Российская Федерация
Общество с Ограниченной Ответственностью
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ
ООО ВНИИТнефть
443070, г. Самара, ул. Аэродромная, 45, оф.33, тел.: +7(846) 973-54-06, факс: +7(846) 973-54-07, E-mail: vniit@vniitneft.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ТОО «KSP Steel»

_____ Э. Креймер
"__" _____ 2015г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
Научно-исследовательского
института разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб
ООО «ВНИИТнефть», к.т.н.

_____ Ю.Н. Антипов
"10" 04 2015г.

ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

СОГЛАСОВАНО

Директор ТПП
ТОО «KSP Steel»

_____ Д.Ж. Дюсупов
"10" 04 2015г.

РАЗРАБОТАНО

Начальник ЦНИО
Научно-исследовательского
института разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб
ООО «ВНИИТнефть»

_____ С.В. Фролов
"10" 04 2015г.

Самара, 2015г

Содержание

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ…….. 3

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ…… 4

3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА……... 8

3.1 Маркировка труб……..... 8

3.2 Упаковка труб…… 12

4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ…… 13

4.1 Транспортирование труб……... 13

4.2 Хранение труб……... 14

5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ……. 15

5.1 Область применения…….. 15

5.2 Правила приёмки и входной контроль труб…… 15

5.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации…….. 18

5.4 Формирование колонны из насосно-компрессорных труб…… 19

5.5 Проведение спуско-подъемных операций с НКТ……... 22

5.6 Требования к оборудованию, применяемому при спуске насосно-компрессорных труб…… 28

5.7 Рекомендации по выбору резьбовых смазок…….. 29

5.8 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций…….. 31

5.8.1 Причины повреждения насосно компрессорных труб…… 31

5.8.2 Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций……. 32

5.9 Ремонт труб, бывших в эксплуатации……..... 33

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ……. 35

7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ……... 35

Приложение А Прочностные характеристики и моменты свинчивания насосно-компрессорных труб…… 36

Приложение Б Перечень документов, использованных при составлении Руководства…….. 55

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту насосно-компрессорных труб, выпускаемых по ГОСТ 633, ГОСТ Р 53366, стандарту API spec 5CT и техническим условиям (ТУ), действующим на трубопрокатном производстве ТОО «KSP Steel».

Все насосно-компрессорные трубы, выпускаемые по ГОСТ, ТУ и стандарту API, приведенные в настоящем руководстве, могут быть использованы в нефтяных и газовых скважинах, а также при поддержании пластового давления, так и при утилизации пластовых вод с учетом рекомендаций данного руководства. Кроме того данные насосно-компрессорные трубы могут применяться при текущем и капитальном ремонте скважин.

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

Приведенные данные по нормативной базе на трубы являются обще информационными. За детальной технической информацией следует обращаться к действующей технической документации на конкретные трубы.

При выполнении всех требований данного руководства трубопрокатное производство ТОО «KSP Steel» гарантирует качество применяемых труб.

Руководство по эксплуатации поставляется с каждой партией насосно-компрессорных труб и обязательно для исполнения Потребителями.

Настоящее Руководство по эксплуатации разработано взамен документа «Трубы насосно-компрессорные. Руководство по эксплуатации», редакция ЗАО «ВНИИТнефть», 2010 г.

1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Труба насосно-компрессорная – труба, которая помещается в скважину со спущенной в ней эксплуатационной колонны обсадных труб и предназначена для подъема на земную поверхность флюида из продуктивного пласта (нефти, газа, смеси нефти и газа, их смеси с пластовой водой в различных соотношениях), или закачки в пласт промысловых вод при законтурном заводнении или сброса промысловых вод в поглощающие скважины с целью охраны окружающей среды. Также может применяться при текущем и капитальном ремонте скважины.

Муфта – трубное изделие, представляющее собой цилиндрический отрезок с внутренней резьбой для соединения двух труб с резьбовыми концами, обеспечивающее прочность соединения, герметичность и защиту его от коррозии.

Партия насосно-компрессорных труб – определённое количество труб одной плавки, изготовленные по единой технологии, одного условного диаметра, одной толщины стенки и группы прочности и одного типа соединения, сопровождающееся одним документом, удостоверяющим соответствие их качества требованиям ГОСТ, API и ТУ.

Плавка – металл, полученный за единый технологический цикл, при циклическом процессе выплавки.

Бесшовная труба – стальное трубное изделие, обработанное давлением, изготовленное без сварного шва или другого способа соединения, произведенное из горячей стальной заго-

товки и, если необходимо, холоднотянутое с последующей термической обработкой горячекатаного трубного изделия для придания ему проектируемой формы, размеров и свойств.

Поставщик – фирма, компания, организация, подтверждающая и несущая ответственность за соответствие поставляемой продукции всем данным сертификата и требованиям технических условий, ГОСТов, API и другой технической документации.

Потребитель – фирма, компания, организация, приобретающая и эксплуатирующая трубную продукцию.

Типоразмер трубы – характеристика трубы, включающая ее назначение, наружный диаметр тела трубы, толщину стенки, группу прочности и/или марку стали.

Приёмка – процесс измерения, осмотра, испытания, проверки или иного контроля сравнения продукции с применяемыми требованиями стандартов.

Нормативные документы на изготовление и поставку трубной продукции – стандарты, технические условия, технические приложения к договорам (контрактам) на изготовление и поставку труб.

Визуальный контроль – органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.

Измерительный контроль - контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

Несовершенство – несплошность стенки или поверхности изделия, которая может быть выявлена методами неразрушающего контроля

Дефект – несовершенство достаточной величины, служащее основанием для отбраковки изделия на основе критериев, установленных нормативным документом.

Объем партии – количество единиц изделий в партии.

Изготовитель насосно-компрессорной трубы – предприятие, изготовившее трубы, отвечающие всем требованиям нормативных документов на изделие.

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

Натяг – величина, характеризующая посадку одного изделия на другое и припуск на механическое свинчивание.

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

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

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.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1. Сортамент насосно-компрессорных труб, выпускаемый трубопрокатным производством ТОО «KSP Steel» приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Сортамент насосно-компрессорных труб, выпускаемый трубопрокатным заводом в ТОО «KSP Steel»

Наименование нормативного технического документа	Размеры труб					Группа прочности	Тип резьбового соединения
	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Интервал длин, м			
	условный	наружный					
1	2	3	4	5		6	7
ГОСТ 633 «Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия»	60	60,3	5,0 глад.ДКЕ	Исполнение А (10 ± 0,5) Исполнение Б (1группа 5,5-8,5 2группа 8,5-10)		Д, К, Е, Л, М, Р	треугольная, резьбовые соединения труб с гладкими и с высаженными наружу концами
	73	73,0	5,5; 7,0				
	89	88,9	6,5; 8,0				
	102	101,6	6,5				
	114	114,3	7,0				
	Укороченные насосно-компрессорные трубы						
ТУ-1308-006-96380705-2009 «Трубы бесшовные насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородо- и хладостойкие»	60	60,3	5,0	10 ± 0,5	--	Марка стали 30Ф,25ХМФА. Гр.пр. $К_с$ $Е_с$ $Л_с$	С гладкими концами по ГОСТ 633
	73	73,0	5,5; 7,0				
	89	88,9	6,5				
	114	114,3	7,0				
	60	60,3	5,0			Марка стали 30Ф,25ХМФА. Гр.пр. $К_с$ $Е_с$ $Л_с$	С высаженными наружу концами (НКВ) по ГОСТ 633
	73	73,0	5,5; 7,0				
	60	60,3	5,0			Марка стали 30Ф,25ХМФА. Гр.пр. $К_с$ $Е_с$	Гладкие высокогерметичные (НКМ) по ГОСТ 633
	73	73,0	5,5; 7,0				
	89	88,9	6,5				
API Spec 5CT «Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия»	60	60,32	4,24; 4,83; 6,45; 7,49; 8,53	1 группа: 6,10 - 7,32 2 группа: 8,53 - 9,75 3 группа: 11,58 - 12,80		H40; J55; L80 тип 1; N80 типы 1 и Q; C90 тип 1, T95 тип 1; P110 Уровень требований: PSL1, PSL2, PSL3	С круглой резьбой API RD8 API RD10
	73	73,02	5,51; 7,01; 7,82; 8,64; 9,95; 11,18				
	89	88,90	5,49; 6,45; 7,34; 9,52; 10,92;12,0913,46				
	102	101,60	5,74; 6,65; 8,38; 10,54; 12,7; 15,49				
	114	114,3	6,88; 8,56; 9,65; 10,92; 12,7; 14,22; 16,00				
ГОСТ Р 53366 «Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности»	60	60,32	4,24; 4,83; 6,45; 7,49; 8,53	1 группа: 6,10 - 7,32 2 группа: 8,53 - 9,75 3 группа: 11,58 - 12,80		H40; J55; L80 тип1; N80 типы1 и Q; C90 тип 1 и 2, T95 тип 1 и 2; C95, P110, Q135 Уровень требований: PSL1, PSL2, PSL3	NU и НКТ с закругленной треугольной резьбой, EU и НКТВ с закругленной треугольной резьбой и высаженными концами
	73	73,02	5,51; 7,01; 7,82; 8,64; 9,95; 11,18				
	89	88,90	5,49; 6,45; 7,34; 9,52; 10,92;12,0913,46				
	102	101,60	5,74; 6,65; 8,38; 10,54; 12,7; 15,49				
	114	114,3	6,88; 8,56; 9,65; 10,92; 12,7; 14,22; 16,00				
	Укороченные насосно-компрессорные трубы						

