

Закрытое акционерное общество
Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
труб нефтяного сортамента
ЗАО «ВНИИТнефть»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора -
Главный инженер ОАО «ТМК»


А.А. Клачков
_____ 2010г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО «ВНИИТнефть»



Ю.Н. Антипов
_____ 2010г.

ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Технический директор
ЗАО «ВНИИТнефть»


А.А. Донской
_____ 2010г.

Самара, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ	5
3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА	10
3.1 Маркировка труб	10
3.2 Упаковка труб	10
4 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ	12
4.1 Формирование колонны насосно-компрессорных труб	12
4.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации	15
4.3 Проведение спуско-подъемных операций с НКТ	17
4.4 Требования к оборудованию при проведении СПО	20
4.5 Рекомендации при выборе резьбовых смазок	21
4.6 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций	24
4.7 Ремонт труб	27
5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	28
5.1 Транспортирование труб	28
5.2 Хранение труб	29
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	30
7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	31
Приложение А Прочностные характеристики и моменты свинчивания насосно-компрессорных труб, изготовленных по ГОСТ 633	32
Приложение Б Перечень документов, использованных при составлении Руководства	34

Настоящее руководство разработано применительно к сортаменту насосно-компрессорных труб, выпускаемых по ГОСТ 633, ГОСТ Р 53366 (ИСО 11960:2004), API Spec 5CT/ISO 11960 и техническим условиям (ТУ), действующим на заводах ОАО «Трубная металлургическая компания» (ТМК).

Все насосно-компрессорные трубы, выпускаемые по приведенной в настоящем руководстве нормативной документации, могут использоваться с учетом нижеприведенных рекомендаций как при добыче нефти, газа и газоконденсата, при поддержании пластового давления, так и при утилизации пластовых вод. Кроме того трубы могут применяться при капитальном и текущем ремонте скважин.

Приведенные данные по нормативной документации на трубы являются общеинформационными. За детальной технической информацией необходимо обращаться к действующим нормативным документам.

Руководство отражает все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации насосно-компрессорных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса.

При выполнении всех требований данного руководства компания «ТМК» гарантирует качество применяемых труб.

Данное руководство поставляется с каждой партией труб и обязательно для исполнения Потребителями.

Руководство отменяет действующий документ, выпущенный ЗАО «ВНИИТнефть» в 2005 г.

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

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

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

1.4 **Муфта** – цилиндр с внутренней резьбой для соединения двух труб с резьбовыми концами.

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

1.6 **Натяг** – величина, характеризующая посадку одного изделия на другое.

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

1.8 **Плавка** – металл, полученный за единый технологический цикл процесса выплавки.

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

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

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

1.12 **Технические условия** – технический документ, который разрабатывается по решению разработчика (изготовителя) или по требованию заказчика (потребителя) продукции и содержит полный комплекс требований к продукции, её изготовлению, контролю и приемке.

1.13 **Электросварная труба** – труба с одним продольным швом, полученным электросваркой сопротивлением или индукционной сваркой, без добавления присадочного металла, в процессе которой свариваемые кромки механически сжимаются, а тепло для сварки выделяется за счет сопротивления протеканию электрического тока.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1 Сортамент НКТ, выпускаемых заводами компании ТМК, представлен в таблице 1.

2.2 Механические свойства НКТ повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости приведены в таблице 2.

Механические свойства НКТ, выпускаемых по всем остальным ТУ, перечисленным в сортаменте, соответствуют требованиям ГОСТ 633.

2.3 Механические свойства НКТ, выпускаемых по ГОСТ 633, приведены в таблице 3.

2.4 Механические свойства НКТ, выпускаемых по API Spec 5CT (ISO 11960:2004) и ГОСТ Р 53366, приведены в таблице 4.

Таблица 1 – Сортамент труб насосно-компрессорных, выпускаемых заводами ТМК

Наименование нормативного технического документа	Размеры труб		Группа прочности	Тип резьбового соединения	Длина, м
	условный диаметр, мм	толщина стенки, мм			
ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним Технические условия	33-42	3,5	Д, К, Е	треугольная, высокогерметичная	9,5-10,5
	48	4,0	Д, К, Е, Л		
	60	5,0	Д, К, Е, Л, М, Р		
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
	114	7,0			
ГОСТ Р 53366-2009 Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия	33	3,38	H40,J55,L80,N80,C90,T95	треугольная	Группа длин 1 6,10-7,32
		3,50	J55,K72,L80,N80	треугольная	
		4,55	H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110	треугольная	
	42,16	3,56; 4,85	H40,J55,K72,L80,N80,C90,T95	треугольная	Группа длин 2 8,53-9,75
			H40,J55,L80,N80,C90,T95	треугольная	
	48,26	3,68	J55,K72,L80,N80	треугольная	Группа длин 3 11,58-12,80
			H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110	треугольная	
			H40,J55,L80,N80,C90,T95,Q135	треугольная, трапецидальная	
	60	4,24	H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			L80, C90, T95	треугольная, трапецидальная	
	73	5,51; 7,01	H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			L80,N80,C90,T95,P110,	треугольная	
	89	6,45; 7,34	H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			J55,K72,L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
			L80,N80,C90,T95,P110,Q135	треугольная, трапецидальная	
	102	5,74	H40,J55,L80,N80,C90,T95	треугольная	
6,50; 6,65			J55,K72,L80,N80,C90,T95,P110, Q135	треугольная, трапецидальная	
114	6,88; 7,0	H40,J55,L80,N80,C90,T95,P110	треугольная, трапецидальная		
		Q135	треугольная, трапецидальная		
API Spec 5 CT / ISO 11960:2004 Стальные трубы, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин	60,32	4,24	J55, L80, N80,C90	треугольная, трапецидальная	Группа длин 1 7,0-7,32
		4,83	J55, L80, N80,C90,P110		
		6,45	L80, N80,C90, P110		
	73,02	5,51	J55, L80, N80,C90, P110	Группа длин 2 8,53-9,75	
			7,01; 7,82		J55, L80, N80,C90, P110
	88,9	5,49; 6,45	J55, L80, N80,C90, P110	Группа длин 3 11,58-12,80	
			7,34		J55, L80, N80,C90, P110
			9,52		J55, L80, N80,C90, P110
	101,6	5,74;6,65; 8,38	J55, L80, N80,C90		
	114,3	6,88; 8,56	J55, L80, N80,C90		
ТУ 14-161-150-94 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородостойкие и хладостойкие.	48	4,0	Дс, Ес, Ес	треугольная	9,5-10,5 по требованию до 11
	60	5,0		треугольная, высокогерметичная	
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
	114	7,0			

Окончание таблицы 1

Наименование нормативного технического документа	Размеры труб		Группа прочности	Тип резьбового соединения	Длина, м
	условный диаметр, мм	толщина стенки, мм			
ТУ 14-161-173-97 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	48	4,0	К _с , Е _с	треугольная	9,5-10,5 по требованию до 11
	60	5,0		треугольная, высокогерметичная	
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
114	7,0				
ТУ 14-161-159-95 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним в хладостойком исполнении	73	5,5; 7,0	Е	высокогерметичная	9,5-10,5 по требованию до 11
	89	6,5; 8,0			
ТУ 14-3-1534-87 Трубы насосно-компрессорные гладкие с узлом уплотнения из полимерного материала	60	5,0	Д, К, Е	треугольная	9,5-10,5
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
ТУ 39-00147016-97-99 Трубы насосно-компрессорные высокогерметичные с высаженными наружу концами и муфты к ним НКМВ	60	5,0	Д, Д _с , К, К _с , Е, Е _с , Л, Л _с , М, Р	высокогерметичная	9,5-10,5
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5			
ТУ 14-157-55-98 Трубы бесшовные насосно-компрессорные оцинкованные и муфты к ним	60	5,0	Д, К, Е	треугольная	7,8
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5			
	114	7,0			
ТУ 14-3-1718-90 Трубы насосно-компрессорные с отличительной маркировкой муфт	60	5,0	К, Е, Л, М	треугольная	9,5-10,5 по согласованию 8,5-10,5
	73	5,5			
ТУ 14-161-195-2001 Трубы стальные насосно-компрессорные и муфты к ним для газовых и газоконденсатных месторождений	33	3,5	Д, К, Е, Л, М, Р	треугольная	9,5-10,5
	42	3,5		треугольная, высокогерметичная	
	48	4,0			
	60	5,0			
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
114	7,0				
ТУ 14-161-198-2002 Трубы насосно-компрессорные с удлиненной наружной высадкой и муфты к ним	60	5,0	Д, К, Е, Л, М, Р Д _с , К _с , Е _с , Л _с	треугольная	9,5-10,5
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
	114	7,0			
ТУ 14-161-232-2008 Трубы гладкие насосно-компрессорные и муфты к ним с удлиненной резьбой	73	5,5; 7,0	Д, К, Е, Л, М, Р	треугольная	9,5-10,5 по требованию до 11
	89	6,5; 7,4			
ТУ1308-206-00147016-2002 Трубы бесшовные насосно-компрессорные с высаженными наружу концами и муфты к ним сероводород- и хладостойкие	33	3,5	К _с , Е _с , Л _с	треугольная	9,5-10,5 по требованию до 11
	42	3,5		треугольная, трапецеидальная	
	48	4,0			
	60	5,0			
	73	5,5; 7,0			
	89	6,5; 8,0			
	102	6,5			
114	7,0				

