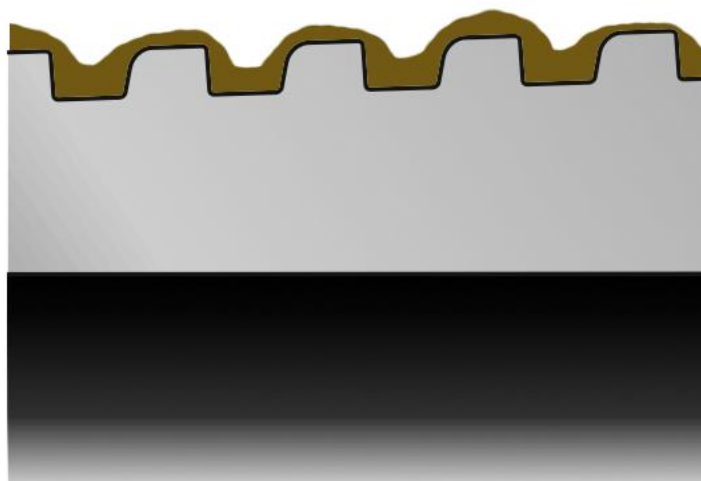


Рисунок 8

6.1.4 Необходимое количество резьбоуплотнительной смазки должно распределяться между муфтой и концом трубы, следующим образом: 2/3 количества – на конец муфты, 1/3 количества – на конец трубы.

Минимальная и максимальная массы смазки $m_{\text{мин}}$ и $m_{\text{макс}}$, в граммах, необходимые для свинчивания одного соединения должны рассчитываться по следующим формулам:

$$m_{\text{мин}} = 0,20 \times D \quad (1)$$

$$m_{\text{макс}} = 0,25 \times D \quad (2)$$

где: $m_{\text{мин}}$ – минимальная масса смазки, в граммах, округленная до целого значения;

$m_{\text{макс}}$ – максимальная масса смазки, в граммах, округленная до целого значения;

D – наружный диаметр трубы, в мм, округленный до десятичного знака после запятой.

Пример – Минимальное количество смазки, необходимое для свинчивания одного резьбового соединения ТЛТ номинальным наружным диаметром 168,28 мм:

$$m_{\text{мин}} = 0,20 \times 168,3 = 33,66 \approx 34 \text{ г,}$$

при этом, не менее 23 г должно быть нанесено на конец муфты и не менее 11 г на конец трубы.

6.1.5 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 резьбоуплотнительной смазки одного наименования.

6.1.6 В случае, если заказчик решает использовать резьбовой герметик (клей, гель, электрозаклепки) для свинчивания труб с переводниками или другими элементами колонны – герметичность резьбового соединения не гарантируется. В таком случае все риски и ответственность за герметичность в полном объеме возлагается на заказчика.

6.1.7 Если на емкости с резьбоуплотнительной смазкой указан коэффициент трения, он **НЕ ДОЛЖЕН** применяться для корректировки рекомендованного момента свинчивания резьбовых соединений. Конструкция соединений исключает влияние резьбоуплотнительной смазки на свинчивание соединения.

6.2 Спуско-подъемные операции

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

В случае отсутствия системы регистрации крутящего момента следует использовать в порядке очередности:

- манометр трубного ключа (пересчет давления в крутящий момент в соответствии с рекомендациями изготовителя ключа);
- треугольное клеймо (поперечную полосу).

Перечисленные методы контроля являются второстепенными и не позволяют оценить качество сборки.

6.2.2 При спуско-подъемных операциях необходимо использовать специальную направляющую или направляющую воронку (рисунок 9). При опускании ниппеля в муфту это обеспечивает центровку конца трубы и предотвращает повреждение резьбовых соединений.



Рисунок 9

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

В случае неисправности компенсатора веса или его отсутствия, бурильщик должен самостоятельно регулировать постоянный вес на крюке с учётом веса трубы.

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

6.2.5 Машинный ключ должен иметь регулятор скорости вращения и обеспечивать скорость не более 2 об/мин на заключительном этапе свинчивания.

Машинный ключ должен иметь захваты под используемый размер труб с учетом плюсового допуска 1 % от номинального наружного диаметра трубы. Захваты необходимо отрегулировать таким образом, чтобы они надежно удерживали трубу и не соскальзывали.

При свинчивании-развинчивании машинным ключом труб из хромистых сталей, ключ должен быть оснащен неметаллическими или не повреждающими тело трубы сухарями.

Перед свинчиванием машинный ключ должен быть выставлен так, как показано на рисунке 10.

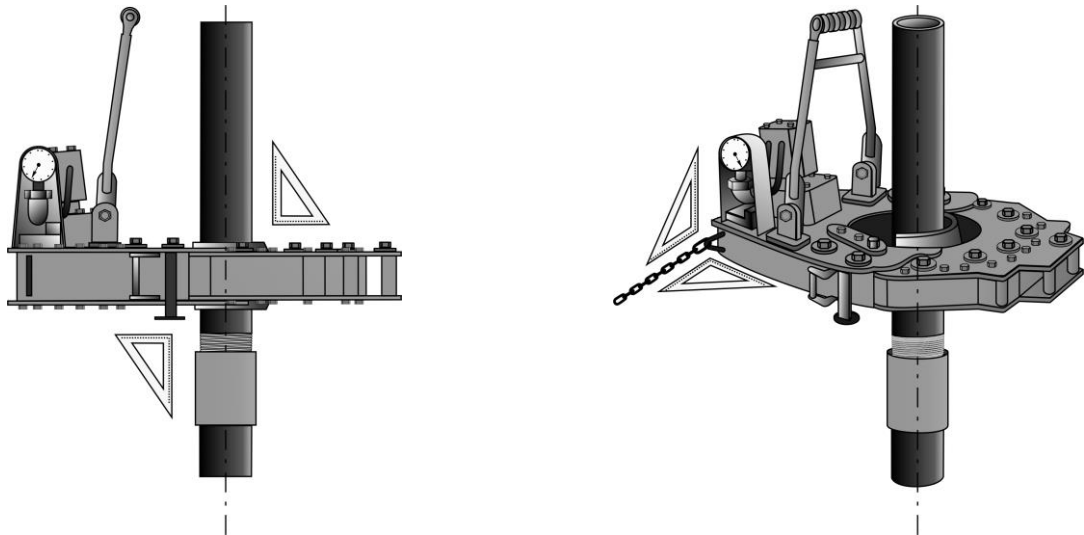


Рисунок 10

6.2.6 Оборудование для свинчивания должно обеспечивать крутящий момент, превышающий не менее чем на 30 % рекомендуемый максимальный момент свинчивания. Для развинчивания резьбового соединения требуется больший крутящий момент, чем для свинчивания.

6.3 Сборка колонны

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

Не допускается производить подъем труб на буровую для сборки колонны без резьбовых предохранителей или защитных колпаков!

6.3.2 Перед началом свинчивания необходимо проверить наличие необходимого количества муфтовых вкладышей, отсутствие нарушения упаковки и повреждения вкладышей.

Количество муфтовых вкладышей должно соответствовать количеству ТЛТ по плану работ плюс 5 дополнительных вкладышей.

6.3.3 Перед началом сборки необходимо снять предохранительные детали или защитные колпаки и убедиться в отсутствии механических повреждений поверхности уплотнительных и упорных элементов соединения на свободном конце трубы согласно рисунка 11.

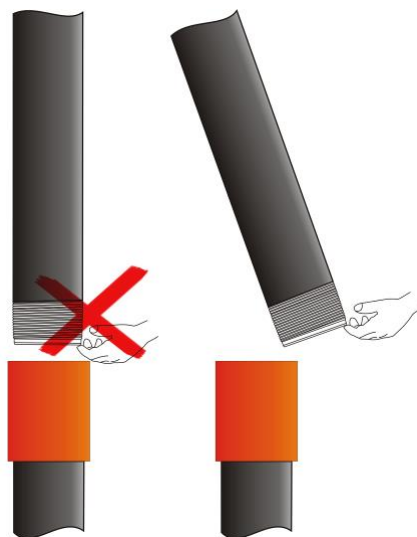


Рисунок 11

6.3.4 В процессе свинчивания, при отсутствии верхового, необходимо контролировать соосность муфтового конца верхней трубы (отсутствие завала) с осью вращения нижней трубы и вовремя исправлять, давая соответствующие указания бурильщику (поворот верхнего привода, подъем/спуск элеватора и т.п.). (рисунок 12).

Минимальная несоосность соединяемых труб не должна превышать 20 мм.