2.2 Механические свойства насосно-компрессорных труб, изготовленных по ГОСТ 633, приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Механические свойства насосно-компрессорных труб изготовленных по ГОСТ 633

Наименование показателей	Норма механических свойств для стали группы прочности						
	Д		К	Е	Л	М	Р
	Исполнение						
	А	Б					
Временное сопротивление $\sigma_в$, не менее, МПа (кгс/мм^2)	655 (66,8)	638 (65,0)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000 (101,9)
Предел текучести $\sigma_т$:							
- не менее, МПа (кгс/мм^2)	379 (38,7)	373 (38,0)	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	16,0	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

2.3 Механические свойства насосно-компрессорных труб изготовленных по API 5CT приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Механические свойства насосно-компрессорных труб, изготовленных по API 5CT

Класс	Группа прочности	Тип	Полное удлинение под нагрузкой, %	Предел текучести R_t , МПа		Предел прочности R_m МПа, мин.	Максимальная твердость [a]		Заданная толщина стенки t, мм	Допустимый разброс твердости [b] HRC
				мин.	макс.		HRC	HBW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	H40	-	0,5	276	552	414	-	-	-	-
	J55	-	0,5	379	552	517	-	-	-	-
	N80	1	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	N80	Q	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	R95	-	0,5	655	758	724	-	-	-	-
2	L80	1	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	C90	1	0,5	621	724	689	25,4	255	≤ 12,70	3,0
									от 12,71 до 19,04	4,0
									от 19,05 до 25,39	5,0
									≥ 25,40	6,0
	T95	1	0,5	655	758	724	25,4	255	≤ 12,70	3,0
									от 12,71 до 19,04	4,0
									от 19,05 до 25,39	5,0
									≥ 25,40	6,0
3	P110	-	0,6	758	965	862	-	-	от 12,71 до 19,04	4,0

[a] – В случае разногласий в качестве контрольного метода должен использоваться метод лабораторного определения твердости по шкале С Роквелла.

[b] – Пределы твердости не установлены, но максимальный разброс ограничен в качестве элемента технологического контроля.

2.4 Механические свойства насосно-компрессорных труб изготовленных по ГОСТ Р 53366 приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Механические свойства насосно-компрессорных труб, изготовленных по ГОСТ Р 53366

Класс	Группа прочности	Тип	Полное удлинение под нагрузкой, %	Предел текучести R_t, МПа		Предел прочности R_m МПа, мин.	Максимальная твердость [a]		Заданная толщина стенки t, мм	Допустимый разброс твердости [b] HRC
				мин.	макс.		HRC	HBW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	H40	-	0,5	276	552	414	-	-	-	-
	J55	-	0,5	379	552	517	-	-	-	-
	N80	1	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	N80	Q	0,5	552	758	689	-	-	-	-
2	L80	1	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	До 12,70 вкл.	3,0
									От 12,71 до 19,05	4,0
									От 19,05 до 25,40	5,0
									25,40 и св.	6,0
	C95	-	0,5	655	862	758	-	-	-	-
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	До 12,70 вкл.	3,0
									От 12,71 до 19,05	4,0
									От 19,05 до 25,40	5,0
									25,40 и св.	6,0
3	P110	-	0,6	758	965	862	-	-	-	-
4	Q135	-	0,65	930	1137	1000	[b]	-	До 12,70 вкл.	3,0
									От 12,71 до 19,05	4,0
									19,05 и св.	5,0

[a] – В спорных случаях в качестве арбитражного метода должен быть применим метод лабораторного измерения твердости по шкале С Роквелла.

[b] – Предел твердости не установлен, но максимальный разброс ограничен как элемент контроля технологического процесса.

2.5 Механические свойства насосно-компрессорных труб изготовленных по ТУ 1308-006-96380705-2009 приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Механические свойства насосно-компрессорных труб, изготовленных по ТУ 1308-006-96380705-2009

Наименование показателей	Норма механических свойств для стали группы прочности		
	$К_с$	$Е_с$	$Л_с$
Временное сопротивление $\sigma_в$, не менее, МПа (кгс/мм^2)	647 (66)	657 (67)	755 (77)
Предел текучести $\sigma_т$: - не менее, МПа (кгс/мм^2)	519 (53)	549 (56)	655 (66,8)
- не более, МПа (кгс/мм^2)	627 (64)	676 (69)	784 (80)
Отношение $\sigma_т / \sigma_в$	0,9	0,9	0,9
Относительное удлинение δ_5, %, не менее	18	16	15
Твердость HRC, не более	23	23	23
Ударная вязкость на продольных образцах Дж/см^2 (кгс/см^2), при температуре минус 60^{0}С, не менее	98 (10)	98 (10)	98 (10)
Доля вязкой составляющей в изломе ударного образца при температуре минус 60^{0}С,не менее	60	70	70

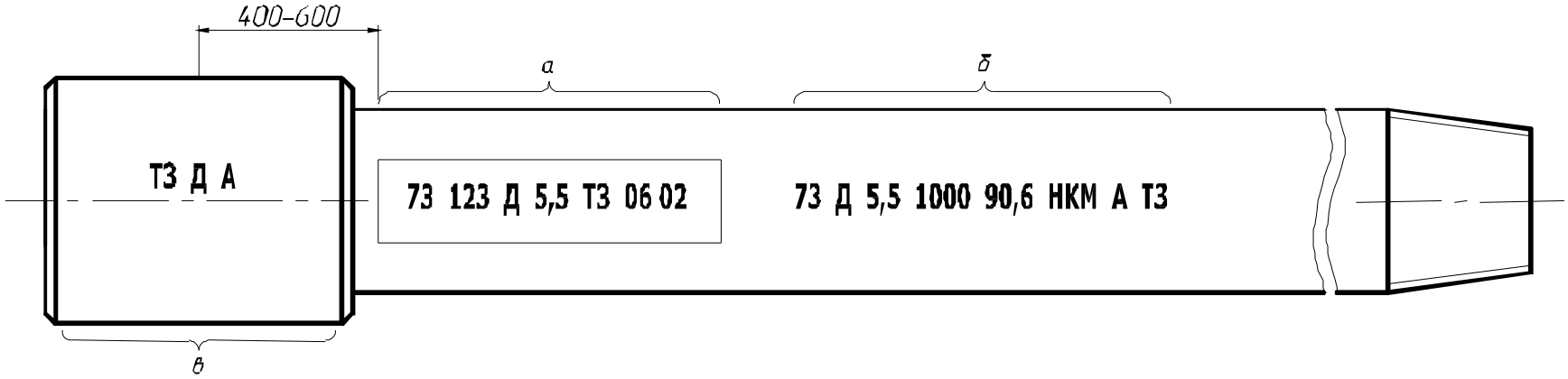
3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА

3.1 Маркировка труб

3.1.1 Требования к маркировке и содержание маркировки должны соответствовать требованиям нормативной документации на продукцию, требованиям заказчика. Маркировка трубной продукции производится с целью приведения на каждом изделии данных, необходимых потребителю.

Маркировка наносится либо ударным способом и устойчивой светлой краской, либо только устойчивой краской.

Образцы маркировки труб по ГОСТ 633, ГОСТ Р 53366, API 5CT приведены на рисунках 1-3.