Таблица 2 – Механические свойства коррозионно-стойких и коррозионно-хладостойких насосно-компрессорных труб

Наименование показателей и размерность	ТУ 14-161-150-94			ТУ 14-161-159-95	ТУ 14-161-173-97		ТУ 14-161-179-99 ТУ 39-00147016-97-99				ТУ 14-161-198-2002			
	Д _с	К _с	Е _с	Е	К _с	Е _с	Д _с	К _с	Е _с	Л _с	Д _с	К _с	Е _с	Л _с
Временное сопротивление σ_B , МПа (кгс/мм ²), не менее	510 (52,0)	647 (66,0)	657 (67,0)	689 (70,3)	647 (66,0)	657 (67,0)	509 (52,0)	647 (66,0)	657 (67,0)	755 (77,0)	517 (52,8)	647 (66,0)	655 (66,8)	723 (73,9)
Предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²), не менее	402 (41,0)	519 (53,0)	549 (56,0)	552 (56,2)	519 (53,0)	549 (56,0)	380 (38,8)	519 (53,0)	549 (56,0)	647 (66,0)	379 (38,7)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)
	не более	490 (50,0)	617 (63,0)	657 (67,0)	675 (68,9)	617 (63,0)	657 (67,0)	490 (50,0)	627 (64,0)	657 (67,0)	784 (80,0)	490 (50,0)	627 (64,0)	686 (70,0)
Относительное удлинение δ_5 , % не менее	20	18	16	18	18	16	20	18	16	15	20	18	16	15
Твердость HRB, не более	90	95	98	-	95	98	92	95	98	HRC 23	95	HRC 22	HRC 23	HRC 25
Отношение σ_T/σ_B , не более	0,80	0,80	0,75	-	0,80	0,75	0,80	0,80	0,85	0,85	-	-	-	-
Ударная вязкость KCV, Дж/см ² (кгс-м/см ²), не менее при температуре, °С	+20	137(14)	118(12)	78(8)	70	118(12)	78(8)	-	-	-	-	-	-	-
	-40	59(6)	59(6)	59(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-55	-	-	-	40 (отдельное значение 30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-60	-	-	-	-	59(6)	59(6)	147(15)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)
Доля вязкой составляющей В при температуре испытания минус 60 °С, % не менее	-	-	-	50	-	-	50	60	70	70	70	70	70	70

Окончание таблицы 2

Наименование показателей и размерность	ТУ 14 – 161 – 195 - 2001						ТУ 14-161-232-2008 (для труб и муфт к ним в хладостойком исполнении)					
	Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р
Группа прочности												
Временное сопротивление σ_B , МПа (кгс/мм ²), не менее	655	687	689	758	823	1000	655 (66,8)	687 (66,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000 (101,9)
Предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²), не менее	359	491	552	654	724	930	379 (38,7)	491 (50,0)	552 (56,2)	654 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)
	не более	552	-	758	862	921	1137 (65,0)	-	758 (77,3)	862 (87,9)	921 (93,9)	1137 (116,0)
Относительное удлинение δ_5 , % не менее	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5	16	16	14	14	12	11
Относительное сужение ψ , % не менее							50	50	50	50	45	45
Твердость HRB, не более	-	-	-	-	-	-	95	HRC 22	HRC 23			
Отношение σ_T/σ_B не более	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Ударная вязкость KCV, Дж/см ² (кгс м/см ²) не менее при температуре °С	+20	118	118	118	118	118	-	-	-	-	-	-
	-40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-60	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)	98(10)
Доля вязкой составляющей В при температуре испытания минус 60°С, % не менее	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70

Таблица 3 - Механические свойства НКТ по ГОСТ 633, ТУ

Наименование показателей	Норма механических свойств для стали группы прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
	Исполнение А					
Временное сопротивление σ_B , не менее, МПа (кгс/мм ²)	655 (66,8)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000 (101,9)
Предел текучести σ_T :						
- не менее, МПа (кгс/мм ²)	379 (38,7)	491 (50,0)	552 (56,2)	654 (66,8)	724 (73,8)	930 (94,9)
- не более, МПа (кгс/мм ²)	552 (56,2)	- -	758 (77,3)	862 (87,9)	921 (93,9)	1137 (116,0)
Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	14,3	14,0	13,0	12,3	11,3	9,5
Твердость по Бринеллю, НВ, не более	-		255	295	305	355

Таблица 4 – Механические свойства НКТ по API Spec 5CT/ISO 11960:2004 и ГОСТ Р 53366

Класс	Группа прочности	Тип	Полное относительное удлинение под нагрузкой, %	Предел текучести, МПа		Предел прочности, МПа	Максимальная твердость ^а		Заданная толщина стенки, мм	Допустимый разброс твердости, HRC ^б
				мин.	макс.		HRC	HBW		
1	H40	-	0,5	276	552	414	-	-	-	-
	J55	-	0,5	379	552	517	-	-	-	-
	K55	-	0,5	379	552	655	-	-	-	-
	K72*	-	0,5	491	-	687	-	-	-	-
	N80	1	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	N80	Q	0,5	552	758	689	-	-	-	-
2	M65	-	0,5	448	586	586	22	235	-	-
	L80	1	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	9Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	13Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	До 12,70 включ.	3,0
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	От 12,71 до 19,04	4,0
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	От 19,05 до 25,39	5,0
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	25,40 и выше	6,0
	C95*	-	0,5	655	758	724	-	-	-	-
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	До 12,70 включ.	3,0
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	От 12,71 до 19,04	4,0
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	От 19,05 до 25,39	5,0
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	25,40 и выше	6,0
3	P110	-	0,6	758	965	862	-	-	-	-
4	Q125*	Все	0,65	862	1034	931	6	-	До 12,70 включ.	3,0
	Q125*	Все	0,65	862	1034	931	6	-	От 12,71 до 19,04	4,0
	Q125*	Все	0,65	862	1034	931	6	-	19,05 и выше	5,0
	Q135*	-	0,65	930	1137	1000	6	-	До 12,70 включ.	3,0
	Q135*		0,65	930	1137	1000	6	-	От 12,71 до 19,04	4,0
Q135*	0,65		930	1137	1000	6	-	19,05 и выше	5,0	

^а В спорных случаях в качестве арбитражного метода должен быть применен метод лабораторного измерения твердости по шкале С Роквелла.
^б Предел твердости не установлен, но максимальный разброс ограничен как *элемент* контроля технологического процесса.
* В стадии освоения

3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА

3.1 Маркировка труб

3.1.1 Маркировка трубной продукции производится с целью приведения на каждом изделии данных, необходимых потребителю.

3.1.2 Требования к маркировке и содержание маркировки должно соответствовать требованиям нормативной документации на трубы.

3.2 Упаковка труб

3.2.1 Резьба, уплотнительные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными предохранительными деталями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и

других материалов предохранительных деталей, обеспечивающих защиту резьбы от повреждения.

3.2.2 Торцы всех труб должны быть закрыты предохранительными деталями, которые по требованию потребителя могут выполняться либо открытыми, либо глухими. В последнем случае во внутреннюю полость для предохранения от коррозии может помещаться влагопоглотитель (по требованию Заказчика), например, силикагель.

3.2.3 Конструкция предохранительных деталей должна обеспечивать защиту резьбы труб и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы.

3.2.4 При навинчивании колец и ниппелей резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты антикоррозионной смазкой. Ассортимент и области применения смазок приведены в таблице 9а. Допускается, по требованию заказчика, вместо антикоррозионной смазки применять резьбоуплотнительную смазку.

3.2.5 Трубы поставляют в пакетах, прочно увязанных не менее, чем в двух местах.

При увязке труб в пакеты муфты на трубах должны быть ориентированы в одну сторону. В одном пакете должны быть трубы только одной партии.

Масса пакета труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – не более 3 т.

3.2.6 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность труб от возможных повреждений.

3.2.7 При отгрузке в одном вагоне должны быть трубы только одной партии.