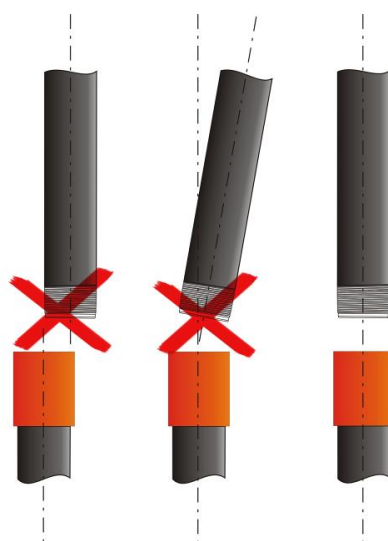


Рисунок 12

6.3.5 Нанесение смазки проводится в соответствии с 6.1. Перед нанесением смазки рекомендуется произвести продувку сжатым воздухом поверхности резьбы трубы и муфты.

6.3.6 Перед свинчиванием необходимо убедиться в том, что поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединения с нанесенной смазкой не загрязнена буровым раствором или глинистым раствором, содержащим мелкие частицы, которые могут ухудшить герметичность соединения. При попадании на поверхность соединения бурового или глинистого раствора, его необходимо удалить и снова нанести на соединение резьбоуплотнительную смазку.

6.3.7 В муфту каждой трубы должен быть установлен муфтовый вкладыш (позиция 7 рисунок 1) перед свинчиванием.

6.3.8 Муфтовый вкладыш необходимо вставить в муфту нижней трубы без перекосов до упора, в соответствии с рисунком 13.

Верхняя труба должна заводиться в муфту нижней трубы только с установленным в ней муфтовым вкладышем!

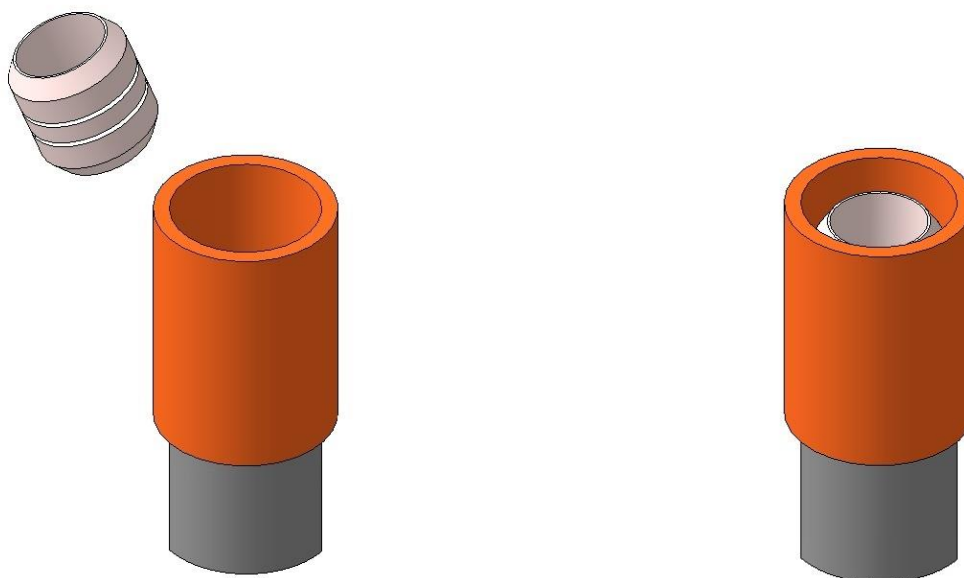


Рисунок 13

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

6.3.10 Свинчивание резьбового соединения должно проводиться с моментом в пределах от минимального до максимального для соответствующего размера труб, указанного в таблице 7.

Примечание – для групп прочности не указанных в таблице 7, следует руководствоваться данными, приведенными в нормативной документации трубы.

В случае, если свинчивание резьбового соединения с моментом в указанных в таблице 7 пределах, не соответствует установленным требованиям, $M_{\text{опт}}$ может быть скорректирован, но не более чем на $\pm 10\%$. При этом, значения $M_{\text{мин}}$ и $M_{\text{макс}}$ также должны быть скорректированы, но не более чем на $\pm 10\%$ от скорректированного $M_{\text{опт}}$.

Оптимальный момент свинчивания должен уточняться по результатам свинчивания первых десяти труб.

Таблица 7 – Рекомендуемые моменты свинчивания

Наружный диаметр и толщина стенки наружной трубы ТЛТ, мм	Резьбовое соединение	Момент свинчивания, Нм, для групп прочности стали L80 тип 1, L80 тип 13Cr, L80 тип 13CrL, N80		
		$M_{\text{мин}}$	$M_{\text{опт}}$	$M_{\text{макс}}$
168,28x8,94	TMK UP PF	12200	13500	14900
	TMK UP GF	10400	11500	12700
	TMK UP CS	9900	11000	12100
114,30x6,88	TMK UP FMT	4100	4600	5100
88,90x6,45	TMK UP FMT	3200	3500	3900

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

Свинчивание без оборудования для регистрации свинчивания проводится с использованием моментов свинчивания и треугольного клейма (рисунок 14). 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. Методика свинчивания по осевым меткам приведена в Приложении В.

Перечисленные методы контроля являются второстепенными и не позволяют оценить качество сборки.

6.3.12 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. попадания 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.

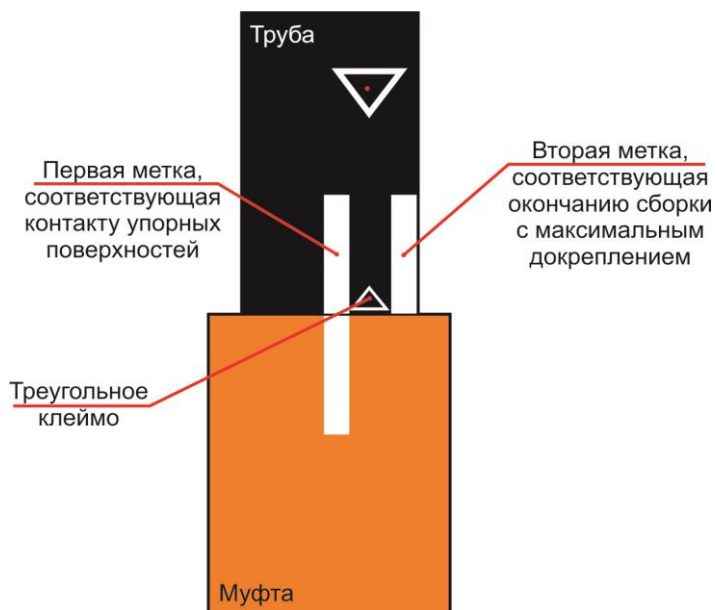


Рисунок 14

6.3.13 Первые два оборота при свинчивании труб из хромистых сталей рекомендуется выполнять вручную или использовать ленточные ключи (рисунок 15). Цепной ключ допускается использовать только при условии, что тело трубы будет защищено от повреждения (например, не повреждающей тело трубы прокладкой между ключом и трубой).



Рисунок 15

6.3.14 Скорости свинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать указанным в таблице 8.

Таблица 8

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

6.3.15 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.

6.3.16 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 от зажимов ключа, при этом физическая 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 Контроль свинчивания резьбового соединения по диаграмме свинчивания

6.4.1 Общие требования

6.4.1.1 Момент смыкания $M_{см}$ упорных поверхностей соединения (упорного уступа муфты и упорного торца трубы) должен находиться в интервале между 5 % и 80 % оптимального момента свинчивания $M_{опт}$.

6.4.1.2 Окончательный момент свинчивания соединения должен находиться в пределах от минимального $M_{мин}$ до максимального $M_{макс}$.

6.4.1.3 Типичные случаи несоответствия формы диаграммы свинчивания приведены на рисунках 16-20.

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 очищены

от смазки, и осмотрены. Если при визуальной проверке повреждений не обнаружено, или повреждения могут быть устранены, то на соединение следует снова нанести резьбоуплотнительную смазку соответствующего типа, количества и качества, проверить настройку оборудования и повторить свинчивание. Если результат повторного свинчивания аналогичен результату при первом свинчивании, ниппель и муфта должны быть забракованы.

6.4.2 Диаграмма при правильном свинчивании

6.4.2.1 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 уплотнительных и упорных элементов соединения (участки II и III), как показано на рисунке 16.