Маркировка труб ударным способом

Условное обозначение	Содержание маркировки (а)
73	условный диаметр трубы, мм
123	номер трубы
Д	группа прочности
5,5	толщина стенки, мм
ТЗ	товарный знак завода
06 02	месяц и год изготовления

Маркировка муфт ударным способом

Условное обозначение	Содержание маркировки (в)
ТЗ	товарный знак завода
Д	группа прочности
А	вид исполнения муфты (только на А)

Маркировка труб краской

Условное обозначение	Содержание маркировки (б)
73	условный диаметр трубы, мм
Д	группа прочности
5,5	толщина стенки, мм
1000	длина трубы, см
90,6	масса трубы, кг
НКМ	тип трубы
А	вид исполнения (наносится только на трубах исполнения А)
ТЗ	товарный знак завода

Примечание:

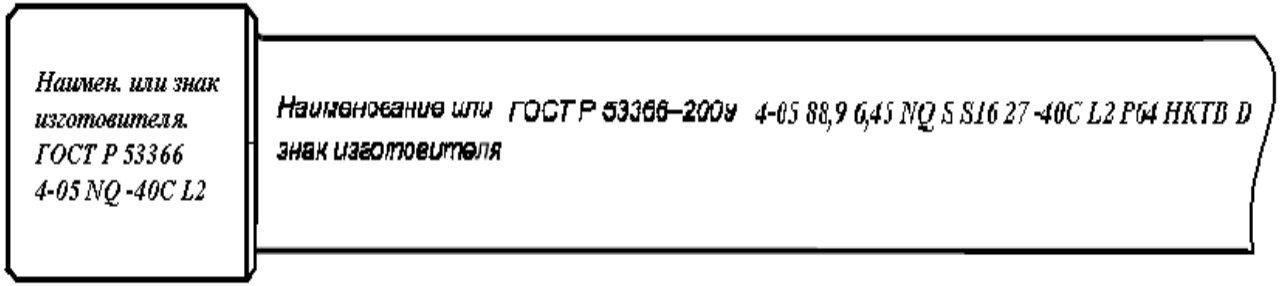
1 Место нанесения маркировки трубы ударным способом обведено или подчеркнуто светлой краской.

2 Все знаки маркировки наносятся вдоль образующей трубы и муфты. Допускается наносить знаки маркировки перпендикулярно образующей способом накатки.

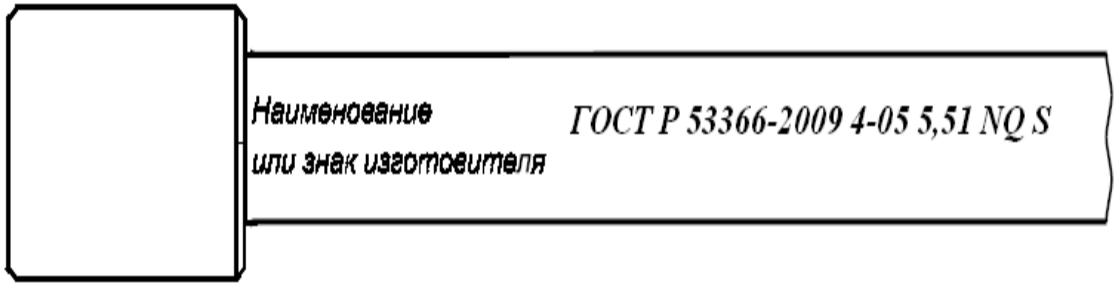
3 На гладких трубах тип трубы не наносится.

4 На гладких трубах с термоупрочненными концами дополнительно в маркировке краской после группы прочности наносится слово «ТУК».

Рисунок 1 – Пример маркировки труб, изготовленных по ГОСТ 633



Маркировка трубы краской на расстоянии 0,6 м от торца муфты



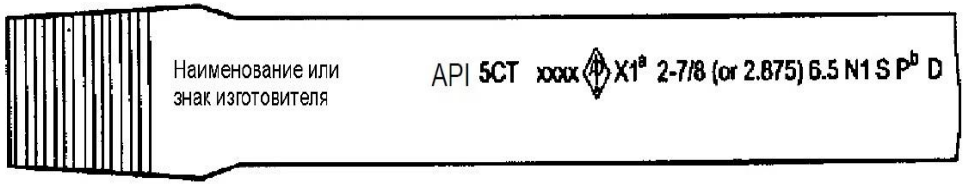
Маркировка клеймением – необязательная (не менее чем в пределах 0,3 м от торца муфты)

Примечание:

Маркировка насосно-компрессорной трубы, изготовленной по ГОСТ Р 53366 в мае 2014 года (*4-05*), наружным диаметром 88,9 мм, толщиной стенки 6,45 мм, группы прочности N80 тип Q (*NQ*), тип изготовления – бесшовный (*S*), с дополнительными требованиями A.9 SR.16 (*S16*) с минимальным требованием к энергии удара 27 Дж (*27*) при температуре минус 40^0С (*-40C*), по требованиям PSL-2 (*L2*), испытанной давлением 64 МПа (*P64*) с отделкой концов для резьбового соединения НКТВ с резьбой, нарезанной изготовителем, проконтролированной стандартной оправкой (*D*).

Маркировка муфты на трубе включает наименование или товарный знак изготовителя, НТД на продукцию (ГОСТ Р 53366), дату производства (4-05), обозначение группы прочности, дополнительные требования (*-40C*) и уровень требований (*L2*)

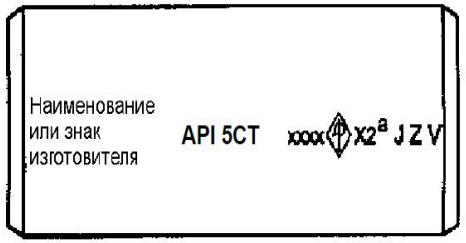
Рисунок 2 – Пример маркировки насосно-компрессорных труб, изготовленных по ГОСТ Р 53366



Маркировка краской (начало не менее 0,6 м (2 футов) от торца любого конца с наружной резьбой)

Маркировка клеймением- необязательная (в пределах 0,3 м (1 фута) на любом конце с наружной резьбой)

Насосно-компрессорная труба размер 2 7/8 (ряд1), 6,5 (ряд2) группа прочности N80 тип 1, бесшовная с наружной высадкой, с резьбой нарезанной изготовителем трубы, без муфты , январь 20XX



Маркировка краской

Маркировка клеймением - необязательная

ПРИМЕЧАНИЕ. Маркировка клеймением посередине муфты наносится в продольном или поперечном направлении.

Муфта НКТ размером 2-7/8 (ряд 1), группа прочности J 55, нормализованная, для насосно-компрессорных труб с высадкой (или без высадки). Требуется только визуальный контроль

Рисунок 3 – Пример маркировки насосно-компрессорных труб, изготовленных по API Spec 5CT

3.2 Упаковка

3.2.1 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.

3.2.2 В одном пакете должны быть трубы только одной партии. Для выполнения заказа в объеме (тоннаж, метраж), предусмотренном заказчиком, допускается формирование 1-2 пакетов из заказанной партии по объему труб, отличному от существующей схемы упаковки.

3.2.3 Схема упаковки насосно-компрессорных труб в пакет – шестиугольная или четырехугольная в ложементах (по требованию заказчика). Масса пакета не должна превышать 5 тонн или иной вес по требованию заказчика.

3.2.4 Трубы поставляются в пакетах, прочно увязанных металлической лентой не менее, чем в четырех (трех) местах. При всех видах упаковки в пакетах труб муфты и ниппельные концы труб должны быть сориентированы в одну сторону.

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

3.2.6 Резьба, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений при транспортировке и хранении труб специальными предохранительными деталями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и других материалов предохранительных деталей, обеспечивающих защиту фаски и резьбовых соединений от повреждения или коррозии.

Материал предохранительных колец не должен содержать компонентов, способствующих коррозии или сцеплению протекторов с резьбой.

3.2.7 Конструкция и материал предохранительных приспособлений должны обеспечивать возможность их отвинчивания, предотвращения проникновения пыли и влаги в трубу и резьбу труб и муфт при транспортировке и хранении в соответствии с требованиями стандартов на трубы.

3.2.8 Для продукции, изготовленной по ГОСТ 633 кольца должны закрывать соединение труб на длине не менее L минус 3 нитки. Ниппели должны закрывать соединение муфт на длине не менее $^{2}/_{3}\ L$. Кольца и ниппели должны выступать за края торцов труб и муфт не менее чем на 10 мм.

3.2.9 Для продукции, изготовленной по API Spec 5CT наружные резьбовые предохранители должны закрывать полную длину резьбы трубы, а внутренние – длину, эквивалентную общей длине внутренней резьбы трубы.

3.2.10 Для продукции, изготовленной по ГОСТ Р 53366, наружные резьбовые предохранители должны закрывать полную длину резьбы трубы, а внутренние длину, эквивалентную общей длине резьбы трубы.

3.2.11 При навинчивании колец и ниппелей резьбы, упорные торцы, уступы и уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты резьбоуплотнительной или антикоррозионной смазкой. По требованию заказчика резьбоуплотнительная смазка наносится на резьбовую поверхность ниппельного конца и на свободную резьбовую поверхность муфты. Ассортимент и области применения смазок приведены в таблице 10.

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

3.2.13 На каждом пакете труб крепятся два ярлыка (бирки) на боковых сторонах пакета: на левом и правом торце пакета.