Допускается отгрузка в одном вагоне труб разных партий при условии их разделения, если партия труб или ее остаток не соответствуют грузоподъемности вагона.

3.2.8 В компании «ТМК» существуют следующие конструкции упаковки труб: «экстра», «эконом», «ординарная» и «упрощенная».

3.2.8.1 Для выполнения заказа в объеме (тоннаж, метраж), предусмотренном Потребителем, допускается формирование одного–двух пакетов из заказанной партии по массе или количеству труб меньше предусмотренных схемами упаковки.

3.2.8.2 При конструкции упаковки труб «экстра» насосно-компрессорные трубы собираются в пакеты таким образом, чтобы контакт между телом труб, муфт, замковых деталей, высадок был гарантированно исключен. Указанное достигается путем укладки труб в ложементы. Ложементы по требованию Заказчика выполняются наружные или внутренние, деревянные или полимерно-металлические. Ложементы предусматривают наличие гнезда для каждой трубы. Увязка ложементов, заполненных трубами, осуществляется стальной лентой или стяжкой шпильками.

На каждом пакете крепятся три ярлыка: один на выровненном торце пакета; два других - на боковых сторонах пакета.

3.2.8.3 При конструкции упаковки труб «эконом» насосно-компрессорные трубы собираются в пакеты на деревянных наружных (или внутренних) ложементях.

Резьба и торцы труб закрыты в соответствии с п.3.2.1 - 3.2.4.

На каждом пакете крепится два ярлыка. Один на выровненном торце пакета, второй на левой (относительно выровненного торца) стороне пакета.

3.2.8.4 При конструкции упаковки труб «ординарная» насосно-компрессорные трубы собираются в пакеты на деревянных наружных (или внутренних) ложементях.

Резьба и торцы труб должны быть защищены предохранительными деталями в соответствии с п.п. 3.2.1 – 3.2.4.

3.2.8.5 При конструкции упаковки труб «упрощенная» насосно-компрессорные трубы упаковываются в соответствии с требованиями ГОСТ 10692 и отгружаются согласно схемам загрузки принятым на заводе-изготовителе.

Защита торцов труб и резьбовых элементов насосно-компрессорных труб в соответствии с требованиями соответствующей нормативной документации на изготовление отгружаемых труб.

Пластмассовые предохранительные детали должны устанавливаться на торцы труб с учетом района поставки труб, например, хладостойкого исполнения при поставке труб в районы с пониженными среднегодовыми температурами.

3.2.9 При всех видах упаковки насосно-компрессорные трубы при сборке пакета укладываются муфтами в одну сторону.

3.2.10 Для упаковки труб «экстра», «эконом» и «ординарная» торцы всех труб с одной стороны должны быть расположены в одной плоскости. «Разбег» противоположных торцов труб в пакете не более 0,6 м.

4 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

4.1 Формирование колонны насосно-компрессорных труб

4.1.1 Область применения НКТ определяется: назначением скважины (добывающая, нагнетательная, пьезометрическая и др.); их весовыми, прочностными и геометрическими характеристиками; дебитом скважины; внутрискважинным оборудованием; наличием в добываемом или нагнетаемом флюиде коррозионно-активных компонентов.

4.1.2 Рекомендации по выбору материала и НД на насосно-компрессорные трубы в зависимости от агрессивности транспортируемой среды и условий эксплуатации указаны в «Классификаторе промыш-

словых сред» (Приложение к руководству по эксплуатации нефтегазопроводных, насосно-компрессорных, обсадных труб). Области использования НКТ в стандартном и устойчивом к СКРН исполнении указаны в таблицах 5 и 6 и даны в «Классификаторе промысловых сред».

4.1.3 Ограничение уровня растягивающих напряжений, предупреждающее возникновение СКРН в колоннах НКТ, производится за счет введения коэффициента снижения несущей способности труб в среде, содержащей сероводород – K_S .

Таблица 5 - Область применения оборудования в стандартном и стойком к сульфидному растрескиванию (СКРН) исполнении для многофазного флюида «нефть-газ-вода» с газовым фактором менее $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$

Исполнение оборудования	Рабс < $1,83 \times 10^6$ Па (18,6 кгс/см ²)				Рабс > $1,83 \times 10^6$ Па (18,6 кгс/см ²)		
	C _{H₂S} < 4% (об)	4% < C _{H₂S} < 15% (об)		C _{H₂S} > 15% (об)	C _{H₂S} < 0,02% (об)		C _{H₂S} > 0,02% (об)
		P _{H₂S} < $7,3 \times 10^4$ Па	P _{H₂S} > $7,3 \times 10^4$ Па		P _{H₂S} < 345 Па	P _{H₂S} > 345 Па	
Стандартное	+	+	-	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	-	+	+	-	+	+

Таблица 6 - Область применения оборудования в стандартном и стойком к сульфидному растрескиванию (СКРН) исполнении для влажного газа или обводненной нефти с газовым фактором более $890 \text{ нм}^3/\text{м}^3$

Исполнение оборудования	Рабс < 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		Рабс > 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		
	C _{H₂S} < 10% (об)	C _{H₂S} > 10% (об)	C _{H₂S} < 0,075% (об)		C _{H₂S} > 0,075% (об)
			P _{H₂S} < 345 Па	P _{H₂S} > 345 Па	
Стандартное	+	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	+	-	+	+

Расчет колонн на наружное, внутреннее давления и растягивающие нагрузки производятся по расчетному коэффициенту запаса прочности n_S в среде, содержащей сероводород:

$$n_S = n / K_S, \quad (1)$$

где n – коэффициент запаса прочности, определенный в соответствии с «Инструкцией по расчету колонн НКТ» в условиях отсутствия контакта с сероводородом;

K_S - коэффициент снижения несущей способности ($K_S < 1,0$), определяется для конкретной марки стали по техническим условиям на их применение или другими аналогичными документами, разработанными в установленном порядке специализированной научно-исследовательской организацией потребителя труб, как правило, при участии изготовителя.

Примечание - Определение коэффициента снижения несущей способности K_S

ведется в соответствии с согласованными с Госгортехнадзором РФ методиками (инструкциями).

Расчет колонны на нагрузки, вызывающие сжимающие напряжения, например, на наружное избыточное давление, производится при $K_S = 1,0$.

4.1.4 Гладкие НКТ с резьбой треугольного профиля применяются в скважинах глубиной примерно до 4400 м (в зависимости от диаметра и группы прочности), гладкие НКТ с трапецеидальной резьбой (НКМ) соответственно до 6100 м.

НКТ с высаженными концами с резьбой треугольного профиля применяются в скважинах глубиной до 7000 м, НКТ с высаженными концами и трапецеидальной резьбой соответственно глубиной до 9700 м.

Комбинация гладких НКТ и НКТ с высаженными концами позволяет еще более увеличить глубины спуска колонны НКТ.

4.1.5 Особенностью конструкции соединений НКТ с резьбой закругленного (треугольного) профиля является то, что посадка резьбы осуществляется по боковым сторонам треугольного профиля. Надлежащая герметичность соединения создается уплотнением в зазорах резьбовой смазки при свинчивании механическим способом.

Соединение НКМ представляет собой высокогерметичное муфтовое соединение насосно-компрессорных труб с уплотнением типа «металл-металл». Герметичность соединения обеспечивается коническими уплотнительными поверхностями, расположенными за резьбой со стороны меньших диаметров. В соединении предусмотрен контакт по внутренним упорным торцам, фиксирующий заданный натяг при закреплении соединения.

4.1.6 При использовании НКТ с покрытиями следует знать вес погонного метра труб и учитывать увеличение их веса при составлении подвески.

4.1.7 При необходимости составления комбинированных лифтовых колонн из насосно-компрессорных труб с разницей в диаметрах, превышающей предусмотренную ГОСТ Р 23979 «Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия», необходимо составлять колонны с использованием двух и более переводников с установкой между ними одной трубы. Например, в подъемной колонне, включающей трубы условного диаметра 114 мм и 60 мм, следует использовать переводник П114х89, одну трубу диаметром 89 мм, затем переводник П89х60.

4.1.8 В случаях предельных нагрузок на комбинированные подъемные колонны диаметром 114 и 73 мм, 102 и 73 мм, а также из труб с высаженными наружу концами при спусках на большие глубины для обеспечения плавного перехода жесткости, рекомендуется применять взамен одного переводника два с промежуточным размером. Например, взамен П114х73 применять П114х89 и П89х73. Аналогичное сочетание и для труб с высаженными наружу концами.

4.1.9 Если колонна НКТ составлена из труб различных групп прочности, то в этих случаях необходимо применять переводники из стали

более высокой группы прочности. Например, при соединении труб групп прочности Е и Л следует использовать переводники из стали группы прочности Л.