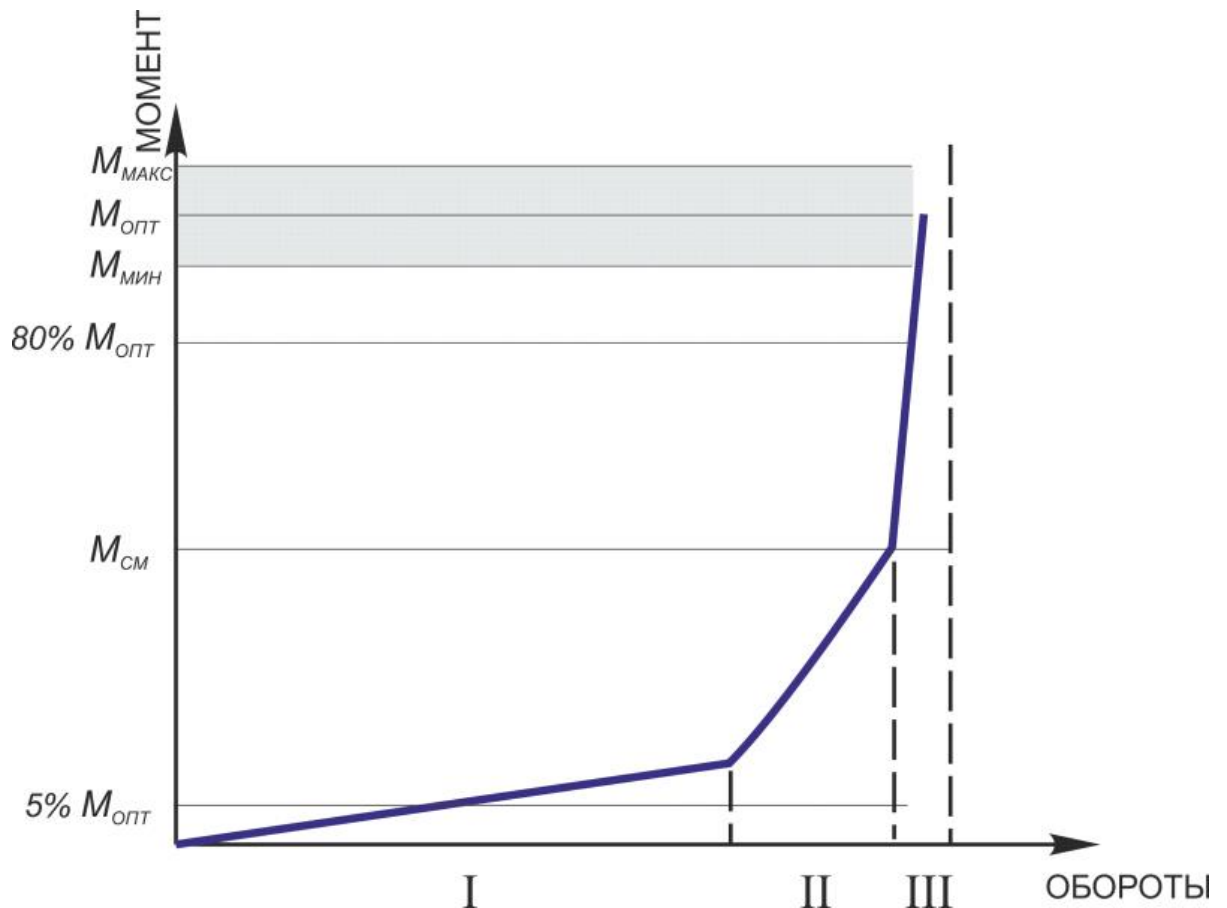


Рисунок 16 - Диаграмма при правильном свинчивании резьбового соединения

6.4.2.2 Рост крутящего момента на первых оборотах свинчивания, соответствующих началу сопряжения резьбы, должен быть плавным и равномерным. Уско-

рение роста крутящего момента должно происходить при дальнейшем сопряжении резьбы и направляющей поверхности, сопряжением уплотнительных элементов. Момент смыкания упорных элементов соединения сопровождается резким ростом крутящего момента, свидетельствующего о правильном выполнении свинчивания. Величина роста крутящего момента от смыкания упорных элементов должна быть не менее 1000 Н*м за 0,015 оборота.

6.4.2.3 В зависимости от применяемого машинного ключа и его настройки, и прочих факторов, 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_{CM} и если на диаграмме возможно отследить участки сопряжений резьбы, уплотнительных и упорных элементов.

6.4.3 Диаграмма при прекращении роста крутящего момента

6.4.3.1 Если на завершающем этапе свинчивания рост момента прекращается, появляется горизонтальный участок (участок IV, рисунок 17), и при этом нет проскальзывания зажимных кулачков, необходимо развинтить соединение и осмотреть поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений ниппеля и муфты.

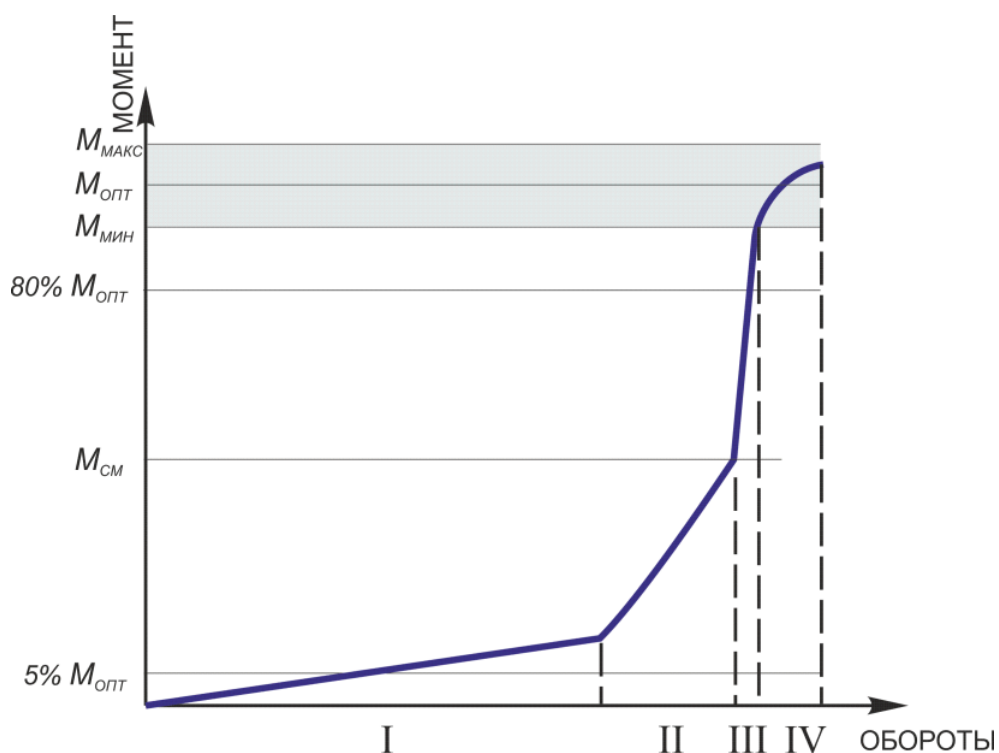


Рисунок 17 – Диаграмма свинчивания при прекращении роста момента свинчивания на участке IV

Если в результате осмотра не обнаружено повреждений и изменений формы, таких как: уменьшение внутреннего диаметра упорного торца ниппеля и упорного уступа муфты, наплывы на внутренней поверхности муфты, или выявлены повреждения, которые возможно устранить, то после их устранения может быть произведено повторное свинчивание соединения.

6.4.4 Диаграмма при низком значении крутящего момента

Слишком низкое значение момента смыкания $M_{см}$ (менее 5 % $M_{опт}$) на диаграмме свинчивания (рисунок 18) может быть вызвано:

- применением неправильного типа смазки;
- загрязнением смазки или плохими условиями ее хранения;
- неисправностью датчика нагрузки.