4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

4.1 Транспортирование труб

4.1.1 Транспортирование труб должно проводиться железнодорожным (на открытом подвижном составе), автомобильном или водным транспортом в соответствии с нормами, установленными Таможенной Конвенцией о международной перевозке грузов с применением книжки МДП (Конвенция МДП), Конвенцией о договоре международной дорожной перевозке грузов (CMR), Европейским соглашением о дорожной перевозке опасных грузов (ДОПОГ), ГК РК, ГК РФ, Уставом автомобильного транспорта и городского наземного электрического транспорта, Закон по транспорту ж/д РК, ФЗ РФ «О транспортно - экспедиционной деятельности», Правилами перевозки грузов и Технических условий погрузки грузов.

4.1.2 На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены деревянные прокладки. Пакеты труб, по дополнительному требованию Заказчика, могут иметь транспортные хомуты.

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

4.1.4 При транспортировке на грузовых автомашинах 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.

4.1.5 При погрузке труб в вагоны, автомашины и т.д. и/или наоборот не допускаются удары труб или пакетов о металлические части транспортных средств или друг о друга.

4.1.6 Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ транспортировать трубы, пакеты волоком или сбрасывать на землю.

4.1.7 Перед разгрузкой необходимо удостовериться, что все резьбовые поверхности труб оснащены наружными и внутренними резьбовыми предохранителями.

4.1.8 При погрузке/выгрузке и укладке пакеты труб в штабеля необходимо применять грузоподъемные механизмы или трубные накаты (скаты). Не сваливать трубы, пакеты при разгрузке. Для длинных труб рекомендуется использовать растяжки с петлями на конце. При ручной разгрузке использовать канатные стропы. Скатывая трубы по направляющим, следить, чтобы они двигались параллельно штабелю (стеллажу), и не допускать ускорения движения или ударов концов труб, так как может быть повреждена резьба даже с предохранительными деталями.

4.1.9 Для перевозки труб со складов хранения на скважину необходимо использовать специализированные автомобили: трубовозы и иные транспортные средства, предусматривающие механизированную загрузку/выгрузку труб (таблица 6).

4.1.10 На трубовоз, телегу, сани можно грузить трубы в пакетах, пачках количеством 25-50 шт (в зависимости от заявки на НКТ), предохраняя трубы от удара друг с другом. При погрузке/выгрузке стропальщику следует пользоваться специальными клещами и стропами.

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

4.1.12 Увязочный материал не является приспособлением для строповки. Упаковка увязочным материалом предназначена для многократных перегрузок пакетов и обеспечивать сохранность труб от возможных повреждений.

Таблица 6 – Техническая характеристика электромеханизированных трубовозов

№	Наименование	Ед.изм.	Марка автомобиля	
			Урал	Камаз
1	Масса перевозимого груза: по дорогам с бетонным и асфальтовым покрытием	тонн	12-14 6-7	10
2	Максимальная скорость при движении по горизонтальному участку и ровному асфальтному шоссе	км/час	60	60
3	Максимальная масса одновременно погружаемого длинномерного груза	тонн	3,0	3,0
4	Допускаемые длины погружаемых длинномерных грузов	м	9,5-12	7-13
5	Длина: при максимально раздвинутом дышле при минимально раздвинутом дышле	м	16,555 14,080	16,580 12,730
6	Ширина	мм	2500	2500
7	Высота без груза	мм	2740	3090
8	Масса	кг	21900	24070

4.2 Хранение труб

4.2.1 Насосно-компрессорные трубы следует хранить в складских помещениях или на специально подготовленных открытых площадях, оборудованных навесами. Все насосно-компрессорные трубы должны храниться уложенными в штабелях или стеллажах. Хранение труб на земле категорически ЗАПРЕЩЕНО.

4.2.2 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;

е) трубы иного назначения.

4.2.3 На каждом стеллаже укладываются трубы одного производителя, имеющие одни и те же параметры: тип, условный диаметр, толщину стенки, группу прочности, тип и класс резьбы.

4.2.4 Требования, предъявляемые к стеллажам и укладке труб/пакетов на них, следующие:

а) рабочая (опорная) поверхность стеллажа должна быть горизонтальной с целью предотвращения самопроизвольного перекатывания труб, конструкция стеллажа должна обеспечивать касание трубы/пакета 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/пакетов на стеллаже не должна превышать 3000 мм;

г) при укладке труб в несколько рядов между рядами должно быть проложено не менее трех деревянных прокладок толщиной 35 - 40 мм.

Прокладки между рядами труб располагать в одной плоскости. Пример складирования приведен на рисунке 4.

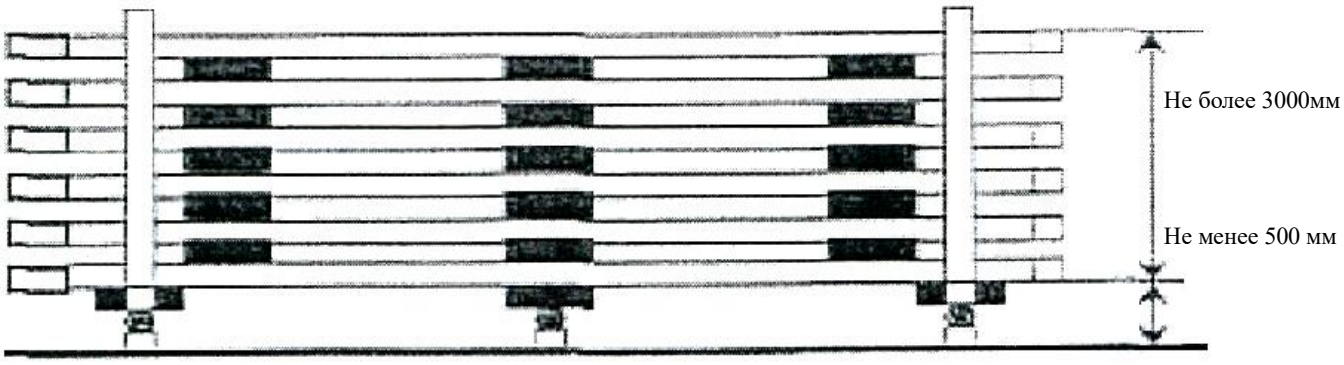


Рисунок 4 – Укладка труб/пакетов на стеллажах при их складировании

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

4.2.6 Резьбовая часть ниппельного конца и свободная часть муфты должна быть смазана антикоррозионной смазкой и защищена от повреждений предохранительными деталями. Поверхность резьбы и наружная поверхность труб, находящихся на хранении должны подвергаться периодическому контролю и, при необходимости, должны быть подвергнуты переконсервации. Сроки переконсервации установлены в ГОСТ 9.014 «Временная противокоррозионная защита изделий».

4.2.7 ЗАПРЕЩАЕТСЯ хранить кислоты, щелочи и другие химические материалы, способные вызвать коррозию, вблизи стеллажей с трубной продукцией.

5 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

5.1 Область применения

5.1.1 Насосно-компрессорные трубы в системе лифтовых колонн используются для подъема на земную поверхность флюида из продуктивного пласта (нефти, газа, смеси нефти и газа, их смеси с пластовой водой в различных соотношениях), для закачки в пласт промысловых вод при законтурном заводнении, для сбора промысловых вод в поглощающие скважины с целью охраны окружающей среды. Кроме того, они используются при текущем и капитальном ремонтах скважин, гидроразрывах пласта, разбуривании песчаных пробок и т. д.

5.2 Правила приёмки и входной контроль труб

5.2.1 Порядок приемки труб от поставщиков в трубном подразделении включает учет труб по количеству, качеству и комплектности.

Приемка труб по количеству и качеству производится в соответствии с Договором на поставку.

В договоре на поставку рекомендуется отражать гарантии Поставщика о соответствии труб требованиям ГОСТ, API, ТУ и др. нормативных документов на изготовление, а также пункт о том, что эксплуатация продукции производится в соответствии с данным Руководством.

5.2.2 Приемка труб по количеству включает следующие операции:

- разгрузку труб с транспортного средства, доставку и их размещение на площадке;

- проверку сохранности труб/пакетов и соблюдения правил перевозки, обеспечивающих защиту от повреждения;

- проверку соответствия маркировки труб/пакетов, ярлыков (бирок) и информации, указанной в сопроводительных документах.

5.2.3 Сроки приемки продукции по качеству и комплектности.

5.2.3.1 Приемка продукции по качеству и комплектности производится на складе Потребителя в следующие сроки:

- при иногородней поставке - не позднее 20 дней после выдачи продукции транспортной службой или после поступления ее на склад Потребителя при доставке продукции Поставщиком или Потребителем;

- если Поставщик и Потребитель находятся в одном городе - не позднее 10 дней после поступления продукции на склад Потребителя.

5.2.3.2 При обнаружении скрытых недостатков продукции в течение пяти дней должен быть составлен акт, причем не позднее четырех месяцев со дня поступления продукции на склад Потребителя, обнаружившего недостатки (если обязательными для сторон правилами не установлены иные сроки).