4.1.10 В наклонно-направленных скважинах с темпом набора кривизны свыше 3° на 10 м рекомендуется применять НКТ с муфтами улучшенной проходимости (фаска на наружной поверхности муфты выполнена под углом $20^\circ \pm 5^\circ$). В этом случае рекомендуется применять элеваторы плашечного (клинового) типа.

4.1.11 На месторождениях, где происходит интенсивное отложение парафина и гипса, различных солей, образование песчаных пробок, следует использовать НКТ с защитными покрытиями (эмали, эпоксидные смолы, лаки, полимеры) и строго соблюдать график профилактических ремонтов скважин.

4.1.12 Предприятию добычи во избежание аварийных ситуаций рекомендуется (по возможности) использовать как гладкие, так и высаженные НКТ одной группы прочности (толщину стенки их можно определить дефектоскопией).

4.1.13 Для проведения кислотных обработок пласта рекомендуется применять НКТ с внутренним покрытием.

4.1.14 НКТ с обычными свойствами следует применять при температуре воздуха не ниже минус 40°C . При температурах воздуха ниже минус 40°C следует применять НКТ в хладостойком исполнении.

4.1.15 Отработку НКТ следует вести комплектами. Только в этом случае можно учесть все особенности работы труб на скважинах и обеспечить максимальный срок их работы.

4.1.16 Форма учета работы и движения парка труб должна разрабатываться потребителем с учетом особенностей организационной структуры предприятия.

4.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации

4.2.1 Виды и количество проверок НКТ, поступивших от заводоизготовителей, определяет Потребитель.

4.2.2 Подготовку насосно-компрессорных труб к спуску в скважину проводят на трубных базах (цехах) или специальных площадках.

4.2.3 Полная проверка НКТ включает: контроль маркировки труб на её соответствие сопроводительной документации, визуальный контроль, инструментальный контроль, неразрушающий контроль, контроль внутреннего диаметра и общей изогнутости, гидравлическое испытание труб.

4.2.4 Каждая поставляемая заводом-изготовителем партия НКТ должна сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим их соответствие требованиям стандартов или технических условий.

На трубы, прошедшие ремонт на центральных трубных базах, выдается собственный сертификат с указанием области применения труб и ограничений по их использованию в скважинах.

Приемка, подготовка НКТ и использование их для комплектации колонн при отсутствии сертификата, подтверждающего их соответствие требованиям нормативной документации, ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

4.2.5 Независимо от назначения скважины и колонны все трубы должны подвергаться визуальному контролю.

4.2.6 Потребитель может по своему усмотрению уменьшать число контролируемых параметров и определять объем контролируемых труб, учитывая налаженный контроль на заводах-изготовителях и гарантии их на соответствие труб требованиям стандартов и ТУ.

Однако, при транспортировке и доставке труб потребителю, некоторые параметры могут быть нарушены, поэтому в качестве обязательных контролируемых параметров должны быть сохранены:

- внешний (визуальный) контроль;
- гидравлическое испытание;
- контроль внутреннего диаметра и общей изогнутости;
- при отсутствии предохранительных деталей, потерянных при

транспортировке, контроль калибрами.

4.2.7 Контрольно-измерительные приборы, используемые при контроле качества труб, должны иметь паспорт и быть поверены в установленном порядке.

4.2.8 Контроль внутреннего диаметра и общей изогнутости труб осуществляется с целью определения пригодности труб к спуску в нее инструмента и оборудования, а также выявления изогнутости, местных вмятин и других дефектов, уменьшающих размер проходного отверстия трубы. Контроль осуществляется с помощью оправок, наружные диаметры которых приведены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Наружный диаметр оправки в зависимости от размера НКТ, изготовленных по ГОСТ 633

Размеры в миллиметрах

Условный диаметр трубы	Толщина стенки	Наружный диаметр оправки (пред. откл. +0,25)	Длина оправки
33	3,5	24,0	1250
42	3,5	32,8	1250
48	4,0	37,9	1250
60	5,0	47,9	1250
73	5,5	59,6	1250
	7,0	56,6	1250
89	6,5	72,7	1250
	8,0	69,7	1250
102	6,5	85,4	1250
114	7,0	97,1	1250

4.2.9 Гидростатическому испытанию подвергаются все трубы с целью установления целостности тела трубы и герметичности резьбового соединения.

Продолжительность гидростатического испытания насосно-компрессорных труб в соответствии с требованиями нормативной документации.

Таблица 8 – Стандартный размер оправки для НКТ, изготовленных по API Spec 5CT/ISO 11960

Размеры в миллиметрах		
Наружный диаметр трубы	Длина оправки	Диаметр оправки
$\leq 2\frac{7}{8}$	1067	$d- 2,38$
$> 2\frac{7}{8}$	1067	$d- 3,18$

4.3 Проведение спуско-подъемных операций с НКТ

4.3.1 Подготовленные комплекты из новых или бывших в эксплуатации труб доставляются на скважины трубовозами, причем резьба труб и муфт должна быть защищена от повреждений предохранительными деталями.

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

- обеспечить при монтаже подъемного оборудования (вышки, мачты) строгое центрирование талевого системы относительно устья скважины;
- подготовить рабочее место (мостки, стеллажи, площадки), обеспечив при этом все условия для безопасного ведения работ;
- проверить соответствие инструментов и механизмов паспортным данным;
- подобрать и проверить работоспособность инструмента и комплекта механизмов малой механизации в зависимости от характера выполняемых работ и типоразмера труб;
- подготовить подъемные патрубки и переводники, применяемые при СПО, которые должны быть изготовлены в заводских условиях или в ЦКПРС и подвергнуты контролю на соответствие требованиям нормативной документации.

4.3.3 Доставленный комплект НКТ укладывается на стеллажи рядами, муфтами к устью скважины, по типоразмерам согласно конструкции лифтовой колонны (по заказ-заявке) сверху вниз, т.е. верхние секции труб укладываются вниз, а нижние – наверх. Между рядами должно быть уложено не менее трех прокладок (доски, брусья).

4.3.4 Перед спуском труб, оборудованных специальными приспособлениями (пакером, пусковым клапаном и т.д.), эксплуатационную колонну необходимо прошаблонировать до забоя. Диаметр шаблона должен быть указан технологическими службами.

4.3.5 Подачу труб со стеллажей на мостки производить без ударов, не допускать раскачивания поднятой трубы и ее ударов о детали подъ-

емного сооружения, станка-качалки и устья скважины. При укладке труб на мостки на резьбу ниппельного конца трубы обязательно устанавливается защитное кольцо.

4.3.6 Перед спуском в скважину длина каждой трубы должна быть измерена рулеткой и занесена в журнал учета. Длина трубы определяется расстоянием между свободным торцом муфты и концом сбег резьбы ниппеля. Суммарная длина труб должна соответствовать длине лифтовой колонны согласно плану работ или заказ-заявке.

Длину труб, изготовленных по API Spec 5CT/ISO 11960, измеряют от свободного торца муфты или от торца муфтовой части трубы до того места трубы с наружной резьбой, которое соответствует положению торца муфты при закреплении машинным способом.

4.3.7 Если в колонну включены какие-либо пакеры или ловильные приспособления, то мастер обязан сделать эскиз их установки с размерами.

4.3.8 Перед свинчиванием труб предохранительные ниппели удаляются из муфты перед подъемом трубы с мостков, а предохранительные кольца ниппелей снимаются после подъема трубы над устьем скважины. Консервационную смазку необходимо удалить и на чистую резьбу нанести резьбоуплотнительную смазку. Смазка должна быть нанесена по всей площади резьбового соединения при помощи кисти, деревянного шпателя (лопатки).

Резьбовые смазки должны использоваться только из оригинальной тары состояния поставки, снабжённой этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления. Использование смазки из тары, не имеющей идентификационных признаков, запрещается. Перекладывание смазки в другие емкости не допускается. Смазки применяются в готовом виде, разбавление смазок не допускается.

4.3.9 Тип смазки выбирается в зависимости от условий эксплуатации и требований нормативной документации на трубы. Ассортимент и области применения резьбовых смазок приведены в пункте 4.5.

4.3.10 Подготовленную и поднятую очередную трубу над устьем скважины необходимо направлять в муфту спущенной трубы вертикально, посадку производить плавно, без ударов, чтобы не повредить резьбу. После этого начинать медленное свинчивание вручную. Свинчивание производить без перекосов, убедившись, что резьбы ниппеля и муфты вошли в зацепление. Для предотвращения заедания резьбы при свинчивании следует свинчивать соединение со скоростью не более 25 об/мин, при этом главным параметром сборки резьбового соединения является положение свинчивания торца муфты относительно сбег резьбы. Правильным положением свинчивания является совпадение торца муфты со сбегом резьбы ниппеля (последней видимой нитки резьбы ниппеля).

