

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор ООО «ТМК Премиум Сервис» Б.Ю. Щербаков

<u>29</u> » /июля 2011 г.

ИНСТРУКЦИЯ

по сборке и эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями «TMK GF» и «TMK CS»

P3 ПС 02-002-2011

(первая редакция)

ПРОВЕРИЛ

Главный конструктор ООО «ТМК →Премиум Сервис»

Ю.Ф. Емельянов

²⁹ ж июля 2011 г.

РАЗРАБОТАЛ

Начальник ОКБ ООО «ТМК - Премиум Сервис»

Д.В. Никифоров

«<u>29</u>» июля 2011 г.

Содержание

Пр	редислов	ие	
1	Область	применения	4
2	Нормати	леные ссылки	4
3	Терминь	ы и определения	5
4	Транспо	ртирование, погрузочно-разгрузочные операции и хранение	5
	4.1	Транспортирование	5
	4.2	Погрузо-разгрузочные операции	6
	4.3	Хранение	7
5	Подгото	вка к свинчиванию	9
	5.1	План работ	9
	5.2	Складирование	9
	5.3	Контроль	9
6	Свинчи	зание	15
	6.1	Резьбовая смазка	15
	6.2	Сборка колонны	19
	6.3	Контроль свинчивания	24
	6.4	Момент свинчивания	24
	6.5	Диаграмма свинчивания	26
	6.6	Метки свинчивания и треугольное клеймо	32
7	Хранені	ие труб, бывших в употреблении	34
8	Гаранти	и изготовителя	34
Пр	оиложени	ие А (рекомендуемое) Оборудование для регистрации свинчивания	35

Предисловие

Теплоизолированная насосно-компрессорная труба (ТЛТ) представляет собой конструкцию из двух насосно-компрессорных труб (труба в трубе) с вакуумной теплоизоляцией между стенками труб. Соединение труб в колонну осуществляется с помощью муфт с резьбовыми соединениями «ТМК GF» или «ТМК CS».

Резьбовые соединения «ТМК GF» и «ТМК CS» являются патентованными высокогерметичными соединениями класса Премиум.

Высокая герметичность резьбовых соединений «ТМК GF» и «ТМК CS» обеспечивается узлом уплотнения «металл-металл»: совокупностью уплотнительных и упорных элементов трубы и муфты.

ТЛТ с резьбовыми соединениями «ТМК GF» или «ТМК CS» производятся изготовителем, имеющим соответствующие патенты, по ТУ 14-161-236-2010.

ТЛТ предназначены для использования в качестве верхней секции лифтовой колонны с целью предотвращения растепления многолетнемерзлых пород вокруг ствола скважин, эксплуатируемых в холодных макроклиматических районах по ГОСТ 16350-80.

Настоящая инструкция по сборке и эксплуатации ТЛТ с резьбовыми соединениями «ТМК GF» и «ТМК CS» разработана с учетом требований следующих документов:

- API RP 5C1 «Обслуживание и эксплуатация обсадных и насоснокомпрессорных труб»;
- API RP 5B1 «Калибровка и контроль резьбы обсадных, насоснокомпрессорных и трубопроводных труб»;
- ИСО 10405 «Промышленность нефтяная и газовая Обслуживание и эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб».

ИНСТРУКЦИЯ

по сборке и эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями «TMK GF» и «TMK CS»

Дата введения: 01.08.2011

1 Область применения

Настоящая инструкция содержит рекомендации по обслуживанию и эксплуатации теплоизолированных насосно-компрессорных труб (ТЛТ) с резьбовыми соединениями «ТМК GF» и «ТМК CS» в промысловых 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 настоящей инструкции использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

ГОСТ 16350 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей;

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

ТУ 0254-001-46977243-02 Смазка резьбовая «РУСМА-1»;

ТУ 0254-031-46977243-04 Смазка резьбовая «РУСМА Р-4»;

ТУ 0254-007-11006106-02 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

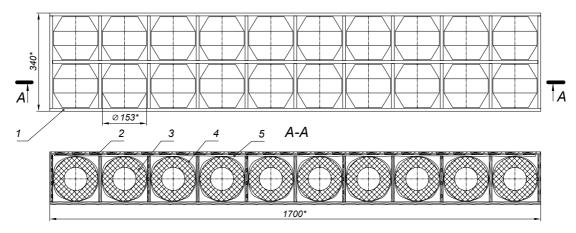
В настоящей инструкции применены следующие термины:

- 3.1 **герметизирующий узел (узел уплотнения) «металл-металл»:** Совокупность радиальных уплотнительных и упорных элементов трубы и муфты, обеспечивающих в результате сопряжения при сборке герметичность резьбового соединения.
- 3.2 уплотнительные элементы соединения: Радиальная коническая проточка трубы и радиальная коническая расточка муфты.
- 3.3 упорные элементы резьбового соединения: Упорный торец трубы 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 Технических условий 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-разгрузочных операции и хранение труб должны выполняться только с установленными 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. Схема упаковки муфтовых вкладышей в транспортировочном ящике приведена на рисунке 1.
- 4.1.5 Допускается погрузка в одно транспортное средство пакетов труб разных партий и типоразмеров при условии их надежного разделения.



^{*} Размер для справки

Рисунок 1 – Схема упаковки муфтовых вкладышей в транспортировочном ящике

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

Между рядами пакетов труб должны быть уложены не менее трех деревянных прокладок толщиной не менее 35-40 мм.

- 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.

4.2 Погрузочно-разгрузочные операции

4.2.1 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.

^{1 –} деревянный ящик; 2 - крышка; 3 – муфтовый вкладыш; 4 – упаковочная бумага; 5 – плотный картон

При использовании подъёмного крана необходимо применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утверждёнными схемами строповки.