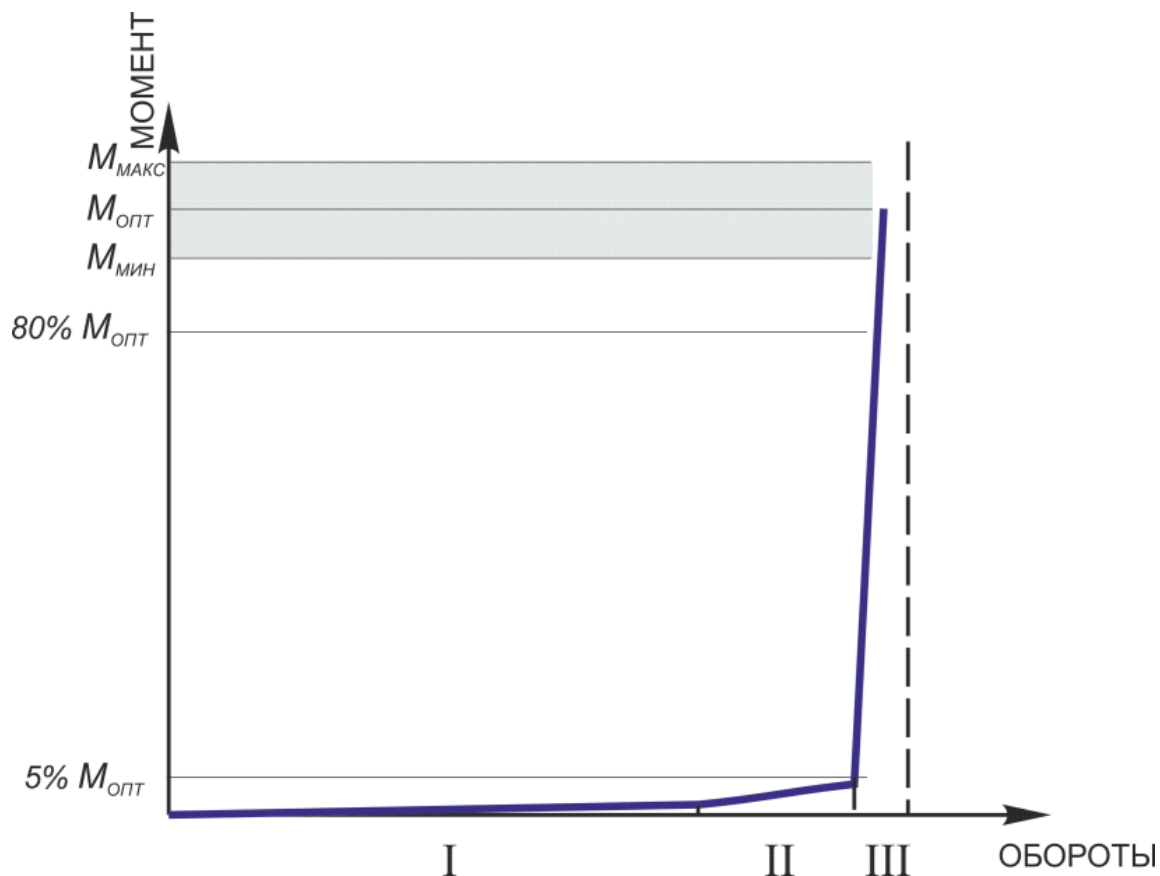


Рисунок 18 – Диаграмма свинчивания при низком значении момента смыкания упорных элементов соединения

Следует развинтить соединение, очистить его от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести на соединение смазку необходимого типа и качества, и повторить свинчивание.

6.4.5 Диаграмма при высоком значении крутящего момента

Слишком высокое значение момента смыкания $M_{см}$ (более 80 % $M_{опт}$) на диаграмме свинчивания (рисунок 19) может быть вызвано:

- повреждением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
- некачественной очисткой резьбы;
- применением неправильного типа резьбоуплотнительной смазки,
- загрязнением состава смазки или высокой плотностью смазки (например, при низких температурах);
- неисправностью датчика нагрузки.

Следует развинтить соединение, очистить от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести на соединение смазку необходимого типа и качества, и повторить свинчивание.

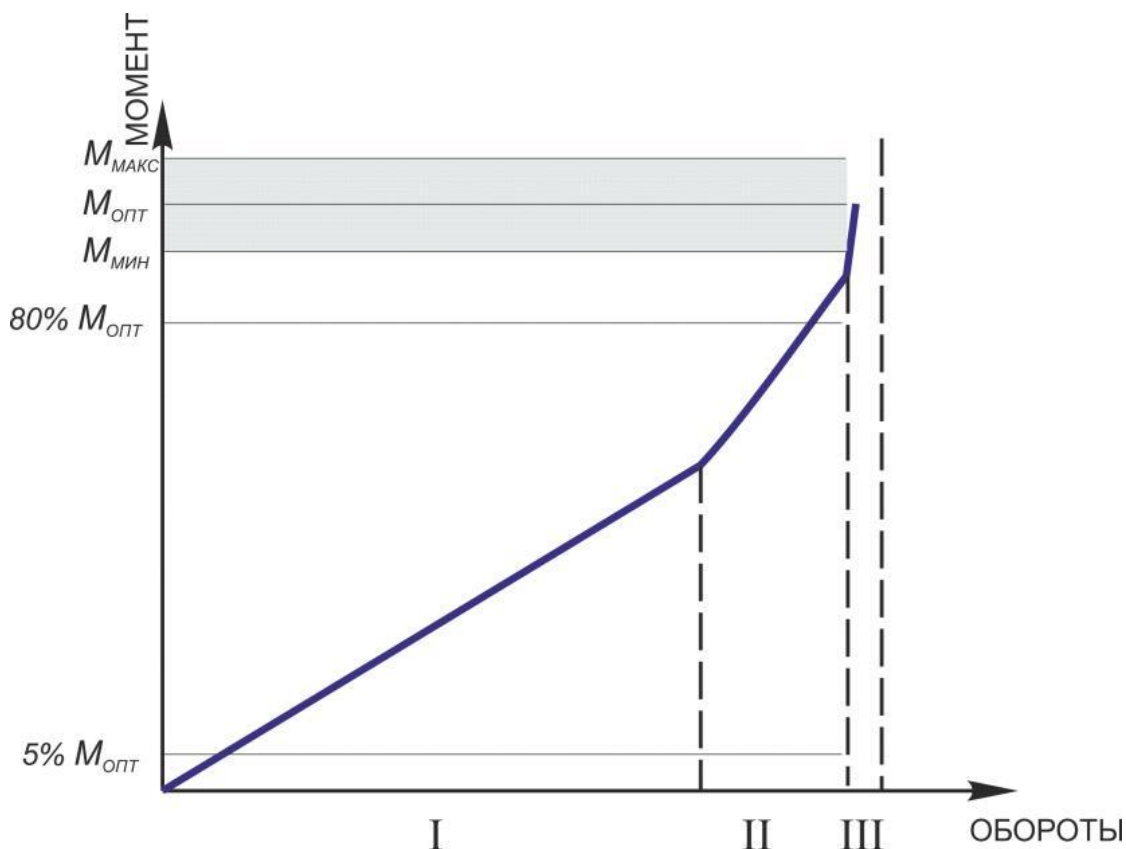


Рисунок 19 – Диаграмма свинчивания при высоком значении момента смыкания упорных элементов соединения

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 устранения повреждений, при этом на соединение следует снова нанести смазку соответствующего типа и количества, проверить настройку оборудования и повторить свинчивание. Если при свинчивании с другой трубой форма диаграммы не изменилась, следует развинтить соединение и заменить предыдущую трубу.

6.4.6 Диаграмма со скачками момента

Скачки момента на диаграмме свинчивания (рисунок 20) могут быть вызваны:

- неравномерностью нанесения резьбоуплотнительной смазки;
- несоосностью муфтонаверточного оборудования;
- недостаточным усилием докрепления соединения;
- проскальзыванием зажимных кулачков.

Такая диаграмма считается приемлемой и может быть принята, в соответствии с требованиями 6.4.2.3.

В противном случае соединение следует развинтить, очистить его от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести резьбоуплотнительную смазку необходимого типа и качества, проверить установку ключа, соосность свинчиваемых труб, убедиться в отсутствии проскальзывания зажимных кулачков и повторить свинчивание.