Скрытыми недостатками признаются такие недостатки, которые не могли быть обнаружены при обычной для данного вида продукции проверке и выявились лишь в процессе испытания, подготовки к спуску (монтажу), в процессе спуска (монтажа), использования и хранения продукции.

5.2.3.3 Если для участия в составлении акта вызывается представитель Поставщика, то к установленному пятидневному сроку его прибытия добавляется время, необходимое на проезд.

5.2.4 Порядок приемки продукции по качеству и комплектности и сроки предъявления претензий.

5.2.4.1 Одновременно с приемкой продукции по качеству производится проверка комплектности продукции, а также соответствия упаковки, маркировки требованиям ГОСТов, API, технических условий и других, обязательных для сторон правил или договоров.

5.2.4.2 Приемка продукции производится компетентными лицами, уполномоченным руководителем Потребителя или его заместителем. Эти лица несут ответственность за строгое соблюдение правил приемки продукции.

5.2.4.3 Приемка продукции по качеству и комплектности производится в точном соответствии с ГОСТами, API, техническими условиями, по сопроводительным документам, удостоверяющим качество и комплектность поставляемой продукции (сертификат качества, накладная, счет-фактура, спецификация и т.п.). При отсутствии указанных документов или некоторых из них составляется акт о фактическом качестве и комплектности поступившей продукции, в акте указывается также, какие документы отсутствуют.

5.2.4.4 Выборочная (частичная) проверка качества продукции с распространением результатов проверки качества какой-либо части продукции на всю партию допускается в случаях, когда это предусмотрено стандартами, техническими условиями, или если данное условие предусмотрено в договоре на поставку.

5.2.4.5 При обнаружении несоответствия качества, комплектности, маркировки поступившей продукции, требованиям стандартов, технических условий, договора либо данным, указанным в маркировке и сопроводительных документах, удостоверяющих качество продукции, потребитель обязан обеспечить её хранение в условиях, предотвращающих ухудшение ее качества и смешение с другой однородной продукцией, приостановить даль-

нейшую приемку продукции и составить акт, в котором указывает полную идентификацию труб и количество осмотренной продукции и характер выявленных при приемке или некомплектной продукции.

5.2.4.6 Потребитель также обязан вызвать для участия в продолжение приемки продукции и составления двустороннего акта представителя иногороднего Поставщика, если это предусмотрено в договоре или иных нормативно-правовых актах.

5.2.4.7 При неявке представителя Поставщика по вызову Потребителя в установленный срок и в случаях, когда вызов представителя иногороднего Поставщика не является обязательным, проверка качества продукции производится представителем соответствующей отраслевой инспекции по качеству продукции.

5.2.4.8 Предприятия, которым поставлена некачественная партия труб, не прошедших входной контроль, обязаны предоставить аргументы и предъявить организациям и предприятиям, допустившим поставку такой продукции, претензию в письменной форме (уведомление о поставке некачественной продукции). В интересах подведомственных предприятий претензию могут предъявлять вышестоящие организации.

В претензии указываются:

- наименование трубного подразделения, предъявляющего претензию, завод-изготовитель (поставщик), дата предъявления и номер претензии;
- обстоятельства, послужившие основанием для предъявления претензии, прямые доказательства несоответствия по качеству или количеству поставленных труб, ссылки на соответствующие стандарты и нормативные акты;
- требования заявителя, сумма претензии и ее расчет, если претензия подлежит денежной оценке, почтовые и платежные реквизиты заявителя;
- перечень прилагаемых к претензии документов, а также других доказательств.

Претензия подписывается руководителем трубного подразделения и отправляется заказным (ценным) письмом. К претензии прилагаются подлинные документы, подтверждающие требования заявителя, или заверенные копии.

Срок предъявления претензий Поставщику за поставку некачественной продукции необходимо оговаривать в договоре на поставку. Если в договоре он не указан, действуют в соответствии с законодательством РК или с законодательством страны потребителя продукции согласно договора поставки.

Порядок и сроки предъявления претензии организациям, осуществляющим доставку продукции, производят в соответствии с положениями договора по организации перевозки грузов.

Предъявление иска в суд или иной орган, которому подведомственен спор, без претензии к поставщику не действительно.

5.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации

5.3.1 Каждая поставляемая заводом-изготовителем партия НКТ должна сопровождаться документом (сертификатом качества), удостоверяющим их соответствие требованием стандартов или ТУ.

5.3.2 На трубы, прошедшие ремонт на центральных трубных базах (цехах) сторонних организаций, выдается собственный сертификат с указанием области применения труб и ограничений по их использованию на скважинах.

5.3.3 Виды и количество проверок насосно-компрессорных труб, поступивших от заводов-изготовителей, определяет Потребитель.

5.3.4 Подготовку насосно-компрессорных труб к эксплуатации проводят на трубных базах (цехах) или специальных площадках.

5.3.5 Полный контроль труб предусматривает следующие операции:

- контроль наличия сопроводительной документации (сертификата качества);
- проверку соответствия данных сертификата качества маркировке труб;
- визуальный контроль;
- инструментальный контроль;
- неразрушающий контроль;
- шаблонирование;
- контроль кривизны трубы;
- контроль геометрических параметров резьбы;
- гидравлическое испытание.

5.3.6 В процессе контроля геометрических размеров трубы следует контролировать: длину трубы, наружный диаметр трубы и муфты, величину общей и концевой кривизны, толщину стенки. Методика определения концевой и общей кривизны устанавливается НТД на продукцию.

5.3.7 При контроле качества резьбы следует проверять: натяг трубы и муфты, конусность по наружному диаметру трубы и внутреннему диаметру муфты, шаг резьбы, высоту профиля, целостность резьбы, иных параметров на соответствие требованиям НТД на продукцию.

5.3.8 Потребитель может по своему усмотрению уменьшать число контролируемых параметров и определять объем труб для проверки, учитывая налаженный контроль на заводе-изготовителе и его гарантии на соответствие труб требованиям стандартов и ТУ.

5.3.9 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;
- шаблонирование и контроль кривизны трубы;
- при отсутствии предохранительных деталей, потерянных при транспортировке, контроль калибрами.

5.3.10 Приемка, подготовка насосно-компрессорных труб и использование их для комплектации насосно-компрессорных колонн при отсутствии сертификата, подтверждающего их соответствие требованиям нормативной документации, ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

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

5.3.12 На трубных базах (цехах) гидростатическому испытанию могут подвергаться все трубы с целью подтверждения целостности тела трубы и герметичности резьбового соединения. Продолжительность гидростатического испытания НКТ должна соответствовать требованиям нормативной документации либо дополнительным требованиям заказчика, предусмотренным договором на поставку.

5.3.13 Если в процессе гидроиспытания резьбовое соединение трубы оказалось негерметичным, возможно необходимо докрепление муфты, после чего проводится повторное гидроиспытание. Труба, выдержавшая повторное гидроиспытание, считается годной.

5.3.14 Шаблонирование и контроль кривизны трубы осуществляется с целью определения пригодности труб к спуску в нее инструмента и оборудования, а также выявления кривизны, местных вмятин и других дефектов, уменьшающих размер проходного отверстия трубы. Контроль осуществляется с помощью оправок, наружные диаметры которых приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Стандартные размеры оправок для контроля внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб, изготовленных по ГОСТ 633, ГОСТ Р 53366 и API

<table>
<tr><th rowspan="2">ВД</th><th rowspan="2">Номинальный диаметр, мм</th><th rowspan="2">Толщина стенки</th><th colspan="2">Стандартный размер оправки, мин.</th></tr>
<tr><th>Длина, мм</th><th>Диаметр, мм</th></tr>
<tr><td rowspan="7">ГОСТ 633</td><td>60</td><td>5</td><td rowspan="7">1250</td><td>47,9</td></tr>
<tr><td rowspan="2">73</td><td>5,5</td><td>59,6</td></tr>
<tr><td>7,0</td><td>56,6</td></tr>
<tr><td rowspan="2">89</td><td>6,5</td><td>72,7</td></tr>
<tr><td>8</td><td>69,7</td></tr>
<tr><td>102</td><td>6,5</td><td>85,4</td></tr>
<tr><td>114</td><td>7</td><td>97,1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">API 5CT
ГОСТ
Р 53366</td><td>≤ 73,02 мм</td><td>-</td><td>1 067</td><td>d – 2,38</td></tr>
<tr><td>> 73,02 мм</td><td>-</td><td>1 067</td><td>d – 3,18</td></tr>
<tr><td colspan="5">Примечание:
1. d - внутренний номинальный диаметр контролируемой трубы.
2. По согласованию изготовителя с потребителем трубы размером Ø60х5 мм и Ø73х5,5 мм должны проверяться шаблоном (дрифтером) увеличенного диаметра: 49,0 мм и 60,5 мм соответственно;
3. Предельное отклонение диаметра цилиндрического шаблона (дрифтера) +0,25 мм.</td></tr>
</table>

5.3.15 Отбракованные трубы, выявленные в процессе контроля, необходимо складировать на стеллажи для бракованных труб.