- 4.2.2 Не допускается проводить погрузочно-разгрузочные работы следующим образом, который может привести к ударам труб между собой, образованию вмятин и повреждению резьбы, даже при наличии резьбовых предохранителей:
 - разгружать пакеты труб захватом крюка за конец верхней трубы в пакете;
 - сбрасывать пакеты труб;
 - перемещать пакеты труб волоком;
- ударять пакеты труб о стенки железнодорожных вагонов, борты водного или автотранспорта, стеллажи;
- грубое перемещение, приводящее к повреждению резьбы, поверхности и формы труб и муфт.

4.3 Хранение

- 4.3.1 На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб. Для обеспечения складирования полной подвески труб на буровой площадке должно быть установлено необходимое количество стеллажей.
- 4.3.2 При складировании необходимо учитывать очередность спуска труб в скважину, чтобы первая по плану работ труба не находилась под трубами, которые должны спускаться позже. Нумерация труб должна начинаться с верхнего ряда.

На стеллажах трубы следует располагать муфтами в сторону устья скважины.

- 4.3.3 Муфтовые вкладыши следует хранить упакованными в транспортировочные ящики вплоть до непосредственной установки в муфты.
- 4.3.4 Условия хранения труб и должны соответствовать ГОСТ 15150 для группы 4 (длительное хранение) или группы 8 (кратковременное хранение до трех месяцев и перерывы в эксплуатации).
- 4.3.5 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.
- 4.3.6 Не допускается складировать пакеты труб на земле, рельсах, стальном или бетонном полу. На стеллажах не должно быть камней, песка и грязи.

- 4.3.7 Пакеты труб должны укладываться на опоры, расположенные с интервалами, исключающими 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.
- 4.3.8 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.
- 4.3.9 Для складирования труб, не увязанных в пакеты, рекомендуется установить на стеллажах вертикальные стойки.
- 4.3.10 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 предохранителей.
- 4.3.11 При хранении труб необходимо проверять наличие и целостность резьбовых предохранителей, наличие и срок годности смазки под ними, не допускать коррозионного повреждения труб.
- 4.3.12 При хранении труб до использования более 6-ти месяцев следует произвести замену смазки под предохранительными деталями.

Для этого необходимо выполнить следующие действия:

- снять резьбовые предохранители в соответствии с 5.3.4;
- удалить исходную смазку в соответствии с 5.3.5;
- нанести консервационную смазку («Kendex OCTG», «ИП-1» по ТУ 0254-007-11006106 или аналогичную) или резьбовую смазку («РУСМА-1» по ТУ 0254-001-46977243 или «РУСМА-Р-4» по ТУ 0254-031-46977243), срок годности которой истекает не менее чем через 6 месяцев до следующей возможной замены смазки или применения труб;
- установить ранее снятые резьбовые предохранители, очищенные от исходной смазки, или новые резьбовые предохранители.
- 4.3.12 Для складирования труб, получивших повреждения при транспортировании, забракованных при осмотре, отложенных для ремонта или принятия решения должны быть установлены отдельные стеллажи с соответствующими табличками.

5 Подготовка к свинчиванию

5.1 План работ

Все работы по сборке колонны насосно-компрессорных труб следует проводить по утвержденному плану работ, составленному в соответствии с рабочим проектом и требованиям руководящих документов.

В плане работ должна быть указана очередность спуска труб в скважину.

Сборка колонны насосно-компрессорных труб должна проводиться под руководством ответственного за проведение работ, указанного в плане.

Содержание плана должно быть доведено до сведения заинтересованных лиц, включая субподрядчиков.

5.2 Складирование

- 5.2.1 На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб в соответствии с перечисленными в подразделе 4.3 требованиями.
- 5.2.2 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, чтобы первая по плану работ труба не находилась под трубами, которые должны спускаться позже. Нумерация труб должна начинаться с верхнего ряда.

На стеллажах следует располагать трубы муфтами в сторону устья скважины.

5.2.3 Муфтовые вкладыши должны храниться упакованными в транспортировочные ящики вплоть до непосредственной установки в муфты.

5.3 Контроль

- 5.3.1 При подготовке труб к свинчиванию на буровой необходимо выполнить следующие действия:
 - проверить сопроводительную документацию в соответствии с 5.3.2;
 - провести внешний осмотр труб и муфт в соответствии с 5.3.3;
 - провести осмотр резьбовых соединений труб и муфт в соответствии с 5.3.4 5.3.6;
 - провести внутреннее шаблонирование труб по всей длине в соответствии с 5.3.7;
 - измерить длину каждой трубы в соответствии с 5.3.8.

- 5.3.2 Каждая партия ТЛТ должна сопровождаться следующей документацией:
- инструкцией по сборке и эксплуатации ТЛТ;
- 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.

5.3.3 Внешний осмотр проводят для выявления труб с кривизной, наличия вмятин и повреждений, в том числе проводят осмотр сварных швов и вакуумного клапана ТЛТ.

Внешний осмотр труб и муфт проводят без снятия предохранительных деталей.

Трубы со значительными повреждениями, обнаруженными при внешнем осмотре, должны быть отложены до принятия решения о пригодности таких труб.

5.3.4 Для проведения осмотра резьбовых соединений труб и муфт резьбовые предохранители необходимо снять.

Резьбовые предохранители следует снимать вручную или специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднения при снятии резьбового предохранителя допускается нагрев предохранителей паром или нанесение легких ударов деревянным предметом по торцу предохранителя для устранения возможного перекоса.

5.3.5 После снятия резьбовых предохранителей, резьбовые соединения труб и муфт должны быть очищены от смазки. Для этого рекомендуется использовать пароочиститель или органический растворитель.