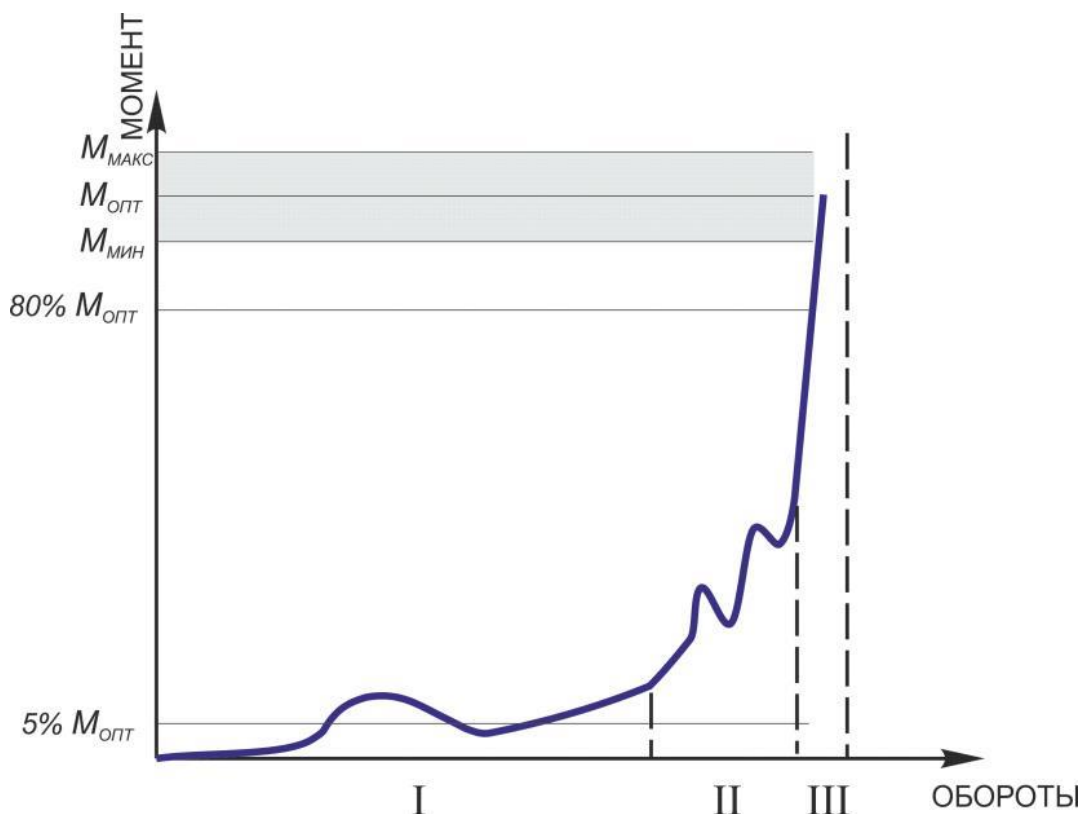


Рисунок 20 – Диаграмма свинчивания со скачками момента

Такая диаграмма считается приемлемой и может быть принята в соответствии с требованиями 6.4.2.3, в противном случае или в случае сомнения качественной сборки, необходимо развинтить соединение, очистить и провести осмотр на предмет повреждений. При отсутствии повреждений, повторно нанести резьбоуплотнительную смазку необходимого типа, количества и качества и повторить свинчивание.

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

6.4.7 Диаграмма со скачками момента (с эффектом «волны»)

Кривая свинчивания со скачками момента (рисунок 21) может быть вызвана:

- некачественной очисткой резьбы;
- загрязнением состава резьбоуплотнительной смазки или высокой плотностью смазки (например, при низких температурах);
- повышенным количеством смазки.

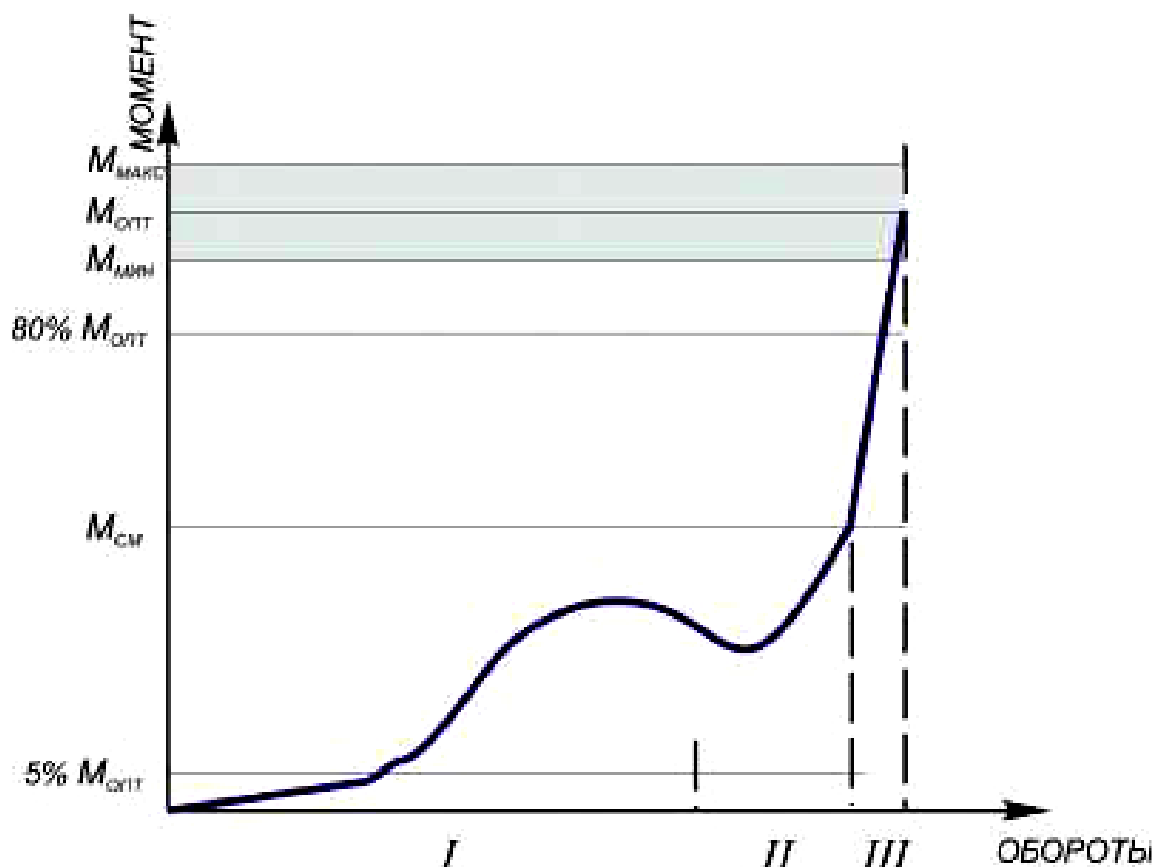


Рисунок 21 – Диаграмма свинчивания с эффектом волны

Такая диаграмма считается приемлемой и может быть принята в соответствии с требованиями 6.4.2.3, в противном случае или в случае сомнения качественной сборки, необходимо развинтить соединение, очистить и провести осмотр на предмет повреждений. При отсутствии повреждений, повторно нанести резьбоуплотнительную смазку необходимого типа, количества и качества и повторить свинчивание.

6.5 Разборка колонны

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

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

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 подъем трубы вверх,

чтобы зафиксировать выход резьбы из зацепления (щелчок) и, после этого, вывести ниппель из муфты.

6.5.3 Перед развинчиванием машинный ключ должен быть выставлен как показано на рисунке 10.

6.5.4 Момент развинчивания должен обеспечивать разборку соединения.

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

6.5.5 Скорости развинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать указанным в таблице 9.

Таблица 9

Начало развинчивания		Завершение развинчивания
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

6.5.6 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 развинчивания трубы из хромистых и коррозионностойких сталей глубина следа на трубе должна быть не более 0,2 мм.

6.5.7 При разборке колонны, после развинчивания, на муфтовый и ниппельный концы должны быть немедленно надеты предохранительные детали.

6.5.8 После разборки колонны, в случае необходимости хранения труб, необходимо выполнить:

- внешний осмотр резьбовых предохранительных деталей на отсутствие повреждений;
- внешний осмотр труб и муфт на отсутствие значительных механических повреждений (типа задиров, смятий и т.п.);
- очистку резьбовых соединений труб и муфт от смазки и загрязнений;

- осмотр поверхности резьбы, уплотнительных и упорных элементов ниппеля и муфт (см. 5.5). В случае выявления повреждений, в соответствии с таблицами 2 и 3 провести ремонт или не допускать трубы и муфты к дальнейшему использованию;
- очистку резьбовых предохранительных деталей от прежней смазки и загрязнений (см. 5.8);
- нанести на резьбовые соединения ниппелей и муфт консервационную смазку (Kendex OCTG, BESTOLIFE Storage Compound (BSC), «РУСМА консервационная» или резьбоуплотнительную смазку, обладающую консервационными свойствами) и установить резьбовые предохранительные детали.

6.6 Контроль свинчивания по треугольному клейму

При достижении оптимального значения момента свинчивания, торец муфты должен совпадать с основанием треугольного клейма (поперечной полосы) на трубе с отклонением не более $\pm 0,5$ мм.

7 Гарантии разработчика

Срок службы ТЛТ, в течение которого изготовитель гарантирует сохранность теплоизоляционных характеристик (согласно НД), составляет 30 лет, при условии соблюдения требований настоящего руководства по эксплуатации.

При соблюдении настоящего руководства, резьбовое соединение выдерживает не менее 3 циклов свинчивания/развинчивания с сохранением технических характеристик.

Изготовитель гарантирует соответствие ТЛТ требованиям нормативной документации в течение срока, оговоренного в нормативной документации на изготовление и контракте (договоре на поставку), при условии соблюдения процедур по эксплуатации, транспортированию и хранению труб.