5.4 Формирование колонны насосно-компрессорных труб

5.4.1 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.

5.4.2 Проект на строительство скважины должен содержать исходные данные для расчета лифтовых колонн, коэффициенты запаса прочности при расчетах, итоговые таблицы компоновок лифтовых колонн, типы резьбовых соединений насосно-компрессорных труб.

5.4.3 При расчете колонн из насосно-компрессорных труб должны быть использованы нормативные документы, согласованные с государственными органами технического надзора.

5.4.4 Тип резьбовых соединений следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации.

Резьбовые соединения и герметизирующие средства должны обеспечивать требуемые прочностные характеристики лифтовой колонны, герметичность и надежность крепления в течение всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.

5.4.4 Насосно-компрессорные трубы подверженные воздействию сероводорода, должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно-агрессивной среды.

5.4.5 Области использования НКТ в стандартном и устойчивом к сульфидному растрескиванию (СКРН) исполнении указаны в таблицах 8 и 9.

5.4.6 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 [1].

Таблица 8 – Область применения оборудования в стандартном и стойком к СКРН исполнении для многофазного флюида «нефть-газ-вода» с газовым фактором менее 890 $нм^3/м^3$

Исполнение оборудования	**Рабс < 1,83х10^6 Па (18,6 кгс/см^2)**				**$Р_{абс}$>1,83х10^6 Па (18,6 кгс/см^2)**		
	С H_2S<4% (об)	**4%< С H_2S<15% (об)**		**С H_2S > 15% (об)**	**С H_2S<0,02% (об)**		**С H_2S > 0,02% (об)**
		Р H_2S < 7,3х10^4 Па	**Р H_2S > 7,3х10^4 Па**		**Р H_2S<345 Па**	**Р H_2S>345 Па**	
Стандартное	+	+	–	–	+	–	–
Стойкое к СКРН	–	–	+	+	–	+	+

Таблица 9 – Область применения оборудования в стандартном и стойком к СКРН исполнении для влажного газа или обводненной нефти с газовым фактором более 890 $нм^3/м^3$

Исполнение оборудования	**Рабс < 450 кПа (4,6 кгс/см^2)**		**$Р_{абс}$>450 кПа (4,6 кгс/см^2)**		
	С H_2S < 10% (об)	**С H_2S > 10% (об)**	**С H_2S<0,075% (об)**		**С H_2S > 0,075% (об)**
			Р H_2S<345 Па	**Р H_2S>345 Па**	
Стандартное	+	–	+	–	–
Стойкое к СКРН	–	+	–	+	+

Расчет колонн на наружное и 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.

5.4.7 Гладкие НКТ с резьбой треугольного профиля применяются в скважинах глубиной примерно до 4400 м (в зависимости от диаметра и группы прочности).

НКТ с высаженными концами с резьбой треугольного профиля применяются в скважинах глубиной до 7000 м.

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

5.4.8 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 резьбоуплотнительной смазки при свинчивании механическим способом.

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

5.4.10 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 групп прочности «Л».

5.4.11 В наклонно-направленных скважинах с темпом набора кривизны свыше 3^{o} на 10 м рекомендуется применять НКТ с муфтами улучшенной проходимости (фаска на наружной поверхности муфты выполнена под углом $20^{o}\pm5^{o}$). В этом случае рекомендуется применять элеваторы плашечного (клинового) типа.

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

5.4.13 НКТ с обычными свойствами следует применять при температуре воздуха не ниже минус 40^{0}С. При температурах воздуха ниже минус 40^{0}С следует применять НКТ в хладостойком исполнении.

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

5.4.15 Отработку НКТ следует вести комплектами. Только в этом случае можно учесть все особенности эксплуатации труб на скважинах и обеспечить максимальных срок их эксплуатации.

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

5.4.17 Секции комплектуются из проверенных труб в соответствии с конструкцией колонны.

5.5 Проведение спуско-подъемных операций с НКТ

5.5.1 Персонал, осуществляющий сборку колонн труб и их спуск, должен быть обучен и аттестован на данный вид деятельности.

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

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

- подготовить рабочее место (мостки, стеллажи, площадки), обеспечив при этом все условия для безопасного ведения работ;
- проверить соответствие инструментов и механизмов паспортным данным;
- обеспечить при монтаже подъемного оборудования (вышки, мачты) строгое центрирование талевой системы относительно устья скважины;
- 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 нормативно-технической документации.

5.5.4 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).

Резервные трубы укладывают отдельно, доступ к ним должен быть свободным.

5.5.5 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.

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

5.5.7 При подготовке резьбовых частей насосно-компрессорных труб следует выполнить следующие операции:

- непосредственно перед спуском удалить предохранительные приспособления с резьбового и муфтового концов трубы и тщательно очистить резьбу;
- тщательно проверить целостность резьбы. Если обнаружатся даже незначительные повреждения резьбы, которые нельзя удовлетворительно исправить, трубу следует отложить в сторону;
- проверить все муфты - на пригодность к свинчиванию. Если зазор чрезмерно велик, то муфту следует проверить на плотность затяжки. Неплотные муфты необходимо подтянуть после очистки резьбы и нанесения свежей смазки на всю поверхность резьбы до подъема трубы на вышку.
- перед спуском замерить длину каждой насосно-компрессорной трубы. Замер производят посредством рулетки со стальной мерной лентой, калиброванной в миллиметрах с наименьшим делением 3,0 мм.

Измерения по стандарту API 5 CT, ГОСТ Р 53366 производят 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.

Длина труб по ГОСТ 633 определяется расстоянием между свободным торцом муфты и концом сбега резьбы ниппеля.

Суммарная длина насосно-компрессорных труб должна соответствовать длине лифтовой колонны согласно плану работ или заказу-заявке.

- во избежание повреждения резьбы при перекатывании на стеллажах и подъеме на вышку на резьбовом конце труб обязательно должны быть накручены предохранительные заглушки. Для этой операции может быть очищено и применено повторно несколько предохранительных заглушек.

5.5.8 Если предохранительные детали ранее отвинчивались, следует проверить состояние резьбы. В случае ее загрязнения или коррозии резьба должна быть восстановлена путем тщательной очистки, а затем на нее нанесена герметизирующая смазка.

5.5.9 При выборе резьбоуплотнительных смазок следует руководствоваться п 5.7.

5.5.10 Подачу труб со стеллажей на мостки производить без ударов, не допускать раскачивания поднятой трубы и ее ударов о детали подъемного сооружения, станка-качалки и устья скважины. Особую осторожность следует соблюдать при эксплуатации насосно-компрессорных труб высоких групп прочности (Е и выше), а также, имеющих уплотнения резьбовых соединений с тефлоновыми кольцами и уплотнением «металл-металл».

При подъеме насосно-компрессорных труб на скважину необходимо соблюдать осторожность, не допуская изгиба труб и ударов по муфтам или протекторам.

5.5.11 При подъеме труб на скважину обязательно следует проверить их внутренний диаметр по всей длине, непосредственно перед их спуском, шаблоном (оправкой) в соответствии с требованиями НТД на продукцию.

Насосно-компрессорные трубы, не выдерживающие проверку шаблоном (оправкой), следует отложить в сторону.

5.5.12 Перед свинчиванием труб предохранительные приспособления удаляются из муфты перед подъемом трубы с мостков, а предохранительные приспособления ниппелей снимаются после подъема трубы над устьем скважины. При этом консервационную смазку необходимо удалить и на чистую (сухую) резьбу нанести резьбоуплотнительную смазку. Смазка должна быть равномерно нанесена по всей площади резьбового соединения и на всю глубину профиля резьбы при помощи кисти, деревянного шпателя или лопатки, как изображено на рисунке 5.

Рисунок 5 – технология нанесения резьбоуплотнительной смазки

Резьбоуплотнительные смазки должны использоваться только из оригинальной тары состояния поставки, снабженной 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. Перед использованием резьбоуплотнительную смазку следует тщательно перемешать.

5.5.13 Тип резьбоуплотнительной смазки выбирается в зависимости от условий эксплуатации и требований нормативно-технической документации на трубы. Ассортимент и

области применения резьбоуплотнительных смазок приведены в п.5.7.

5.5.14 Поднятую трубу над устьем скважины следует направлять в муфту вертикально с применением, по возможности, центрирующего устройства или с помощью рабочего, находящегося на помосте, посадку ниппеля в муфту следует производить плавно, избегая ударов резьбовых концов, чтобы не повредить резьбу. После этого начинать медленно свинчивание вручную. Свинчивание производить без перекосов, убедившись, что резьбы ниппеля и муфты вошли в зацепление.