Примечание. В отдельных случаях допускается недоворот муфты на один виток до конца сбег резьбы или переворот муфты за конец сбег на один оборот.

В таком положении свинчивания фиксируются показания манометра (достигнутый момент свинчивания) и записывается для набора статистики.

Данная технологическая операция с письменной фиксацией показаний манометра осуществляется на десяти трубах подряд. Среднее значение измеренных показаний манометра является оптимальным и используется для контроля машинной сборки резьбовых соединений. Однако, главным параметром является положение свинчивания.

Долговечность соединений НКТ при повторяющихся циклах СПО обратно пропорциональна прикладываемому крутящему моменту, поэтому в скважинах, для которых герметичность не играет большой роли, для продления срока службы соединения следует использовать минимальные моменты при свинчивания.

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

4.3.12 При проведении СПО должны быть использованы не повреждающие НКТ клиновые захваты («клинья»), которые должны быть проверены до начала работы.

4.3.13 Ориентировочные моменты свинчивания труб по ГОСТ 633 приведены в Приложении А, ориентировочные моменты свинчивания труб по API Spec 5CT/ISO 11960 приведены в руководящих указаниях API 5C1.

В полевых условиях фактический крутящий момент зависит от множества факторов, поэтому предварительный подбор момента является обязательным условием для обеспечения качественной сборки труб. Невыполнение предварительного подбора оптимального крутящего момента для каждого типоразмера труб на промысле приводит к повреждениям резьбы при сборке, значительному снижению ресурса резьбовых соединений (количества свинчиваний).

4.3.13.1 Подбор момента при свинчивании насосно-компрессорных труб с уплотнением «Металл-металл».

Для подбора крутящего момента при сборке труб с высокогерметичными соединениями НКМ, НКМВ производится измерение расстояния от внутреннего упорного торца до наружного торца муфты с помощью штангенциркуля. Затем на ответной ниппельной части трубы наносится риска на расстоянии от торца трубы, равному измеренному расстоянию от упорного торца до наружного торца муфты. После силового свинчивания торец муфты должен совпадать с риской, нанесенной на ниппельную часть трубы. По достижению торцем трубы упорного уступа муфты при силовом свинчивании происходит резкое увеличение крутящего момента. Зафиксированный при этом крутящий момент будет являться оптимальным для данных условий сборки (применяемая смазка, типоразмер труб и т.д.).

Дальнейшее свинчивание труб производится по установленному среднеарифметическому значению крутящего момента, полученного при проведении свинчивания 10 труб. Скорость силового свинчивания резьбовых соединений НКМ, НКМВ не должна превышать 10 об/мин.

4.3.14 При подъеме колонны насосно-компрессорных труб следует провести дефектоскопию, позволяющую быстро отделить сильно изношенные трубы, подлежащие удалению.

4.3.15 Трубные ключи для развинчивания размещаются близко к муфте, но не вплотную во избежание сдавливающего действия плашек трубных ключей на поверхность трубы. Постукивание по муфте молотком для разъема соединения не рекомендуется. Но, в случае необходимости, допускается лёгкое обстукивание средней части муфты по окружности плоским бойком молотка.

4.3.16 Во избежание повреждения резьбы, развинчивание следует производить вначале машинным ключом на 3-5 оборотов, а затем вручную. После окончания развинчивания трубу следует плавно вывести из муфты. Не допускается рывком извлекать трубу из муфты.

Особенно внимательно следить за тем, чтобы резьба была полностью разъединена до подъема трубы из муфты.

4.3.17 При вертикальном размещении труб на буровой, они подлежат установке на прочной деревянной площадке без предохранителя резьбы ниппеля.

4.3.18 Все резьбовые соединения подлежат очистке и смазке, для предотвращения коррозии. Перед укладкой на мостки на резьбу труб надевают чистые предохранительные детали.

4.3.19 Насосно-компрессорные трубы, поставленные вертикально на буровой, должны иметь достаточно опор для предотвращения изгиба.

4.3.20 Прежде чем оставить место складирования необходимо надёжно закрепить трубы, установленные на подсвечник.

4.3.21 Перед повторным спуском следует убедиться, что резьба труб не имеет повреждений и подготовлена в соответствии с пунктом 4.3.8.

4.3.22 С целью равномерного износа резьбовых соединений и тела насосно-компрессорных труб рекомендуется при каждом спуске-подъеме менять местами трубы одной группы прочности из верхней и нижней частей колонны.

4.3.23 Для предотвращения утечек следует периодически повторно затягивать все соединения.

4.3.24 В случае прихвата труб необходимо использовать калиброванный индикатор веса. При этом необходимо учитывать натяжение колонны насосно-компрессорных труб и не принимать его за освобождение от прихвата.

4.3.25 После приложения значительного усилия для освобождения колонны насосно-компрессорных труб следует выполнить докрепление всех резьбовых соединений.

4.3.26 Перед укладкой труб на хранение или повторной эксплуатацией трубы и резьбовые соединения должны быть проверены, дефектные трубы замаркированы для последующего ремонта и контроля.

4.3.27 При подъеме насосно-компрессорных труб по причине повреждения необходимо для предотвращения аналогичных повреждений выполнить их исследование. Рекомендуется извлекать поврежденную трубу “в состоянии после отказа”.

4.4 Требования к оборудованию при проведении СПО

4.4.1 При спуске насосно-компрессорных труб опорная поверхность элеватора должна быть плоской, а внутренний диаметр должен быть проконтролирован с целью прохождения трубы в элеватор.

4.4.2 Необходимо строго следить, чтобы смазка не попала на рабочие поверхности (с насечкой) плашек клиньев, контактирующие с трубой.

При попадании смазки ее следует немедленно удалить.

4.4.3 Запрещается эксплуатация спайдера-элеватора с изношенными, деформированными или поврежденными деталями.

4.4.4 Размеры клиньев и плашек должны соответствовать диаметру поднимаемых или спускаемых труб.

4.4.5 Для обеспечения требуемого момента свинчивания необходимо применение трубных ключей с указателем крутящего момента моментометром (манометром). Размер ключей должен соответствовать размеру трубы. Ключи необходимо правильно устанавливать на трубу, сухари (кулачки) должны быть хорошо подогнаны, чтобы исключить деформацию трубы под ними и сократить до минимума бороздки и вмятины на металле.

4.5 Рекомендации по выбору резьбовых смазок

4.5.1 При свинчивании соединений необходимо применять регламентированную смазку, так как она в значительной степени влияет на герметичность резьб. Смазки для соединений должны воспринимать большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.д.

4.5.2 Требования к эксплуатационным характеристикам многокомпонентной смазки для использования с насосно-компрессорными трубами включают следующие моменты:

- совместимые фрикционные свойства, позволяющие провести свинчивание соединения правильно и равномерно;
- адекватные смазочные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;

- адекватные герметизирующие свойства для соединений резьбового типа и не ухудшающие свойства не резьбового соединения, а именно, соединений «металл к металлу» в зависимости от эксплуатационных требований;

- физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;

- свойства, позволяющие эффективное применение на контактных поверхностях соединения в ожидаемых условиях эксплуатации и в ожидаемой окружающей среде.

4.5.3 Оценивая, подходит ли резьбовая многокомпонентная смазка, Потребитель должен определить при каких условиях она будет использоваться и в дополнение к результатам лабораторных испытаний, указанных в нормативных документах на смазку, учесть полевые испытания и опыт использования её на промыслах.

4.5.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 9.

4.5.5 Минимальное количество смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции: 2/3- на муфту, 1/3- на ниппель. В исключительных случаях, если смазка наносится на один элемент соединения, предпочтительно, чтобы это была муфта. Средний расход смазки для свинчивания резьбовых соединений в промышленных условиях приведен в таблице 10.

4.5.6 На рабочем месте должна находиться смазка одного типа, изготовленная по одному нормативному документу (ТУ) в оригинальной таре состояния поставки, снабжённой этикеткой с указанием названия смазки, номера партии, даты изготовления. Применяемая смазка должна быть однородной, иметь консистенцию мази, не содержать твердых включений (камней, песка, комков высохшей грязи, мелкой стружки и т.п.).

4.5.7 Расходная тара со смазкой должна быть закрыта крышками для предохранения от загрязнения и попадания в смазку посторонних предметов.