Приложение А

(обязательное)

Оборудование для регистрации свинчивания

Рекомендуется проводить свинчивание резьбовых соединений 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 800×600 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 резьбоуплотнительной смазке и наименования 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 указана
последняя и очередная дата калибровки оборудования!***

Приложение Б

(обязательное)

Требования безопасности при эксплуатации труб

Б.1 Обеспечение безопасности

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

В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации труб необходимо обеспечить безусловное выполнение требований руководства по эксплуатации изготовителя поставляемой продукции, и иных его рекомендаций, а также, согласованных и утвержденных в установленном в буровых и добывающих предприятиях порядке, комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации труб, не противоречащих положениям руководства по эксплуатации её изготовителя и «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Б.2 Назначенные показатели

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

По истечению срока службы ТЛТ решение об их проверке и установлении нового срока службы принимается организацией, эксплуатирующей оборудование, в состав которого входят теплоизолированные трубы, либо труба утилизируется.

Б.3 Перечень критических отказов

Б.3.1 К критическим отказам при эксплуатации ТЛТ относится потеря герметичности и целостности резьбового соединения или трубы в целом.

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

Б.3.2 Виды аварий, основные причины повреждения труб

Б.3.2.1 Виды аварий с ТЛТ

Основными видами аварий являются:

- обрыв трубы по телу и резьбе;
- разрушения по телу муфты;
- негерметичность резьбового соединения;
- коррозионное разрушение трубы и муфты.

Б.3.2.2 Основные причины повреждения ТЛТ

Наиболее часто встречающиеся причины неисправностей при сборке и эксплуатации:

- 1) несоответствие выбранных труб условиям эксплуатации;
- 2) несоответствие труб, муфт и/или резьбовых соединений установленным требованиям;
- 3) несоблюдение правил при погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировании и хранении;
- 4) повреждение резьбового соединения;
- 5) отсутствие предварительного подбора момента свинчивания и приложение чрезмерного момента свинчивания;
- 6) чрезмерное обстукивание резьбовых соединений при развинчивании колонны;
- 7) применение несоответствующего оборудования, клиновых захватов, плашек и трубных ключей;
- 8) несоблюдение установленных требований к спуску и подъему колонны, в том числе повреждения при посадке трубы в муфту, свинчивание с перекосом, несоосность оси трубы и оси скважины, отсутствие предварительного ручного свинчивания;
- 9) износ муфт;
- 10) усталостное разрушение металла;
- 11) развинчивание колонны с высокой скоростью;
- 12) негерметичность соединений, которая может быть вызвана следующими факторами:
 - неправильным выбором резьбоуплотнительной смазки, не соответствующей условиям эксплуатации, неправильным нанесением смазки, применением некачественной или разбавленной смазки;
 - свинчиванием загрязненных резьбовых соединений;
 - неправильным свинчиванием резьбового соединения;

- заеданием резьбы при свинчивании, в том числе вследствие загрязнения, неправильной посадки, повреждения, отсутствия предварительного ручного свинчивания или приложения чрезмерного момента свинчивания;
- несоответствием резьбовых соединений установленным требованиям;
- вмятинами на муфтах, вызванными чрезмерным обстукиванием при развинчивании;
- чрезмерным натяжением колонны при подъеме;
- многократным спуском и подъемом колонны;
- овальностью или отклонением формы профиля резьбы труб и муфт, в том числе, при работе трубным ключом с приложением чрезмерных усилий, приводящих к деформации, особенно при развинчивании;
- нарушением порядка спуска труб по группе прочности и толщине стенки, создающим напряжения в резьбовых соединениях, превышающих предел текучести металла;
- 13) чрезмерное натяжение колонны при ее освобождении от прихватов;
- 14) коррозионное повреждение труб и муфт;
- 15) удары по соединению муфты с трубой при транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах;
- 16) повреждения насосной штанги.

Б.3.3 Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

Б.3.3.1 До начала работ по эксплуатации скважин необходимо проанализировать степень рисков аварийного разрушения насосно-компрессорных колонн, обусловленного, в частности, особыми условиями эксплуатации (работа при низких температурах, в коррозионно-активных средах и т.д.) и, при необходимости, разработать мероприятия по их снижению.

Б.3.3.2 Для предотвращения аварийных ситуаций при ведении работ по эксплуатации скважин следует:

- строго соблюдать требования действующих технологических регламентов, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- постоянно следить за состоянием скважины и исправностью оборудования и инструмента;
- знать и соблюдать правила эксплуатации оборудования и труб;
- осуществлять контроль действующих нагрузок;
- свинчивать соединение ключами, оснащенными моментомерами;

- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия по безаварийному ведению работ на скважине;

- при эксплуатации ТЛТ нагрузки на них не должны превышать предельных нагрузок, с учетом коэффициентов запаса прочности.

С целью предупреждения возникновения аварийных ситуаций, запрещается спускать ТЛТ в скважину:

- при несоответствии данных заводской маркировки значениям, указанным в сертификате (паспорте);

- при обнаружении в результате контроля дефектов, размеры которых превышают допустимые;

- в случаях, когда толщина стенки тела трубы, в том числе, толщина стенки трубы под резьбой в плоскости торца, не отвечает требованиям нормативной документации;

- при обнаружении в процессе гидростатических испытаний течи трубы, нарушения герметичности резьбового соединения.

Б.3.3.3 Как правило, месторождения, вводимые в эксплуатацию, должны рассматриваться как потенциально опасные в коррозионном отношении и на ранних стадиях их разработки должны проводиться исследования по определению наиболее коррозионно-опасных участков для предотвращения коррозионных разрушений. Эти исследования должны включать следующее:

- определение содержания агрессивных газов (углекислого газа и сероводорода) в добываемом флюиде. Желательно также определение рН и химического состава пластовых вод (содержание ионов железа, органических кислот, общее количество хлоридов и других коррозионно-активных компонентов);

- проведение испытаний по определению скорости коррозии с помощью контрольных образцов, изготовленных из тех же материалов, что и эксплуатируемые трубы;

- проведение контроля с помощью измерительных или оптоинструментальных приборов.

Б.3.3.4 Наиболее характерными коррозионными разрушениями поверхности труб являются питтинговая коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, сульфидное растрескивание под напряжением, износ элементов с внутренней резьбой. Возможны другие виды локального коррозионного разрушения – эрозионный износ, коррозия в виде отдельных язв (каверн). Глубина питтингов и язв (каверн)

может быть измерена с помощью подходящего измерительного инструмента (глубиномера или профилометра). Для выявления растрескивания могут быть необходимы дополнительные вспомогательные методы, например, проведение магнитопорошковой дефектоскопии. Коррозионное разрушение обычно происходит при воздействии пластовой воды на поверхность металла и может быть усугублено абразивным воздействием насосного оборудования, газлифтом или высокими скоростями извлекаемой жидкости. На развитие процессов коррозии также оказывает влияние различие в микроструктуре металла, в состоянии поверхности, морфологии и адгезии образовавшихся осадков (продукты коррозии могут, как плотно прилегать к поверхности металла, так и отслаиваться от нее, в результате чего образуются гальванические пары). Известна также биметаллическая коррозия, возникающая в результате соединения разнородных металлов. Простой и универсальный способ защиты от коррозионного разрушения не может быть предложен, вследствие того, что коррозионные разрушения возникают в результате комплексного воздействия целого ряда факторов и принимают различные формы. Каждая проблема коррозионного поражения должна решаться отдельно с учетом известных факторов и конкретных условий эксплуатации.

Б.3.3.5 Расследование аварий рекомендуется проводить в соответствии с «Инструкцией по расследованию аварий с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами и составлению документов для предъявления рекламаций».

Б.4 Действия персонала в случае критического отказа или аварии

При возникновении критического отказа или аварии персонал, обслуживающий оборудование, в состав которого входят теплоизолированные 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 теплоизолированные трубы.

Б.5 Критерии предельных состояний

Б.5.1 Недопустимые дефекты

Все трубы не должны иметь нижеперечисленных дефектов:

- трещин любого характера (закалочных, усталостных и т.д.);
- сквозных отверстий любой формы;
- вмятин на теле трубы, выводящих наружный диаметр за пределы допуска;
- кривизну в двух и более плоскостях;
- негерметичность по телу трубы при проведении гидростатического испытания;
- любых неповерхностных несовершенств, которые, будучи спроецированными на поверхность, занимали бы площадь более 260 мм²;
- любых линейных несовершенств на наружной и внутренней поверхности, любой ориентации, с глубиной, превышающей указанную в нормативной документации на трубы.

Трубы, имеющие перечисленные дефекты, к эксплуатации не допускаются.

Б.5.2 Остаточная толщина стенки и состояние внутренней поверхности

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

Уменьшение толщины стенки труб обусловлено потерей металла, обычно с внутренней поверхности внутренних труб, вследствие механического износа или истирания, вызываемого абразивным воздействием добываемой продукции. 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 добыча продукции.

Предельно допустимая остаточная толщина стенки наружной и внутренней труб ТЛТ (до вывода из эксплуатации) – 85 % номинальной толщины стенки.