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

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

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.

5.3.6 После очистки и просушивания резьбовых соединений труб и муфт необходимо провести их осмотр.

Осмотр резьбового соединения должны проводить специалисты:

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

Для первого спуска колонны рекомендуется привлекать специалистов компании-поставщика ТЛТ.

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

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

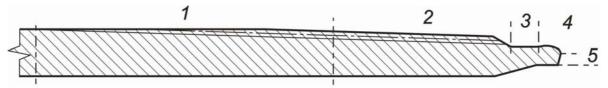
Возможные повреждения резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт и способы устранения этих повреждений приведены в таблицах 1 и 2. Участки поверхности резьбовых соединений, подвергаемые контролю, показаны на рисунках 2 и 3.

Определение глубины коррозии и заусенцев, рванин, царапин рекомендуется проводить при помощи глубиномера с наконечником игольчатого типа (диаметр наконечника не более 0,1 мм) с точностью измерения не менее 0,01 мм (прибор фирмы PEACOCK T-4 или аналогичный).

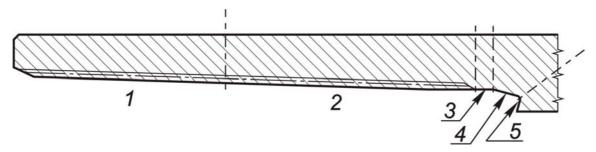
При обнаружении недопустимых повреждений на трубах, такие трубы должны быть отбракованы, составлен акт с указанием заводских номеров труб и номеров паспортов труб, описанием обнаруженных дефектов и, при возможности, с приложением фотографий.

Таблица 1 – Возможные повреждения резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт с соединением «ТМК GF» и способы их устранения

Участок контроля (рисунок 2)	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»		
1, 2, 5	Точечная коррозия глубиной более 0,1 мм	Отбраковка		
	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»		
	Точечная коррозия глубиной менее 0,3 мм или незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт с помощью надфиля или шлифовального полотна.		
3	Точечная коррозия глубиной более 0,3 мм	Отбраковка		
	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»		
	Точечная коррозия любой глубины	Отбраковка		
	Незначительная ржавчина поверхности	Полировка войлочным кругом		
4	Заусенцы, рванины и царапины	Отбраковка		
	Забоины	Отбраковка		
	Мелкие риски	Полировка войлочным кругом		



1 – резьба с неполным профилем; 2 – резьба с полным профилем; 3 – уплотнительная цилиндрическая проточка; 4 – уплотнительная коническая проточка; 5 – упорный торец
 а) – Резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности трубы

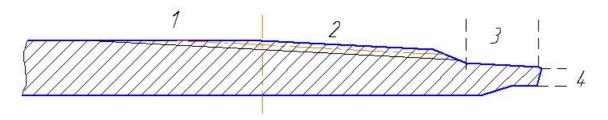


1 – резьба до основной плоскости;
 2 – резьба после основной плоскости;
 3 – уплотнительная цилиндрическая расточка;
 5 – упорный уступ
 б) – Резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности муфты

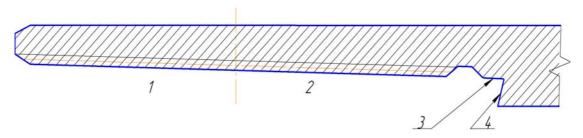
Рисунок 2 – Участки контроля поверхности резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт с резьбовым соединением «ТМК GF»

Таблица 2 – Возможные повреждения резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт с соединением «ТМК CS» и способы их устранения

Участок контроля (рисунок 3)	Повреждения	Устранение повреждений		
	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»		
1, 2, 4	Точечная коррозия глубиной более 0,1 мм	Отбраковка		
	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»		
	Точечная коррозия любой глубины	Отбраковка		
	Незначительная ржавчина поверхности	Ручной ремонт с помощью шлифовального полотна с зерном «0»		
3	Рванины, забоины	Отбраковка		
	Заусенцы, мелкие риски	Ручной ремонт с помощью шлифовального полотна с зерном «0»		



- 1 резьба с неполным профилем; 2 резьба с полным профилем; 3 уплотнительная коническая проточка; 4 упорный торец; 5 фаска
 - а) Резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности трубы



- 1 резьба до основной плоскости;
 2 резьба после основной плоскости;
 3 уплотнительная коническая расточка;
 4 упорный уступ
 - б) Резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности муфты

Рисунок 3 – Участки контроля поверхности резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт с резьбовым соединением «ТМК CS»

5.3.7 Внутреннее шаблонирование должно быть проведено по всей длине труб стальной оправкой. Для шаблонирования труб из хромистых и коррозионностойких сталей использовать полимерные или алюминиевые оправки.

Положение трубы при шаблонировании должно исключать ее провисание. Если для шаблонирования используются веревки или стержни, они должны быть чистыми. При минусовой температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием следует прогреть паром.

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.

Размеры рабочей части оправки должны соответствовать указанным в таблице 3. 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 3

Номинальный наружный диаметр внутренней трубы, мм	Длина рабочей части оправки, мм	Диаметр рабочей части оправки, мм		
114,30	1250	96,36 ^{+0,25}		

5.3.8 Длину каждой трубы следует измерять от свободного торца муфты (без резьбового предохранителя) до основания треугольного знака на противоположном конце трубы.

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

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 4. Определенную таким образом длину трубы следует нанести маркером или мелом на тело трубы.

Таблица 4 – Уменьшение длины трубы при свинчивании

Номинальный наружный диаметр трубы, мм	Тип резьбового соединения	Уменьшение длины, мм
460.20	TMK GF	117,03
168,28	TMK CS	114,30

5.3.9 После проведенного осмотра и контроля необходимо снова установить на концы труб и муфт резьбовые предохранители или специальные защитные колпаки.