Таблица 9 – Области применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
1	2
ВАЛЬМА- API Norm ТУ 0254-010- 54044229-2009	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, в том числе и хладостойкого и сероводородостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 50°С до + 200°С. Соответствует ISO13678 и API RP 5A3.
РУСМА-1 ТУ 0254-001- 46977243-2002	Предназначена для герметизации и уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и магистральных труб любого диаметра при эксплуатации с высоким давлением. Соответствует ISO13678 и API RP 5A3.
РУСМА Р-4 ТУ 0254-031- 46977243-2004	Предназначена для герметизации и свинчивания резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб. Соответствует ISO13678 и API RP 5A3.
РУСМА Р-5	Резьбовая ингибированная смазка предназначена для герметизации и защиты от

ТУ 0254-028-46977243-2004	коррозии резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб внутри-скважинного и промышленного оборудования, эксплуатирующегося на газоконденсатных месторождениях, содержащих сероводород (H ₂ S) и диоксид углерода (CO ₂). Соответствует ISO13678 и API RP 5A3.
РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-54044229-05	Для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства, а также для свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных труб. Температурный диапазон от минус 50°C до + 200°C. Соответствует ISO13678.
РУС-ПРЕМИУМ ТУ 0254-008-54044229-05	Для свинчивания резьбовых соединений насосно-компрессорных и обсадных труб с резьбовыми соединениями с уплотнением «металл-металл», в том числе для газоплотных соединений типа VAM и гармонизированных с ним соединений VAGT. SECFR. SPMS2 при эксплуатации труб на сероводородосодержащих месторождениях. Смазка также может использоваться как консервационная. Соответствует ISO13678 и API RP 5A3.
РУС, РУС-1 ТУ 0254-005-54044229-02	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных труб и резьбовых соединений трубопроводов. Температурный диапазон от минус 30°C до + 200°C.
РУС-СНЕЖНАЯ КОРОЛЕВА ТУ 0254-006-54044229-02	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных, насосно-компрессорных труб, в том числе хладостойкого и сероводородостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 60°C до + 200°C.
Bestolife API Modified Фирма Bestolife	Для свинчивания обсадных труб, тубингов и трубопроводных труб. Смазка предупреждает истирание поверхности при подпитке, устойчива к поглощению воды, предупреждает течи, устойчива к расслоению и изменению объема, не затвердевает, не высыхает, не испаряется и не окисляется. Содержит ингибиторы коррозии и ингибиторы H ₂ S, которые обеспечивают устойчивость к точечной коррозии. Соответствует или превышает спецификации, указанные в рекомендованных нормах и правилах API Recommended Practice 5A3.
1	2
Bestolife 270^R Фирма Bestolife	Для использования в утяжеленных бурильных трубах, обсадных колоннах, тубингах, трубопроводных стыках и трубопроводных соединениях. Обеспечивает максимальную защиту и устойчивое уплотнение всех резьбовых соединений (за исключением кислородных магистралей). Эта патентованная формула содержит свыше 60% металлического свинца и специальные неметаллические добавки, которые применимы во всех условиях и устойчивы к воздействию H ₂ S и бурового раствора.
2000 NM Фирма Bestolife	Смазка обеспечивает защиту при длительном хранении. Основные твердые компоненты устойчивы к воздействию химических веществ, остаются устойчивыми при температуре свыше 1000F и обеспечивают противокоррозионную защиту. Соответствует или превышает эксплуатационные параметры, установленные API RP 5A3, а также требованиям API Specification 5CT.

4.5.8 Смазки перед употреблением должны тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

4.5.9 Потребитель несёт ответственность за выполнение требований по охране окружающей среды в районе проведения работ и за соответствующий выбор, использование и утилизацию многокомпонентной смазки.

Таблица 9а – Области применения консервационных смазок

Смазка	Область применения
Смазка ИП-1 (л) и (З) ТУ 33.101820-80	Цилиндровое нефтяное масло, загущенное кальциевым мылом кислот хлопкового масла и саломаса; содержит противозадирную присадку. Обладает хорошими водостойкостью и противозадирными характеристиками, низкими морозостойкостью и механической стабильностью, удовлетворительной коллоидной стабильностью. Работоспособна при температуре от 0° до плюс 70°С (Л), от минус 10° до плюс 70°С (З).
Rust Veto AS Фирма HOUGHTON	Ингибитор коррозии смазочного типа, содержащий высококачественные ингибиторы коррозии и предназначенный для использования в экстремальных климатических условиях. Продукт специально разработан для долгосрочной защиты резьбы на трубной продукции, находящейся в агрессивной окружающей среде. Ингибитор позволяет создать защиту от коррозии до 12 месяцев во время наружного хранения в агрессивной окружающей среде.
Антикоррозионное средство	Антикоррозионное средство разработано специально для длительной защиты труб нефтяного сортамента, стойкое к воздействию серных восстановителей и различных бактерий,

Таблица 10 – Средний расход смазки для свинчивания резьбовых соединений в промышленных условиях

Наружный диаметр труб, мм	Кол-во смазки на одно соединение, г
60	13
73	16
89	27
102	32
114	37

Примечание. Количество смазки в зависимости от типов резьбового соединения и типов смазки.

4.5.10 Применение машинного, дизельного масла в качестве заменителей консистентных смазок, а также свинчивание резьб без смазки ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

4.6 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

4.6.1 Причины повреждения насосно-компрессорных труб

4.6.1.1 Виды и причины повреждения НКТ:

- неправильный выбор группы прочности НКТ;
- неаккуратная погрузка, разгрузка и транспортировка;
- повреждение резьбы вследствие ослабления и спадения резьбо-защитных колец и ниппелей;
- необеспечение достаточной защиты при хранении;
- использование изношенного или неправильного оборудования для погрузки-разгрузки, неподходящих захватов трубных ключей и трубных клещей;
- несоблюдение правил спуска и подъема НКТ;
- износ муфт (по наружной поверхности, по резьбе);
- замена изношенных муфт муфтами, изготовленными не в соответствии с требованиями НД;
- падение колонны, даже на небольшое расстояние.

4.6.1.2 Негерметичность соединений может быть вызвана следующими причинами:

- неподходящая смазка для резьбы и/или ее неправильное нанесение;
- грязная резьба (резьба со следами антикоррозионной смазки, коррозии, загрязнения);
- недостаточная или чрезмерно сильная затяжка резьб;
- деформированная резьба из-за небрежной посадки (посадка с

ударом, перекося при посадке и т.п.) ниппеля в муфту;

- частое повторение СПО.

4.6.2 Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

4.6.2.1 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.

4.6.2.2 Для сокращения 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 насосно-компрессорных труб нагрузки на них не должны превышать предельных нагрузок в соответствии с Приложением А, требованиям ТУ, рекомендациями «Технического каталога резьбовых соединений» (Трубной Металлургической компании) и ИСО 10405 для труб изготовленных по API Spec 5CT/ISO 11960, с учетом коэффициентов запаса прочности.

С целью предупреждения возникновения аварийных ситуаций, запрещается спускать насосно-компрессорные трубы в скважину:

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

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

- при некачественном заводском креплении муфты (натяг не соответствует требованиям НД, явно выражена несоосность трубы и муфты и т.д.)

- 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 гидравлических испытаний течи трубы, нарушение герметичности резьбового соединения.

4.6.2.3 Как правило, месторождения, вводимые в эксплуатацию, должны рассматриваться как потенциально опасные в коррозионном отношении и на ранних стадиях их разработки должны проводиться ис-

следования 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 pH 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 опико-инструментальных приборов.

4.6.2.4 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.

В скважинах, в которых добываются коррозионно-активные флюиды и в которых возможно возникновение коррозионных разрушений на наружной и внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, могут применяться следующие меры:

а) В фонтанирующих скважинах возможно перекрытие межтрубного пространства для запираания коррозионных флюидов внутри насосно-компрессорных труб. Внутренняя поверхность насосно-компрессорных

труб защищается специальными покрытиями или ингибиторами.

b) В насосных и газлифтных скважинах через межтрубное пространство вводятся ингибиторы, обеспечивающие приемлемую защиту от коррозии. В скважинах такого типа, особенно в насосных скважинах, продление срока эксплуатации насосно-компрессорных труб возможно также с помощью модернизированной технологии работ, например применения предохранителей штанг вращения труб, удлинения и замедления рабочих ходов насосов.

4.6.2.5 Рекомендуемые эксплуатационные характеристики для новых труб, изготовленных по ГОСТ 633, приведены в приложении А, а для труб изготовленных API Spec 5CT/ISO 11960, в ISO/TR 10400:2007(E).

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

4.7 Ремонт труб, бывших в эксплуатации

4.7.1 Организация своевременного и качественного ремонта насосно-компрессорных труб, бывших в эксплуатации, является важным условием снижения их расхода и предотвращения аварийного разрушения колонн НКТ.