Б.5.3 Оценка пригодности

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

Б.5.4 Ремонт труб

Допускается ремонт труб и резьбовых соединений, поврежденных при эксплуатации или погрузочно-разгрузочных операциях. Ремонт следует проводить только в соответствии с требованиями нормативной документации и настоящего руководства по эксплуатации. Оценку пригодности отремонтированных труб и резьбовых соединений для дальнейшей эксплуатации необходимо проводить в соответствии с требованиями, установленными стандартами и другой нормативной документацией.

Б.6 Контроль труб в процессе эксплуатации

Б.6.1 Виды повреждений труб и методы контроля

Общепринятыми в настоящее время методами контроля тела трубы являются визуальный, измерительный, электромагнитный, ультразвуковой методы, метод вихревых токов и другие, применение которых определяется характером повреждений. К характерным повреждениям при эксплуатации труб относятся: коррозия наружной и внутренней поверхности, повреждения поверхности труб тросами, плашками и трубными ключами, поперечное растрескивание и износ внутренней поверхности труб насосными штангами.

Контроль толщины стенки допускается проводить ультразвуковыми и рентгеновскими приборами и другими методами неразрушающего контроля, имеющими точность измерений до 2 %, при настройке по стандартным образцам с толщиной стенки, близкой к толщине стенки труб.

Б.6.2 Классификация труб по эксплуатационным характеристикам

Эксплуатационные характеристики новых ТЛТ определяются нормативным документом на ТЛТ и настоящим руководством по эксплуатации.

Износ труб (потеря металла), также коррозионное разрушение, обычно происходят на внутренней поверхности труб. Однако должно приниматься во внимание возможное коррозионное разрушение наружной поверхности. Небольшие раковины или другие локальные потери металла могут не считаться повреждением поверхности трубы при каких-то условиях эксплуатации, но такой вид потери металла требует отдельного рассмотрения и оценки.

Если на поверхности труб имеются трещины, обнаруживаемые при визуальном, оптическом или магнитопорошковом контроле, такие трубы должны быть забракованы и признаны непригодными для дальнейшей эксплуатации.

Б.6.3 Контроль состояния поверхности тела трубы и резьбовых соединений

Б.6.3.1 Поверхность тела трубы

Потери металла труб, бывших в употреблении, проявляются обычно в виде отдельных раковин, царапин, рисок или сплошного уменьшения толщины стенки, вызванного механическим износом или абразивным воздействием песка. Применение таких труб зависит от вида потери металла. Трубы с раковинами не могут применяться в некоторых коррозионных средах, но могут вполне удовлетворительно эксплуатироваться при отсутствии агрессивных компонентов в среде. Трубы, имеющие значительные равномерные потери металла, вызванные механическим износом, менее чувствительны к коррозионному воздействию, но для них необходим перерасчет эксплуатационных характеристик по минимальной остаточной толщине стенки.

Б.6.3.2 Резьбовое соединение

Требования к контролю резьбовых соединений согласно 5.5.

Б.6.3.3 Оценка пригодности к эксплуатации

Для оценки пригодности труб к дальнейшей эксплуатации необходимо провести проверку состояния поверхности труб и измерение остаточной толщины стенки для определения стойкости тела трубы к смятию, разрыву и растяжению, и эксплуатационным показателям, установленным в нормативном документе на ТЛТ и настоящем руководстве по эксплуатации.

Б.7 Вывод труб из эксплуатации и утилизация

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

Вывод ТЛТ из эксплуатации, поврежденных в результате аварии, производится на основании акта расследования аварии.

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

Б.8 Квалификация обслуживающего персонала

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

Непосредственно к проведению работ с ТЛТ могут быть допущены рабочие и специалисты, имеющие соответствующую квалификацию, профессиональную подготовку и достаточные знания для выполнения работ, ознакомленные с характеристиками труб и требованиями настоящего руководства по эксплуатации.

Проверка знаний у рабочих должна проводиться в сроки и в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций.

Периодическая переаттестация специалистов должна проводиться не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

Специалисты, привлекаемые к работам по диагностике, должны быть аттестованы и иметь право на проведение таких работ.

Работники должны владеть приемами оказания доврачебной помощи пострадавшим от несчастных случаев.

Приложение В

(рекомендуемое)

Методика уточнения моментов свинчивания по осевым меткам

В.1 Свинчивание резьбовых соединений по осевым меткам позволяет производить подбор (уточнение) момента свинчивания при настройке оборудования для свинчивания соединений, обеспечивающего сопряжение упорных поверхностей трубы и муфты в соответствии с требованиями нормативной документацией с оптимальной величиной осевого переворота в соединении.

В.2 Осевые метки наносятся на трубах и муфтах при помощи специального приспособления – комплекта темплетов, моделирующего резьбовое соединение муфты с трубой. Комплект темплетов состоит из двух частей: ниппельного темплет и муфтового темплет. Ниппельный темплет, имитирующий резьбовой конец трубы, используется для нанесения осевых меток на муфтах. Муфтовый темплет, имитирующий муфту, используется для нанесения осевых меток на трубах. Общий вид темплетов приведен на рисунке В.1.

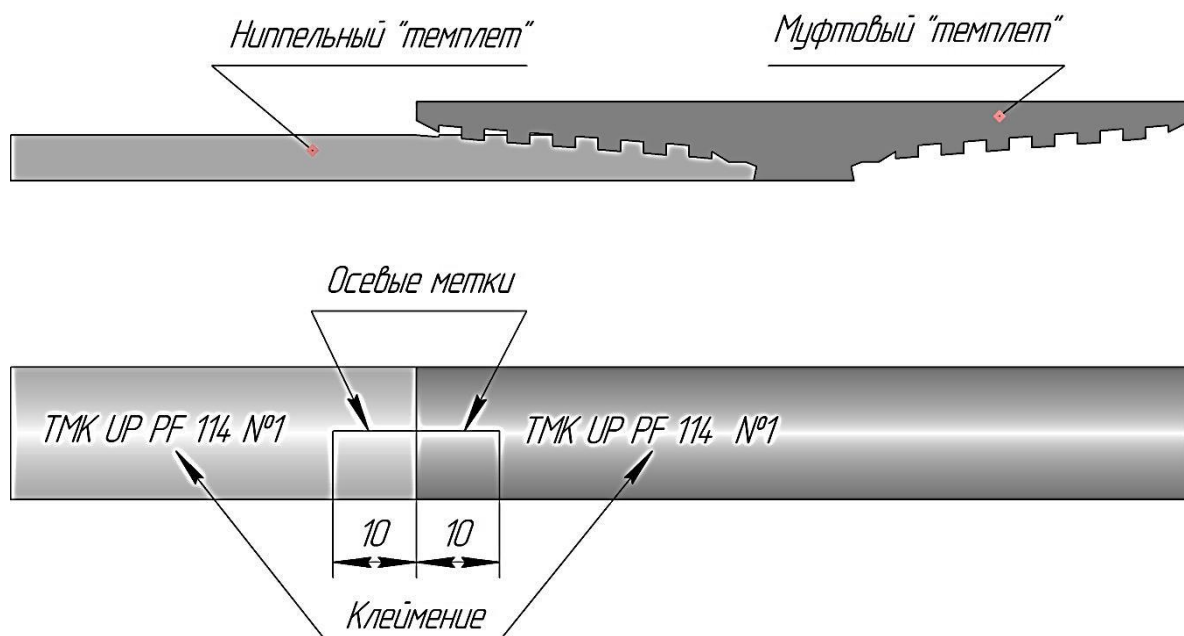


Рисунок В.1

В.3 Проверка темплетов

Перед нанесением осевых меток на партию труб и в процессе эксплуатации периодически должна производиться проверка темплетов.

В.3.1 Визуальный контроль темплетов

На рабочей резьбовой части не должно быть забоин, заусенцев, препятствующих свинчиванию темплетов с резьбовой частью трубы (муфты).

В.3.2 Контроль износа темплетов производится путем соединения ниппельного и муфтового темплетов между собой.

При соединении, осевые метки, нанесенные на ниппельном и муфтовом темплетях, должны совпадать. Допускаемое отклонение: ± 2 мм.

При превышении указанных критериев производится утилизация темплетов.

В.3.3 Периодичность проверки комплекта темплетов путем соединения их между собой: через каждые 50 соединений.

В.3.4 При свинчивании соединений не допускается использовать ниппельный и муфтовый темплеты от разных комплектов.