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

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, приведенных в пункте 5.3.5.

Если изготовителем труб на них были установлены резьбовые предохранители с использованием резьбовой 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.

6 Свинчивание

6.1 Резьбовая смазка

6.1.1 Для обеспечения оптимальных условий свинчивания и предотвращения задиров сопрягаемых поверхностей, на резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности труб и муфт необходимо нанести резьбовую смазку. Резьбовая смазка должна соответствовать требованиям API RP 5A3/ISO 13678.

Рекомендуется использовать следующие резьбовые смазки:

- «РУСМА-1» по ТУ 0254-001-46977243-02;
- «РУСМА-Р-4» по ТУ 0254-031-46977243-04;

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

Запрещается использование смазки из тары не имеющей идентификационных признаков, перекладывание смазки в другие емкости 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;
- использовать для каждого спуска новую емкость со смазкой;
- 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.

6.1.3 Резьбовая смазка должна быть нанесена на всю поверхность резьбы, уплотнительных и упорных элементов соединений трубы и муфты в соответствии с рисунками 4 и 5.

Смазка должна наноситься на тщательно очищенную и высушенную (в соответствии с 5.3.5) поверхность резьбового соединения.

Перед нанесением смазки необходимо проверить отсутствие повреждений резьбового соединения в соответствии с 5.3.6.

Рекомендуется наносить смазку плоскими нейлоновыми щетками, на конец муфты – рельефной щеткой.

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

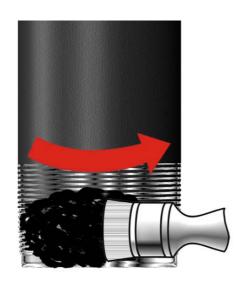




Рисунок 4

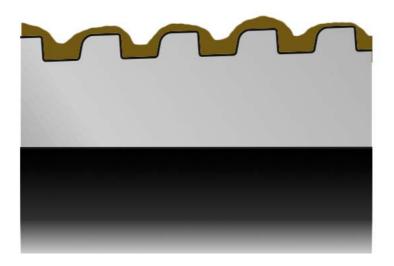


Рисунок 5

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

Минимальная масса смазки m_{min} , в граммах, необходимая для свинчивания одного резьбового соединения должна рассчитываться по следующей формуле:

$$m_{\min} = 0.25 \times D \tag{1}$$

где: m_{\min} – минимальная масса смазки, г, округленная до целого значения;

D – номинальный наружный диаметр, мм.

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

$$m_{min}$$
 = 0,25 x 168,28 = 42,07 \approx 42 r

при этом, не менее 28 г должно нанесено на конец муфты и не менее 14 г на конец трубы.

Для определения необходимого количества смазки необходимо использовать емкости смазки с известным объемом, рассчитанным для нанесения смазки на определенное количество труб.

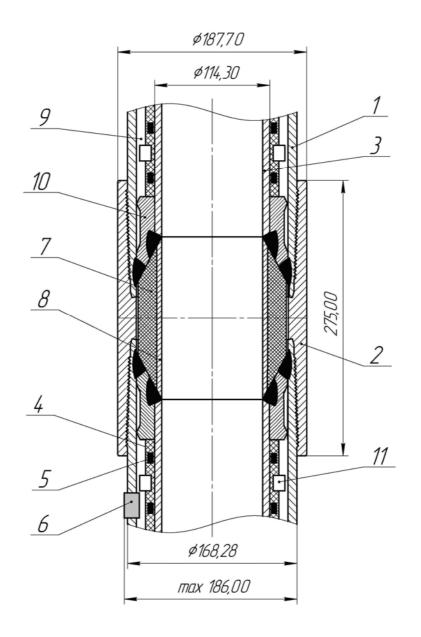
Перед спуском труб в скважину необходимо убедиться в наличии достаточного количества резьбовой смазки

- 6.1.5 Если на емкости с резьбовой смазкой указан коэффициент трения, он **НЕ ДОЛЖЕН** применяться для корректировки рекомендованного момента свинчивания резьбовых соединений «ТМК GF и «ТМК CS». Конструкция соединений «ТМК GF» и «ТМК CS» (с уплотнительными и упорными элементами) исключает влияние резьбовой смазки на свинчивание этого соединения.
- 6.1.6 Перед свинчиванием необходимо убедиться в том, что резьбовые, уплотнительные и упорные поверхности соединения с нанесенной смазкой не загрязнены буровым или глинистым раствором, содержащим мелкие частицы, которые могут ухудшить герметичность соединений «ТМК GF» и «ТМК CS». При попадании на поверхность соединения бурового или глинистого раствора, его необходимо удалить и снова нанести на соединение резьбовую смазку.

При использовании резьбового герметика рекомендуется нанесение небольшого количества резьбовой смазки на уплотнительные и упорные элементы резьбового соединения и на первые две нитки резьбы трубы и муфты.

6.2 Сборка колонны

6.2.1 Конструкция ТЛТ и ее основные параметры приведены на рисунке 6 и в таблице 5.