Ремонт должен осуществляться на технологическом оборудовании, предназначенном для выполнения процесса диагностики и ремонта насосно-компрессорных труб.

4.7.2 Общепринятыми в настоящее время методами контроля тела трубы являются визуальный, измерительный, электромагнитный, ультразвуковой методы, метод вихревых токов и другие. Эксплуатация труб приводит к возникновению следующих характерных дефектов: наружных и внутренних коррозионных повреждений, продольных повреждений внутренней поверхности тросами, продольных и поперечных рисок на наружной поверхности от плашек и трубных ключей, подрезов, поперечному растрескиванию и износу внутренней поверхности насосно-компрессорных труб насосными штангами.

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

4.7.4 Бывшие в употреблении трубы должны быть классифицированы в зависимости от уменьшения толщины стенки, указанного в таблице 11. Значения, указанные в процентах, представляют собой уменьшение толщины стенки тела трубы по сравнению с номинальной толщиной стенки. Уменьшение толщины стенки происходит как с наружной, так и с внутренней поверхности тела трубы. В соответствии с таблицей 11 не

должны классифицироваться следующие участки труб: концы труб с резьбой и/или с высадкой. Уменьшение толщины стенки концов трубы с высадкой, имеющих большую толщину стенки, чем тело трубы, допускается до значений, превышающих указанные, без ухудшения качества и в зависимости от условий эксплуатации. Повреждение и/или уменьшение толщины стенки на концах труб с резьбой, требует отдельной оценки в зависимости от условий эксплуатации.

Таблица 11 – Классификация НКТ, бывших в употреблении

Класс	Уменьшение номинальной толщины стенки, %	Остаточная толщина стенки, min, %
2	0-15	85
3	16-30	70
4	31-50	50
5	Больше 50	Меньше 50

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

4.7.6 Применение бывших в употреблении насосно-компрессорных труб зависит от вида потери металла. Трубы с раковинами не могут применяться в некоторых коррозионных средах, но могут вполне удовлетворительно эксплуатироваться при отсутствии коррозии. Трубы, имеющие значительные равномерные потери металла, вызванные механическим износом, менее чувствительны к коррозионному воздействию, но для них необходим перерасчет характеристик по минимальной остаточной толщине стенки.

4.7.7 Геометрические параметры резьбовых соединений изменяются после свинчивания, поэтому эти параметры отличаются от установленных в технических требованиях.

4.7.8 Окончательная оценка пригодности труб для дальнейшей эксплуатации требует проверки состояния внутренней поверхности трубы и остаточной толщины стенки с целью определения стойкости тела трубы к смятию, разрыву и растяжению, состояния резьбы для оценки герметичности, наружного диаметра ниппельного конца труб для оценки возможности свинчивания.

В зависимости от обстоятельств и существующих рисков, наряду с обычным контролем толщины стенки для определения окончательных эксплуатационных характеристик может потребоваться контроль резьбы калибрами.

4.7.9 Трубные изделия, поврежденные при эксплуатации или вследствие неправильного обращения, зачастую могут быть отремонтированы. Ремонт следует проводить только в соответствии с требованиями нормативной документации. Пригодность отремонтированных резьбовых соединений всегда должна быть подтверждена путем изме-

рений и контроля в соответствии с требованиями, установленными стандартами и другой нормативной документацией.

5. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

5.1 Транспортирование труб

5.1.1 Транспортирование труб должно проводиться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильным или водным транспортом в соответствии с Правилами перевозок грузов и Технических условий погрузки и крепления грузов, действующими на транспорте данного вида.

5.1.2 На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены прокладки. Пакеты труб должны иметь транспортные хомуты.

5.1.3 При транспортировании труб на платформах необходимо с боковых сторон устанавливать вертикальные деревянные стойки, связанные поверх труб проволокой.

5.1.4 При транспортировке на грузовых машинах необходимо предпринять следующие меры предосторожности:

- необходимо грузить трубы на брусы и привязывать их с помощью подходящей цепи к брусам;

- необходимо грузить трубы так, чтобы муфты были на одном конце транспорта.

5.1.5 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка должна обеспечивать многократные перегрузки пакетов и обеспечивать сохранность труб от возможных повреждений.

5.1.6 При использовании трубопроводов необходимо принять меры по исключению прогиба труб. Концы труб при транспортировании не должны выступать за габариты транспортных средств более чем на 1 м.

5.1.7 При погрузке не допускаются удары труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

5.1.8 Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ транспортировать трубы волоком или сбрасывать на землю.

5.1.9 Перед разгрузкой необходимо удостовериться, что предохранительные детали резьбовых соединений прочно установлены.

5.1.10 При погрузке, выгрузке и укладке труб в штабели необходимо применять грузоподъемные механизмы или безопасные трубные накаты (скаты). Не сваливать трубы при разгрузке. Для длинных труб рекомендуется использование растяжек с петлями на конце. При ручной разгрузке использовать канатные стропы. Скатывая трубы по направляющим, следить, чтобы они двигались параллельно штабелю, и не допускать ускорения движения или ударов концов труб, т.к. может быть повреждена резьба даже с предохранительными деталями.

5.1.11 Особое внимание необходимо уделять ведению погрузо-разгрузочных работ с трубами, предназначенными для работы в кислых

средах или из коррозионно-стойкого сплава, не допуская их ударов друг о друга или другие предметы. Так как удары о рядом лежащую трубу или иные предметы могут вызвать локальное упрочнение трубы до такой степени, что труба станет восприимчивой к растрескиванию под действием напряжений в сульфидсодержащей среде.

5.2 Хранение труб

5.2.1 Все насосно-компрессорные трубы должны храниться уложенными на стеллажах.

5.2.2 Отдельно на стеллажах должны складироваться:

- а) новые трубы, поступившие от заводов-изготовителей;
- б) трубы, рассортированные по видам ремонта;
- в) отремонтированные трубы;
- г) забракованные трубы, не подлежащие ремонту;
- д) трубы, собранные в комплекты и подготовленные для отправки предприятию.

5.2.3 На каждом стеллаже укладываются трубы, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности.

5.2.4 Требования, предъявляемые к стеллажам и укладке труб на них, следующие:

а) рабочая (опорная) поверхность стеллажа должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб, конструкция стеллажа должна обеспечивать касание трубы с опорной поверхностью стеллажа не менее чем в трех точках, с целью исключения самопроизвольного скатывания труб, каждый стеллаж должен быть оборудован вертикальными стойками;

б) рабочая (опорная) поверхность стеллажей должна располагаться на высоте не менее 500 мм от поверхности земли;

в) высота штабеля труб на стеллаже не должна превышать 3000мм;

г) при укладке труб в несколько рядов между рядами должно быть проложено не менее трех деревянных прокладок, высота которых должна быть такой, чтобы муфты не касались друг друга.

Прокладки между рядами труб располагать в одной плоскости.

5.2.5 Каждый стеллаж должен быть снабжен табличкой, в которой указываются основные технические характеристики, размещенных на нем труб.

5.2.6 Резьба труб должна быть смазана антикоррозионной смазкой и защищена от повреждений предохранительными деталями. Ассортимент и области применения смазок приведены в таблице 9а.

Поверхность резьбы и наружная поверхность труб, находящихся на хранении, должны подвергаться периодическому контролю и, при не-

обходимости, должна производиться переконсервация. Сроки переконсервации в соответствии с ГОСТ 9.014

5.2.7 Запрещается хранить вблизи стеллажей кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию труб.

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие труб и муфт к ним требованиям нормативно документации в течение срока, оговоренного в контракте (договоре на поставку), при условии соблюдения процедур по эксплуатации и хранению труб.