В.4 Нанесение осевых меток

В.4.1 На ниппель: сторона муфтового темплета с осевой меткой вводится в зацепление с резьбой ниппеля, затем перемещается по резьбе до сопряжения упорных поверхностей с обеспечением плотного контакта по всей длине резьбовых поверхностей в радиальном направлении. Напротив осевой метки муфтового темплета на трубе, начиная от торца темплета, маркером наносится тонкая осевая метка длиной ориентировочно 50 мм, затем дополнительно на расстоянии L в миллиметрах, считая по направлению навинчивания, параллельно первой метке наносится вторая аналогичная метка (рисунок В.2). Расстояния между осевыми метками приведены в таблице В.1.

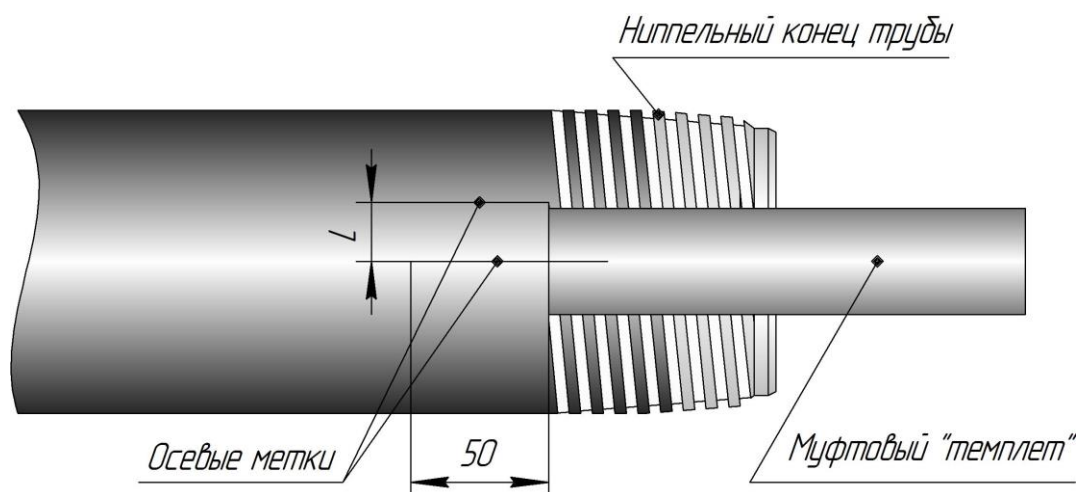


Рисунок В.2

Таблица В.1 – Расстояние между осевыми метками.

Наружный диаметр труб, мм	Расстояние между осевыми метками на трубе, $L \pm 1$, мм				
	ТМК UP FMT	ТМК UP PF НКТ	ТМК UP GF	ТМК UP PF обсадные	ТМК UP CS
88,90	20	20	-	-	-
114,30	24	24	20	20	21
168,28	-	-	35	35	35

В.4.2 На муфту: резьба ниппельного темплета вводится в зацепление с резьбой муфты, затем перемещается по резьбе до сопряжения упорных поверхностей с обеспечением плотного контакта по всей длине резьбовых поверхностей в радиальном направлении. Напротив осевой метки ниппельного темплета на муфте, начиная от торца маркером наносится тонкая осевая метка длиной ориентировочно 50 мм (рисунок В.3).

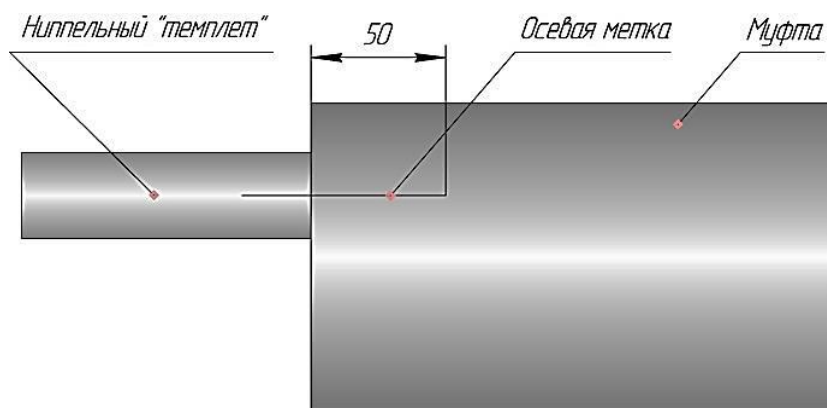


Рисунок В.3

В.5 Уточнение моментов свинчивания соединений

Уточнение моментов свинчивания соединений по осевым меткам производится на 5-10 соединениях с нанесением осевых меток в следующем порядке:

В.5.1 Свинчивание соединений производится в соответствии с разделами 5-6 настоящего руководства по эксплуатации. При этом на первых двух соединениях производят свинчивание с моментами, указанными в таблице 7.

В.5.2 После свинчивания торец муфты должен совпадать с основанием треугольного клейма (поперечной полосы) на трубе с отклонением не более $\pm 0,5$ мм, а осевая метка на муфте должна находиться между 2-мя осевыми метками на трубе, в соответствии с рисунком В.4.

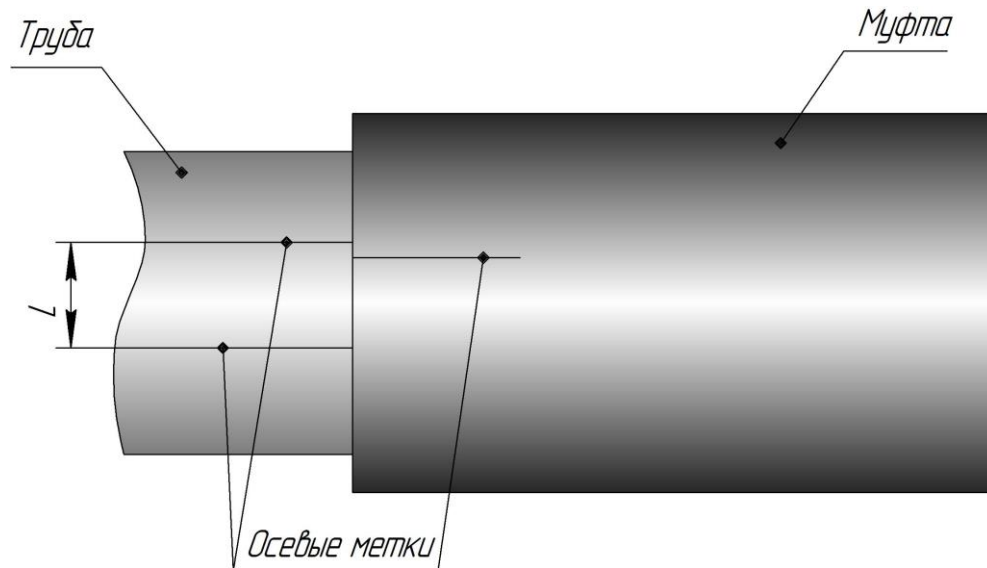


Рисунок В.4

В.5.3 В каждом случае, когда свинченное соединение не соответствует требованиям, установленным в В.5.2, необходимо развинтить соединение, удалить резьбоуплотнительную смазку, произвести осмотр поверхности резьбы и уплотнительных и упорных элементов соединения на отсутствие повреждений. При отсутствии повреждений заново нанести резьбоуплотнительную смазку и повторить свинчивание.

В.5.4 При недохождении осевой меткой на муфте первой метки на трубе, производится увеличение момента свинчивания. В случае перехода осевой меткой на муфте второй метки на трубе, производится снижение момента свинчивания. При каждом свинчивании производится регистрация крутящего момента.

В.5.5 Следующие трубы собираются с крутящими моментами, уточненными по В.5.4, при этом для каждого соединения осевая метка на муфте должна находиться между первой и второй осевыми метками на трубе. Крутящие моменты регистрируют. Аналогичным образом свинчивают еще 2-5 соединений с регистрацией крутящего момента. По результатам свинчивания соединений определяют $M_{\text{опт}}$, как среднее арифметическое значение всех зарегистрированных конечных моментов свинчивания. Все последующие соединения свинчиваются по уточненному $M_{\text{опт}}$, без нанесения осевых меток.

Приложение Г
(справочное)

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

Пункт требований ТР ТС 010/2011	Пункт Руководства
Статья 4, п.8, перечисление 1	п. 5.1
Статья 4, п.8, перечисление 2	п. 6
Статья 4, п.8, перечисление 4	п. 7, п.Б.2
Статья 4, п.8, перечисление 5	п. Б.3
Статья 4, п.8, перечисление 6	п.Б.4
Статья 4, п.8, перечисление 7	п.Б.5
Статья 4, п.8, перечисление 8, Статья 5, п.18	п.Б.7
Статья 4, п.8, перечисление 9	п.Б.8
Статья 5, п.8	п.5.2.1
Статья 5, п.12	п.4.1
Статья 5, п.13	п. 4.1 – 4.3