Необходимо следить за тем, чтобы непосредственно перед посадкой ниппеля в муфту на резьбу не попала грязь, не было перекоса резьбы вследствие смещения осей ниппеля и муфты (Рисунок 6).

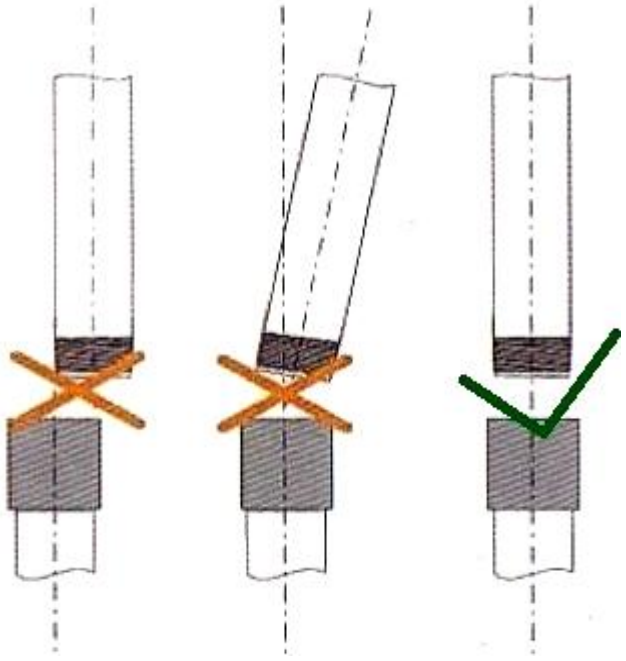


Рисунок 6 – Посадка трубы в муфту

5.5.15 Рекомендуется свинчивание резьбы производить сначала вручную (на 1-2 нитки), а затем круговым ключом, вращать трубу следует медленно (с частотой не более 10 об/мин чтобы убедиться в обеспечении правильного, без перекоса, сопряжения резьб. Для предотвращения заедания резьбы при свинчивании резьбовых соединений на промысле свинчивание следует выполнять со скоростью не более 25 об/мин. В процессе сборки резьбового соединения необходимо обращать внимание на положение торца муфты относительно сбега резьбы ниппеля, так как правильное положение свинчивания является совпадение торца муфты со сбегом резьбы ниппеля (последней видимой нитки резьбы ниппеля).

В отдельных случаях допускается недоворот муфты на один виток до конца сбега резьбы и переворот муфты за конец сбега 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 торца муфты относительно сбега резьбы ниппеля трубы.

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.

5.5.16 Для обеспечения требуемого момента свинчивания необходимо применение трубных ключей с указателем крутящего момента (моментомером). 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 трубы. После предварительного свинчивания соединения докрепляют автоматическими ключами или машинными ключами с моментомерами.

5.5.17 При применении моментомера, настройка его производится по номинальным крутящим моментам указанным в таблицах А.3 и А.6 (приложение А) для труб изготовленных по ГОСТ 633 и для труб изготовленных по API 5CT и ГОСТ Р 53366.

Минимальный и максимальный крутящие моменты равны 75% и 125% от номинального крутящего момента.

Следует рассматривать эти значения лишь как ориентировочные, ввиду очень больших различий в требованиях к крутящему моменту, которые могут существовать для конкретного соединения. По этой причине важно соотносить данные значения крутящих моментов с полученной средней величиной при сборке труб по линейным размерам.

5.5.18 В полевых условиях фактический крутящий момент зависит от множества факт ров, 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).

5.5.19 Значение момента свинчивания зависит от ряда факторов:

- геометрических параметров резьбы;
- материала покрытия поверхности резьбы;
- типа резьбовой смазки;
- группы прочности и размера труб:
- уплотнительных колец в муфте;
- условий окружающей среды и т.д.

5.5.20 Для правильного свинчивания должно быть определено оптимальное значение момента свинчивания для труб всех размеров и типов резьбовых соединений. Невыполнение предварительного подбора оптимального крутящего момента приводит к повреждению резьбы при свинчивании и значительному снижению количества свинчиваний резьбовых соединений.

5.5.20.1 Свинчивание насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, EU, НКТ, НКТВ.

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Для каждой секции колонны выполнить свинчивание не менее 10 резьбовых соединений (идущих первыми последовательно по плану работ) с целью определения оптимального момента свинчивания. Полученное значение может отличаться от расчетного значения, указанного в таблицах А.3 и А.6 (приложение А). Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблицах А.3 и А.6 (приложение А), применяются для соединений труб с муфтами, имеющими цинковое или фосфатное покрытие резьбы.

2) Для определения оптимального момента свинчивания сначала проводят свинчивание соединения вручную до предела ручного свинчивания или трубным ключом с моментом 70 – 100 Нм. После такого свинчивания от торца муфты до конца сбега резьбы ниппельного конца трубы должно остаться не более 4-х витков резьбы.

После этого проводят механическое свинчивание соединения еще на два оборота с регистрацией момента свинчивания, не допуская при этом повреждения резьбы.

Оптимальный момент свинчивания труб соответствует достижению натяга в резьбовом соединении, установленному в нормативной документации на резьбовое соединение: 5,0 мм – для резьбы с шагом 2,540 мм и 6,4 мм – для резьбы с шагом 3,175 мм. Критерием установления оптимального момента свинчивания является длина механического свинчивания от положения ручного свинчивания (предела ручного свинчивания), оптимальная величина которой составляет два оборота (5,0 мм – для резьбы с шагом 2,540 мм и 6,4 мм – для резьбы с шагом 3,175 мм).

3) Среднеарифметическое значение момента свинчивания является оптимальным для данных условий свинчивания.

4) При свинчивании остальных труб минимальный момент свинчивания должен быть не менее 75 % определенного оптимального значения, а максимальный момент свинчивания не более 125 % от определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание данного резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем его использовании.

5.5.21 Если труба после посадки имеет перекос, то ее необходимо приподнять, отвести в сторону, очистить поверхность резьбы от резьбоуплотнительной смазки и зачистить незначительные повреждения резьбы напильником с мелкой насечкой. После тщательной очистки резьбы на нее необходимо нанести резьбоуплотнительную смазку и выполнить свинчивание по п 5.7.

5.5.22 При сильном ветре, вызывающим раскачивание талевой 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.

5.5.23 Если верхний конец насосно-компрессорной трубы при свинчивании имеет биение, то это указывает, что резьба несоосна с трубой, при этом скорость вращения трубы следует уменьшить, чтобы предупредить заедание резьбы.

Если биение продолжается, несмотря на уменьшение скорости вращения, то трубу следует отложить в сторону для осмотра. Использовать такую трубу в колонне, подвергаемой большим растягивающим нагрузкам нельзя.

5.5.24 При свинчивании насосно-компрессорных труб на скважине муфта может слегка провернуться в соединении, закрепленном на заводе. Это не означает, что муфта на заводе была навинчена слишком слабо, а доказывает, что усилие докрепления достигает той же величины, что и при свинчивании соединения на заводе.

5.5.25 ЗАПРЕЩАЕТСЯ докреплять резьбовые соединения ударами с разгоном вращающихся частей ключа.

5.5.26 Если докрепление происходит плавно (без рывков), с постепенным ростом крутящего момента на моментомере и муфта не нагревается (температура ее не превышает 80^0С), то свинчивание прекращают при достижении рекомендуемых значениях крутящих моментов.

5.5.27 В случае скачкообразного роста момента свинчивания или его стабилизации, а также при нагреве муфты более 80^0С, соединение необходимо развинтить, после чего при-

нять решение об устранении причин, приведших к нарушению процесса свинчивания, или об отбраковке труб.

5.5.28 При заедании и выявлении следов повреждения (деформации) резьбы труба отбраковывается.

5.5.29 Срок службы насосно-компрессорных труб, неоднократно свинчиваемых в полевых условиях, обратно пропорционален моменту, прилагаемому для свинчивания. Для продления срока службы резьбового соединения свинчивание следует проводить с оптимальным моментом свинчивания, для скважин, герметичность которых не имеет большого значения – с минимальным моментом свинчивания.

5.5.30 Приближение к забою необходимо выполнять крайне осторожно. Категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ быстрый спуск насосно-компрессорных труб на забой.

5.5.31 В процессе подъема труб во избежание загрязнений и повреждений резьбы развинчивание следует производить вначале машинным трубным (автоматическим) ключем на 3-5 поворотов, а затем вручную. После окончания развинчивания трубу необходимо плавно вывести из муфты не допуская рывков. Особенно внимательно следить за тем, чтобы резьба была полностью разъединена до подъема трубы из муфты.

5.5.32 Трубные ключи для развинчивания следует размещать близко к муфте, но не вплотную во избежание сдавливающего действия плашек трубных ключей на поверхность трубы (как показано на Рисунке 7). Удары молотом по муфте для развинчивания соединений не рекомендуется, так как последствие может привести к повреждениям. Однако, в случае острой необходимости допускается обстукивание, но его следует производить обязательно плоским бойком молота, не острым, осуществляя легкое равномерное обстукивание по середине и по всей окружности муфты, категорически избегая обстукивания по узлам ближе к торцам или только по противоположным сторонам.