1 - внешняя несущая труба; 2 - муфта; 3 — внутренняя труба; 4 — экранная изоляция; 5 — геттер (поглотитель остаточных газов); 6 - вакуумный клапан; 7 - муфтовый вкладыш; 8 — защитная металлическая втулка; 9 — вакуумированное межтрубное пространство; 10 — соединительная втулка; 11 — центратор

Рисунок 6 – Конструкция ТЛТ

Таблица 5 – Основные параметры ТЛТ

Параметры	Значение
Наружный диаметр внешней несущей трубы, мм	168,28
Толщина стенки внешней несущей трубы, мм	8,94
Группа прочности внешней несущей трубы	L80 тип 1
Наружный диаметр внутренней трубы, мм	114,30
Толщина стенки внутренней трубы, мм	7,37
Группа прочности внутренней трубы	J55
Длина трубы, м	10,0 – 11,7
Наружный диаметр муфты, мм	187,70
Наружный диаметр специальной муфты, мм	177,80
Длина муфты TMK GF, мм Длина муфты TMK CS, мм	275,00 244,50
Группа прочности муфты	L80 тип 1
Давление в межтрубном пространстве, не более, Па/мм рт. ст.	8·10 ⁻² / 6·10 ⁻⁴

- 6.2.2 Сборку колонны труб должен производить квалифицированный оператор.
- 6.2.3 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.

6.2.4 Муфтовый вкладыш должен быть установлен в муфту каждой трубы (позиция 7 рисунок 6). Установка вкладыша в муфту должна выполняться помощником бурового мастера.

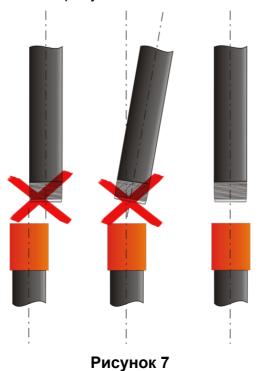
При первом спуске колонны рекомендуется установку вкладыша выполнять специалисту компании-поставщика ТЛТ или помощнику бурового мастера под контролем специалиста компании-поставщика ТЛТ.

6.2.5 Муфтовый вкладыш необходимо вставить в муфту нижней трубы без перекосов до упора в соответствии с рисунком 6.

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

6.2.6 Перед сборкой колонны должна быть проверена соосность оси трубы и оси скважины (рисунок 7).

6.2.7 Перед началом свинчивания необходимо проверить на ощупь отсутствие механических повреждений уплотнительных и упорных поверхностей на свободном конце трубы, как показано на рисунке 8.



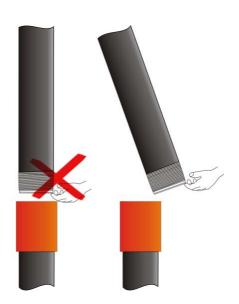


Рисунок 8

6.2.8 При посадке трубы в муфту не допускаются удары торца трубы о торец муфты и «соскальзывание» конца трубы в муфту при контакте торца трубы с торцом муфты.

Необходимо использовать специальную направляющую воронку (рисунок 9). При опускании ниппеля в муфту это обеспечивает центровку конца трубы и предотвращает повреждение соединений.



Рисунок 9

6.2.9 При свинчивании трубы и муфты, первые два оборота должны быть выполнены вручную специальным ключом с ремнем или цепным ключом, в зависимости от массы трубы (рисунок 10).

При выполнении первых двух оборотов с использованием цепного ключа, между ключом и телом трубы необходимо использовать ветошь для предохранения трубы от повреждений.



Рисунок 10

6.2.10 Машинный ключ должен иметь регулятор скорости вращения и обеспечивать скорость 1 об/мин на заключительном этапе свинчивания.

Ключ должен иметь захваты под конкретный размер труб, чтобы обеспечить большую площадь контакта с телом трубы. Диаметр захватов должен быть на 1 % более номинального наружного диаметра трубы. Захваты необходимо отрегулировать таким образом, чтобы они надежно удерживали трубу и не соскальзывали.

В процессе свинчивания должна быть обеспечена возможность постепенного опускания ключа.

Перед свинчиванием машинный ключ должен быть выставлен так, как показано на рисунке 11.

6.2.11 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.

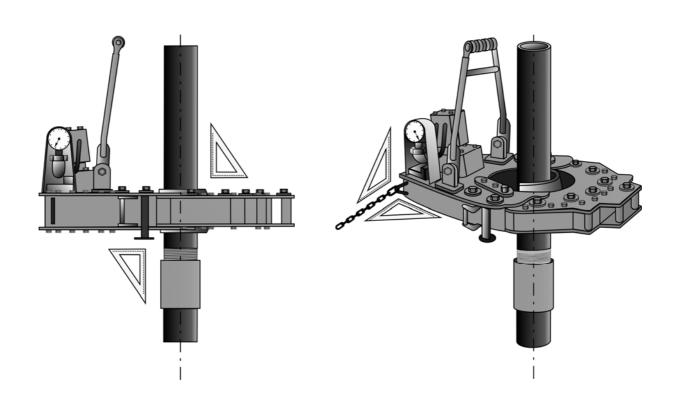


Рисунок 11

6.2.12 Свинчивание должно быть плавным и без значительного (не более 50⁰C) нагрева муфты.

Скорости свинчивания и развинчивания резьбового соединения с помощью машинного ключа должны соответствовать, указанным в таблице 6.

Рекомендуемая скорость после свинчивания первых двух витков резьбы – 10 об/мин, рекомендуемая скорость свинчивания при докреплении – 2 об/мин.

Таблица 6

	Свинчивание)	Развинчивание			
Начало (свинчивания Завершение		Начало ра	2000000000		
Первые	Последующие	свинчивания	Первые	Последующие	Завершение развинчивания	
два витка	витки	(докрепление)	два витка	витки	развинчивания	
Вручную	Высокая скорость, но не более 10 об/мин	Низкая скорость не более 2 об/мин	Низкая скорость, не более 2 об/мин	Высокая скорость	Низкая скорость, но лучше вручную	

6.2.13 На теле трубы и муфты после свинчивания не должно быть значительных механических повреждений (типа задиров, смятий и т.п.).

Глубина допустимых повреждений на наружной поверхности муфты не должна превышать 1% номинального наружного диаметра муфты.