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 – Внутреннее и наружное (сминающее) давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести для труб, изготовленных по ГОСТ 633, МПа

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки труб, мм	Внутреннее давление P_T для труб групп прочности						Наружное давление $P_{кр}$ для труб групп прочности					
		Д		К	Е	Л	М	Д		К	Е	Л	М
		исп А	исп Б					исп А	исп Б				
33	3,5	80,9	79,4	91,0	102,5	121,4	134,5	56,1	55,1	66,5	72,6	84,8	96,7
42	3,5	64,0	62,9	71,5	80,5	95,3	105,5	41,0	40,3	50,7	55,2	63,8	72,0
48	4,0	64,0	62,8	71,5	80,5	95,3	105,5	42,6	41,8	52,7	57,5	66,5	75,1
60	5,0	64,0	62,8	71,5	80,5	95,3	105,5	40,3	39,6	50,0	54,6	63,1	71,4
73	5,5	50,1	49,2	64,8	72,8	86,2	95,6	37,5	36,8	46,5	50,5	58,0	65,2
	7,0	63,7	62,6	82,4	92,7	109,8	121,6	52,9	51,9	66,0	72,3	84,1	95,8
89	6,5	48,5	47,6	62,7	70,5	83,5	92,6	37,9	37,2	46,5	50,6	58,0	65,0
	8,0	59,6	58,5	77,0	86,6	102,6	113,6	50,4	49,5	63,1	69,0	80,4	91,0
102	6,5	42,4	41,6	54,8	61,7	73,0	81,0	30,7	30,1	37,6	40,5	45,9	50,8
114	7,0	40,8	40,0	52,5	59,0	70,0	77,8	30,0	29,4	36,2	38,8	43,9	48,3

Таблица А.2- Страгивающие и растягивающие нагрузки для НКТ, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633 и ТУ

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Страгивающая нагрузка $Q_{стр}$ для гладких труб с резьбой треугольного профиля, кН						Растягивающая нагрузка Q_r для труб с высаженными концами с резьбой треугольного профиля, кН						Предельные растягивающие нагрузки для высокогерметичных труб с резьбой трапецеидального профиля, кН				Предельные растягивающие нагрузки для труб высокогерметичных с высаженными концами (НКМВ) и с удлиненными концами (НКМВУ) с резьбой трапецеидального профиля, кН						
		Д		К	Е	Л	М	Д		К	Е	Л	М	Д		К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М
		исп. А	исп. Б					исп. А	исп. Б					исп. А	исп. Б									
33	3,5	63	62	82	92	-	-	124	122	162	177	219	242	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	3,5	81	80	105	118	-	-	160	157	208	229	272	312	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	4,0	115	113	148	160	192	222	214	210	273	310	356	410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	5,0	199	196	250	285	337	388	328	322	425	468	552	640	269	265	348	382	452	522	322	425	468	552	640
73	5,5	282	278	365	402	476	540	443	435	572	620	746	855	369	363	476	524	610	716	-	-	-	-	-
73	7,0	376	370	486	535	636	730	550	540	712	783	935	1065	475	468	617	680	804	925	435	572	620	743	855
89	6,5	421	415	546	620	710	820	633	622	818	900	1065	1227	558	549	710	780	921	1064	540	712	783	935	1065
89	8,0	-	-	-	-	-	-	768	754	995	1090	1298	1435	681	670	882	967	1142	1320	622	818	900	1065	1227
102	6,5	447	440	580	640	755	870	736	723	951	1040	1237	1430	632	622	820	902	1065	1230	754	995	1090	1298	1435
114	7,0	554	545	717	833	932	1076	896	880	1155	1270	1505	1745	778	766	1070	1110	1310	1510	-	-	-	-	-

Таблица А.3 – Рекомендуемые моменты свинчивания насосно-компрессорных труб, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633 и ТУ

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания для гладких труб с резьбой треугольного профиля, Нм					Момент свинчивания для труб с высаженными концами с резьбой треугольного профиля, Нм					Момент свинчивания для высокогерметичных труб с резьбой трапецеидального профиля, Нм					Момент свинчивания для труб высокогерметичных с высаженными концами (НКМВ) и с удлиненными концами (НКМВУ) с резьбой трапецеидального профиля, Нм							
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М			
33	3,5	360	400	440	-	-	770	920	1090	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	3,5	460	514	570	-	-	940	1120	1330	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	4,0	485	545	685	-	-	1090	1300	1550	1745	1930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	5,0	880	1010	1185	1400	1495	1605	1910	2255	2565	2840	1455	1925	2165	2600	2875	2840	3680	4130	4900	5420	-	-	-
73	5,5	1305	1555	1835	2090	2290	2050	2440	2890	3285	3635	2130	2760	3105	3680	4070	3345	4325	4875	5775	6395	-	-	-
73	7,0	1700	1980	2280	2520	2780	2680	3105	3575	3955	4370	2445	3165	3560	4215	4665	3925	5085	5720	6775	7505	-	-	-
89	6,5	1840	2180	2595	2945	3220	2840	3375	4005	4770	5045	2840	3680	4140	4905	5425	4390	5690	6395	7580	8390	-	-	-
89	8,0	-	-	-	-	-	-	3255	3965	4595	4975	5500	3835	4970	5585	6620	7325	-	-	-	-	-	-	-
102	6,5	2215	2975	3160	3600	4395	3185	3785	4510	5180	5730	3365	3785	4900	5805	6425	-	-	-	-	-	-	-	-
114	7,0	2465	3355	3545	4005	4945	3565	4240	4990	5745	6360	3695	4785	5380	6375	7060	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. 1 В обычных условиях отклонение момента от величин, указанных в таблице, на $\pm 25\%$ считается приемлемым.
2 Рекомендуется основывать свинчивание на положении элементов, а не на моменте. См. п. 4.3.13

Приложение Б (справочное)

Перечень документов, использованных при составлении Руководства.

- 1 ГОСТ 9.014-78 ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.
- 2 ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.
- 3 ГОСТ Р 23979-80 Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия.
- 4 ГОСТ Р 51906-2002 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб и трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования
- 5 ГОСТ Р 53365-2009 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования.
- 6 API Specification 5CT (8-е издание) Требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам/ISO 11960:2004 Нефтяная промышленность – Стальные трубы, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин.
- 7 API Specification 5B - Threading, gauging and thread inspection of casing, tubing and line pipe threads, Petroleum and Natural Gas Industries – Steel Pipes – Промышленность нефтяная и газовая. Трубы стальные. Требования к нарезанию, калиброванию и контролю резьбы обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб, 15-е издание, 2008 г.
- 8 API RP 5C1 Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing- Edition: 18th. Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания. 1999г.
- 9 API RP 5A3 Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб. 2-е издание, июль 2003г.
- 10 ISO/TR 10400:2007(E) «Нефтегазовая промышленность - Расчетные формулы по определению характеристик обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и нефтегазопроводных труб, используемых в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб»
- 11 ISO 10422 Petroleum and Natural Gas Industries-Threading, gauging and thread inspection of casing, tubing and line pipe threads – Промышленность нефтяная и газовая. Нарезание, калибры и контроль резьб обсадных, насосно-компрессорных и труб для трубопроводов, 1993 г.
- 12 ISO 11960 Steel pipes for Use as Casing or Tubing for Wells – Промышленность нефтяная и газовая. Стальные трубы для использования в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб, 2004г.
- 13 ТУ 14-161-150-94 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородостойкие и хладостойкие.

14 ТУ 14-161-173-97 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз».

15 ТУ 14-161-159-95 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним в хладостойком исполнении.

16 ТУ 14-3-1534-87 Трубы насосно-компрессорные гладкие с узлом уплотнения из полимерного материала.

17 ТУ 39-00147016-97-99 Трубы насосно-компрессорные высокогерметичные с высаженными наружу концами и муфты к ним НКМВ.

18 ТУ 14-157-55-98 трубы бесшовные насосно-компрессорные оцинкованные и муфты к ним.

19 ТУ 14-161-195-2001 Трубы стальные насосно-компрессорные и муфты к ним для газовых и газоконденсатных месторождений.

20 ТУ 14-3-1718-90 Трубы насосно-компрессорные с отличительной маркировкой муфт.

21 ТУ 14-161-198-2002 Трубы насосно-компрессорные с удлиненной наружной высадкой и муфты к ним.

22 ТУ 14-161-232-2008 Трубы гладкие насосно-компрессорные и муфты к ним с удлиненной резьбой.

23 ТУ 1308-206-00147016-2002 Трубы бесшовные насосно-компрессорные с высаженными наружу концами и муфты к ним сероводород- и хладостойкие.

24 ТУ 0254-010-54044229-2009 Смазка резьбовая ВАЛЬМА-APINorm.

25 ТУ 0254-001-46977243-2002 Смазка резьбовая РУСМА-1.

26 ТУ 0254-031-46977243-2004 Смазка резьбовая РУСМА Р-4.

27 ТУ 0254-028-46977243-2004 Смазка резьбовая ингибированная РУСМА Р-5.

28 ТУ 0254-009-54044229-05 Смазка резьбовая РУС-ОЛИМП.

29 ТУ 0254-008-54044229-05 Смазка резьбовая РУС-ПРЕМИУМ.

30 ТУ 0254-005-54044229-02 Смазка резьбоуплотнительная РУС, РУС-1.

31 ТУ 0254-009-54044229-05 Смазка резьбоуплотнительная РУС-Снежная королева.

32 ТУ 33.101820-80 Смазка ИП-1 (Л) и (З).

33 Инструкция по расследованию аварий с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами и составлению документов для предъявления рекламаций. Ассоциация буровых подрядчиков. Москва, 1997 г.

34 РД 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.