6.3 Контроль свинчивания

Качество свинчивания резьбового соединения контролируют:

- по значению крутящего момента в соответствии с 6.4;
- по диаграмме свинчивания (при наличии соответствующего оборудования) в соответствии с 6.5:
 - по отсутствию недопустимых повреждений на теле трубы и муфты.

При необходимости качество свинчивания резьбового соединения контролируют:

- по меткам свинчивания на трубе и муфте в соответствии с 6.6;
- по положению торца муфты относительно треугольного клейма в соответствии с 6.6.

6.4 Момент свинчивания

Расчетные крутящие моменты свинчивания резьбовых соединений «ТМК GF» и «ТМК CS» указаны в таблицах 7 и 8.

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

Таблица 7 - Моменты свинчивания резьбового соединения «ТМК GF»

Номинальный наружный диаметр		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		Толщина		Момент свинчивания для группы прочности L80 т				Момент свинчивания для группы про			80 тип 1
		стенки		М _{мин}		Мопт		М _{макс}					
in	мм	in	мм	Нм	ft-lb	Нм	ft-lb	Нм	ft-lb				
6 5/8	168,28	0,352	8,94	10500	7665	11800	8614	13100	9563				

Таблица 8 - Моменты свинчивания резьбового соединения «ТМК CS»

Номинальный		Толь	цина	Момент	свинчива	ания для г	руппы про	очности Ц	30 тип 1
диаметр		диаметр		стенки		М _{мин} М _{опт}		M _M	акс
in	мм	in	мм	Нм	ft-lb	Нм	ft-lb	Нм	ft-lb
6 5/8	168,28	0,352	8,94	9900	7227	11000	8030	12100	8833

При этом необходимо определить момент смыкания упорных элементов соединения: по совпадению метки на муфте с первой по ходу свинчивания меткой на трубе, совпадению торца муфты с основанием треугольного клейма (рисунок 12) и/или по диаграмме свинчивания (при наличии соответствующего оборудования).

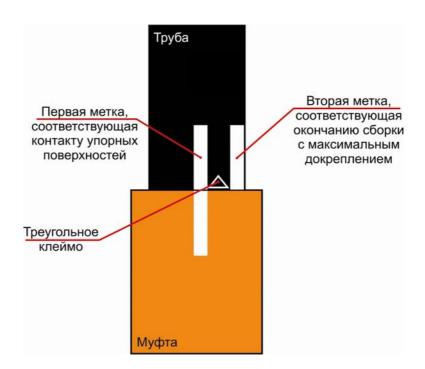


Рисунок 12

Скорректированный момент свинчивания устанавливают по среднему значению моментов смыкания десяти свинчиваний и рассчитывают по следующей формуле:

$$M_c = M_{cm} + 20\% M_{ont}$$
 (2)

где: M_c – скорректированный момент свинчивания соединения;

М_{см} – средний фактический момент смыкания по результатам десяти свинчиваний;

М_{опт} – расчетный оптимальный момент свинчивания по таблицам 7 и 8.

Примечание — При расчете момента свинчивания резьбового соединения «ТМК GF», «ТМК CS» *НЕ ДОЛЖЕН* учитываться коэффициент трения резьбовой смазки. Конструкция соединений «ТМК GF» и «ТМК CS» (с уплотнительными и упорными элементами) исключает влияние резьбовой смазки на свинчивание этого соединения.

Определенный скорректированный момент свинчивания применяется для свинчивания остальных труб колонны в данных условиях свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности, размера труб и т.д.).

При этом минимальный момент свинчивания, должен быть не менее 90 % скорректированного оптимального значения момента свинчивания, а максимальный момент свинчивания — не более 110 % скорректированного оптимального значения момента свинчивания.

6.5 Диаграмма свинчивания

- 6.5.1 Для контроля свинчивания резьбовых соединений по диаграммам, потребитель должен иметь оборудование, соответствующее приложению А.
- 6.5.2 Форма диаграммы, при правильном свинчивания резьбового соединения «ТМК GF», показана на рисунке 13.

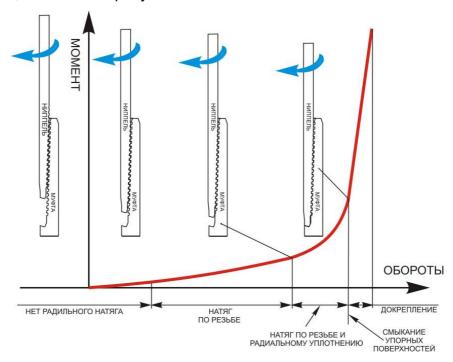


Рисунок 13

При правильном свинчивании рост крутящего момента на диаграмме свинчивания на первых оборотах должен быть медленным и равномерным. Далее при сопряжении резьбы с натягом должно происходить ускорение роста крутящего момента до смыкания уплотнительных и упорных элементов соединения, которое сопровождается резким ростом крутящего момента, свидетельствующим о правильном выполнении свинчивания. Окончательный момент свинчивания соединения «ТМК GF» должен находиться в пределах от минимального до оптимального момента свинчивания.

Момент смыкания $M_{\text{см}}$ упорных поверхностей соединения (упорного уступа муфты и упорного торца трубы) должен находиться в интервале между 5% и 80% оптимального момента свинчивания (рекомендуется - до скорректированного момента свинчивания).

Момент докрепления соединения должен находиться в диапазоне от 0,02 до 0,06 оборота.

При правильной форме диаграммы, следует учитывать, что составляющая радиального уплотнения момента свинчивания соединения «ТМК GF» значительно меньше резьбовой составляющей, поэтому на диаграмме не всегда ярко выражена.

- 6.5.3 Типичные случаи несоответствия диаграммы свинчивания соединения «TMK GF»
- 6.5.3.1 Если на диаграмме свинчивания присутствует участок, соответствующий возможной пластической деформации упорного торца трубы (рисунок 14), необходимо разобрать соединение и провести проверку концов трубы и муфты. Если в результате осмотра и проверки на ощупь и шаблоном, упорных и сопрягающихся поверхностей соединения признаки наличия пластической деформации (изменение формы) не обнаружены, может быть произведено его повторное свинчивание. К признакам наличия деформации соединения относятся задиры или иные повреждения резьбовых, упорных и уплотнительных поверхностей, а также деформация внутренней расточки муфты.

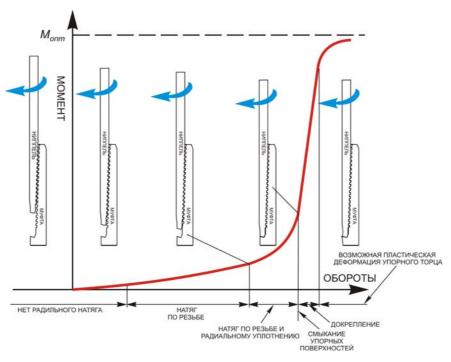


Рисунок 14

6.5.3.2 Если на диаграмме свинчивания наблюдается малый прирост момента (0,02 оборота) от радиального уплотнения (рисунок 15), это связано с малой поверхностью уплотнения и совпадением высокого натяга по резьбе и низкого натяга по уплотнению. Такое соединение считается приемлемым. Однако, в случае сомнений в правильности его сборки, должно быть проведено контрольное свинчивание/развинчивание соединения.

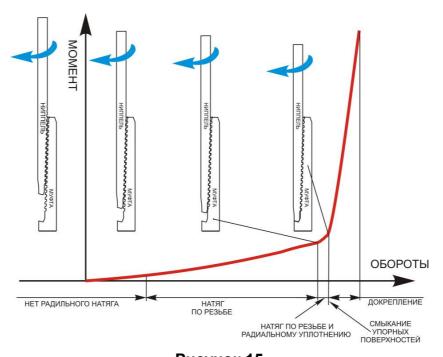


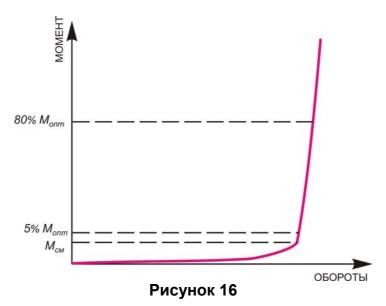
Рисунок 15

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

Слишком низкое значение M_{см} на диаграмме свинчивания (рисунок 16) может быть вызвано:

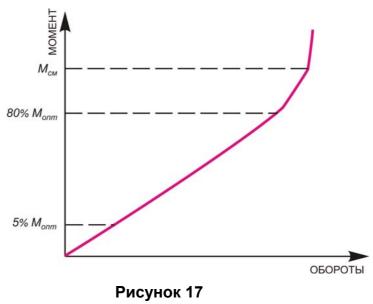
- неблагоприятным сочетанием технологических параметров сопрягаемого соединения;
 - применением неправильного типа смазки,
 - загрязнением смазки или плохими условиями ее хранения.

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



- 6.5.3.4 Слишком высокое значение $M_{\text{см}}$ на диаграмме свинчивания (рисунок 17) может быть вызвано:
 - повреждением резьбы и/или уплотнительных элементов соединения;
 - некачественной очисткой резьбы;
 - применением неправильного типа смазки,
- загрязнение состава смазки или высокой плотностью смазки (например, при низких температурах);
- неблагоприятным сочетанием технологических параметров сопрягаемого соединения.

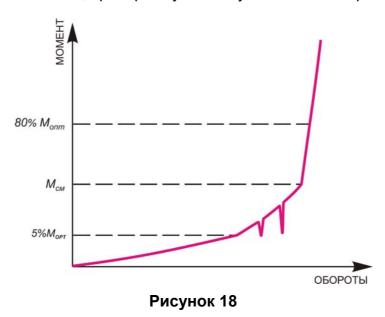
Следует развинтить соединение, очистить от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести смазку необходимого типа и качества и повторить свинчивание.



6.5.3.5 Скачки на диаграмме свинчивания (рисунок 18) могут быть вызваны:

- некачественной очисткой соединения от консервационной смазки;
- перекосом машинного ключа;
- недостаточным усилием докрепления соединения.

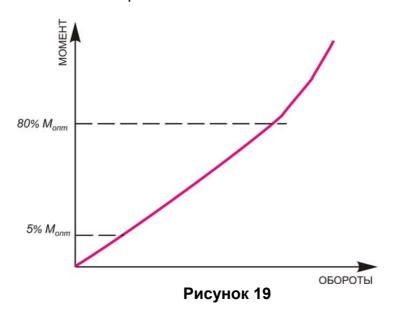
Следует развинтить соединение, очистить его от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести смазку необходимого типа и качества, проверить установку ключа и повторить свинчивание.



6.5.3.6 Кривая свинчивания без четкого M_{cm} (рисунок 19) может быть вызвана:

- повреждением резьбы;
- некачественной очисткой резьбы;
- неблагоприятным сочетанием технологических параметров сопрягаемого соединения.

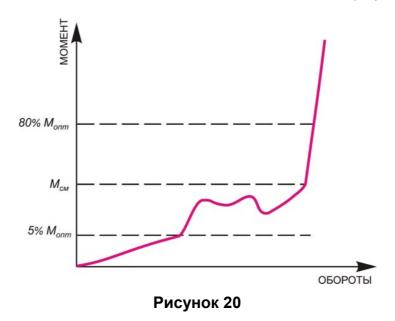
Следует развинтить соединение, очистить от смазки и осмотреть. Если результаты визуальной проверки удовлетворительны, повторно нанести смазку необходимого типа и качества и повторить свинчивание.



6.5.3.7 Кривая свинчивания с эффектом «волны», не превышающим $M_{\text{см}}$ (рисунок 20) может быть вызвана:

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

Следует развинтить соединение, убедиться что эффект волны вызван не качеством смазки или ее нанесением и повторить свинчивание. В противном случае, очистить соединение и повторно нанести смазку необходимого типа и качества и повторить свинчивание.



6.5.3.8 В любом случае, когда кривая свинчивания имеет несоответствующий вид, соединение должно быть развинчено. Соединения и трубы и муфты должны быть очищены от смазки и осмотрены. Если визуальной проверке повреждений не обнаружено, то на соединение следует снова нанести смазку соответствующего типа и качества, проверить установку оборудования и повторить свинчивание.

Если результат повторного свинчивания аналогичен результату при первом свинчивании, труба должна быть забракована и заменена другой трубой для свинчивания с той же муфтой. При получении несоответствующей кривой свинчивания при свинчивании второй трубы с прежней муфтой, труба с муфтой должна быть извлечена из скважины и забракована.

6.5.4 Форма диаграммы при правильном свинчивания резьбового соединения «ТМК CS» уточняется в процессе сборки опытных партий ТЛТ.

6.6 Метки свинчивания и треугольное клеймо

6.6.1 На трубе и муфте изготовителем нанесены метки свинчивания и треугольное клеймо, показанные на рисунке 21.

На трубе с резьбовым соединением «ТМК GF» дополнительно нанесен треугольный знак краской, указывающий на расположение треугольного клейма.

6.6.2 При свинчивании резьбового соединения совмещение метки, нанесенной на муфте, с первой по ходу свинчивания меткой на трубе соответствует смыканию упорного торца трубы с упорным уступом муфты.

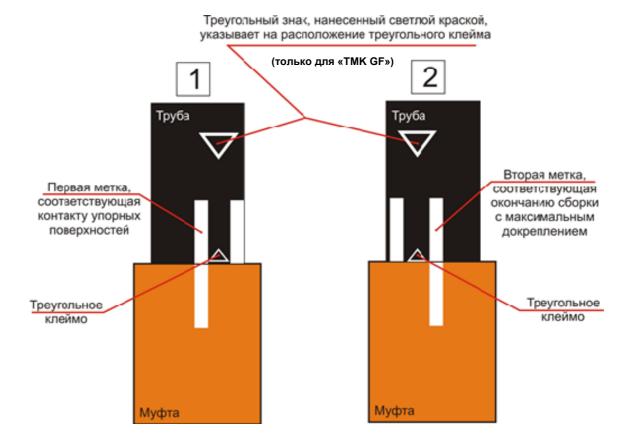


Рисунок 21

6.6.3 При достижении значения момента свинчивания, соответствующего скорректированному моменту свинчивания, определенному в соответствии с 6.4, метка свинчивания на муфте должна совпадать со второй по ходу свинчивания меткой на трубе или находится между первой и второй метками, что соответствует докреплению резьбового соединения, целью которого является достижение заданных диаметральных натягов в резьбе и радиальном уплотнении, а также включения в процесс герметизации упорных элементов соединения.

Докрепление сопровождается значительным ростом крутящего момента, при этом он должен быть не менее 90 % и не более 110 % скорректированного оптимального значения момента свинчивания.

6.6.4 При достижении значения момента свинчивания, соответствующего скорректированному моменту свинчивания, определенному в соответствии с 6.4, торец муфты должен приблизительно совпадать с основанием треугольного клейма, нанесенного на трубу.

7 Хранение труб, бывших в употреблении

В случае необходимости хранения труб, бывших в употреблении, необходимо предварительно провести следующие действия:

- визуальный контроль труб и муфт на отсутствие значительных механических повреждений (типа задиров, смятий и т.п.). Глубина допустимых дефектов на наружной поверхности муфты не должна превышать 1% номинального наружного диаметра муфты;
 - очистку резьбовых соединений труб и муфт от смазки и загрязнений;
- визуальный контроль резьбовых, уплотнительных и упорных поверхностей труб и муфт. В случае выявления несоответствии согласно таблице 1 провести ремонт или не допускать трубы к дальнейшему использованию;
- осмотр целостности муфтовых вкладышей. В случае выявления повреждений удалить вкладыш;
 - очистку резьбовых предохранителей от прежней смазки и загрязнений;
 - осмотр резьбовых предохранителей на отсутствие повреждений;
- нанести на резьбовые соединения труб и муфт консервационную смазку (типа ВНПП ИС-1 ТУ 2499-003-57518521 или аналогичную), и установить резьбовые предохранители.

При хранении труб с резьбовыми предохранителями, установленными на резьбовой смазке, обладающей консервационными свойствами, через каждые 3-и месяца хранения необходимо очищать трубы и резьбовые предохранители от смазки и наносить свежую смазку.

8 Гарантии изготовителя

При соблюдении настоящих рекомендаций, резьбовое соединение «ТМК GF» выдерживает не менее 9 циклов свинчивания/развинчивания с сохранением технических характеристик.

Гарантии по эксплуатационной стойкости резьбового соединения «ТМК CS» будут установлены после сборки опытных партий ТЛТ.

Приложение А

(рекомендуемое)

Оборудование для регистрация свинчивания

Рекомендуется проводить свинчивание резьбовых соединений «ТМК GF» и «ТМК CS» 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 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 указана последняя и очередная дата калибровки оборудования!