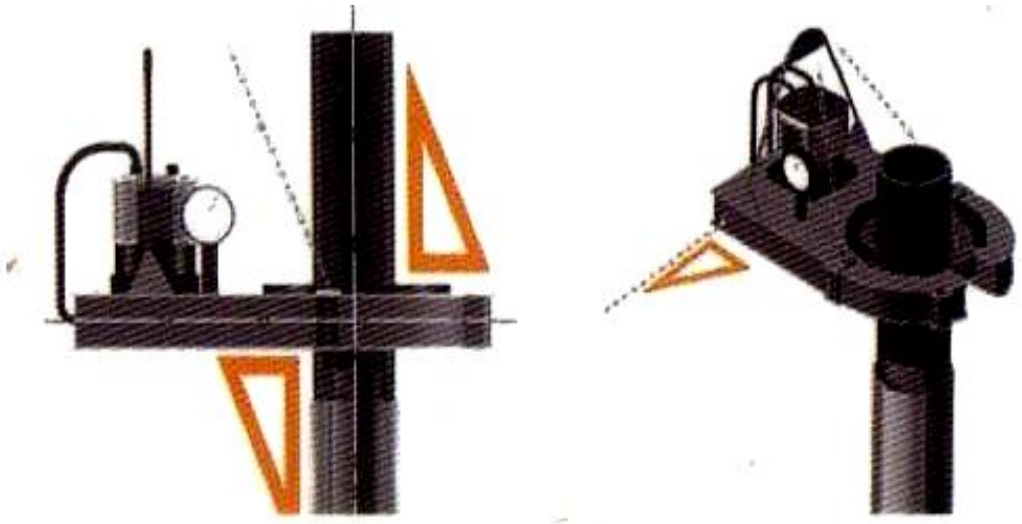


Рисунок 7 – Размещение трубных ключей на трубе

5.5.33 При вертикальном размещении труб на буровой, их необходимо установить на прочную деревянную площадку без предохранителя резьбы ниппельного кольца.

5.5.34 Насосно-компрессорные трубы, поставленные вертикально на вышке буровой, следует поддерживать в достаточной степени или иметь достаточно опор для предотвращения изгиба. Насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром 60,3 мм и больше предпочтительно подлежат подъему в свечи длиной около 18,3 м.

5.5.35 При отходе персонала с места работы необходимо всегда прочно закреплять трубы на подсвечнике.

5.5.36 Перед повторным спуском следует проверить и убедиться, что резьба не повреждена, чиста и хорошо смазана резьбоуплотнительной смазкой.

5.5.37 При каждом подъеме насосно-компрессорных труб необходимо менять местами трубы с верха колонны к низу с целью равномерного распределения износа резьбовых соединений и тела труб.

5.5.38 Во избежание утечки все соединения подлежат время от времени докреплению.

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

5.5.40 После интенсивного растяжения колонны насосно-компрессорных труб с целью освобождения от прихвата все резьбовые соединения, подвергавшиеся растяжению, следует докрепить.

5.5.41 При подъёме труб, все резьбовые соединения необходимо очистить и смазать или покрыть материалом, предотвращающим коррозию. При подготовке к укладке на мостки на насосно-компрессорные трубы надевают чистые предохранительные детали.

5.5.42 Перед складированием или повторной эксплуатацией тело труб и резьбовые соединения проверяют, и дефектные трубы маркируют для последующего ремонта и контроля.

5.5.43 При подъеме насосно-компрессорных труб по причине неисправности необходимо для предотвращения аналогичных отказов провести их полное лабораторное исследование. Следует принять меры, чтобы извлечь неисправный участок «в состоянии после отказа». В том случае, когда посредством лабораторного анализа обнаружен дефект трубы, вызвавший неисправность, результаты исследований следует оформить актом расследования.

5.6 Требования к оборудованию, применяемому при спуске насосно-компрессорных труб

5.6.1 Элеваторы должны быть в исправном, действующем состоянии, снабжены штропами равной длины и проверятся на исправность защелки.

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

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

При попадании смазки ее следует немедленно удалить.

5.6.4 Запрещается эксплуатация спайдер-элеватора с изношенными, деформированными или поврежденными деталями.

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

5.6.6 Для обеспечения требуемого момента свинчивания необходимо применение трубных ключей с указателем крутящего момента (моментомером). 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.

5.6.7 Гидравлический ключ должен быть расположен на расстоянии от места закрепления трубы, исключающем ее изгиб. В случае необходимости под муфтой закрепляется стопорный ключ.

5.6.8 На основной части насосно-компрессорных труб следует использовать предназначенные для них ключи, не сминающие трубы и плотно посаженные на них во избежание нанесения чрезмерных рисок на стенки труб. Плашки ключей должны быть правильно подобраны в соответствии с кривизной труб. Не рекомендуется применение цепных ключей.

5.6.9 Плашки захватов для спуска труб и элеваторы должны систематически очищаться, а также должна поддерживаться острота клиновых плашек.

Примечание: *Риски от плашек и ключей крайне нежелательны. Необходимо принять все возможные меры для сведения к минимуму таких повреждений путем применения совершенных технических средств.*

5.6.10 Подъемный крюк должен иметь амортизатор и исправную прижимную защелку. При свинчивании и развинчивании труб крюк должен свободно вращаться.

5.6.11 Подъемный агрегат по ремонту скважин должен быть снабжен индикатором веса, который расположен перед бурильщиком или машинистом и служит для определения веса спускаемой или поднимаемой колонны НКТ с инструментом. При этом необходимо использовать калиброванный индикатор веса с действующей поверкой.

Следует, осмотреть составные части изделия и убедиться в состоянии работоспособности.

5.7 Рекомендации по выбору резьбовых смазок

5.7.1 При свинчивании соединений необходимо применять резьбоуплотнительную смазку в соответствии с условиями эксплуатации труб. Смазки для соединений должны выдерживать большие удельные давления, высокую температуру, уплотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, обеспечивать антикоррозионную защиту и герметичность резьбового соединения на период хранения и эксплуатации.

5.7.2 Требования, предъявляемые к эксплуатационным характеристикам резьбоуплотнительных смазок:

- фрикционные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;
- герметизирующие свойства резьбового соединения;
- физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;
- удобство и равномерность нанесения на контактные поверхности в эксплуатируемых условиях (окружающей среде).

5.7.3 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.

5.7.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Область применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
1	2
Смазки резьбоуплотнительные	
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 50^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 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. Температурный диапазон от минус 50^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 и API RP 5A3
РУСМА Р-4 ТУ 0254-031-46977243-2004	Предназначена для герметизации и свинчивания соединений обсадных, насосно-компрессорных, бурильных труб. Температурный диапазон от минус 50^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 и API RP 5A3
РУСМА Р-5 ТУ 0254-028-46977243-2004	Резьбовая ингибированная смазка предназначена для герметизации и защиты от коррозии резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб внутрискважинного и промыслового оборудования, эксплуатирующегося на газоконденсатных месторождениях, содержащих сероводород (H_2S) и диоксид углерода (CO2). Температурный диапазон от минус 50^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 и API RP 5A3
РУС-ОЛИМП ТУ 0254-009-54044229-05	Предназначена для замковых соединений бурильных труб импортного и отечественного производства, а также для свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб, для труб обычного и хладостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 50^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 и API RP 5A3
РУС, РУС-1 ТУ 0254-005-54044229-02	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений труб нефтяного сортамента с герметичными и условно-герметичными резьбовыми соединениями. Температурный диапазон от минус 30^0С (РУС), от минус 50^0С (РУС-1) до плюс 200^0С.
РУС-СНЕЖНАЯ КОРОЛЕВА ТУ 0254-006-54044229-02	Для свинчивания и герметизации резьбовых соединений труб нефтяного сортамента с герметичными и условно-герметичными резьбовыми соединениями, в том числе хладостойкого типа исполнения. Температурный диапазон от минус 60^0С до плюс 200^0С. Соответствует ISO 13678 и API RP 5A3
2000 NM Фирма Bestolife	Смазка обеспечивает защиту при длительном хранении. Основные твердые компоненты устойчивы к воздействию химических веществ, остаются устойчивыми при температуре 1000F и обеспечивают противокоррозионную защиту. Соответствует и превышает эксплуатационные параметры, установленные API RP 5A3, а также требованиям API 5CT
Смазки консервационные	
Литол 24РК ГОСТ 21150	Антифрикционная водостойкая смазка, применяется в узлах трения промышленного оборудования, транспортных систем, консервации деталей, узлов оборудования. Представляет смесь минеральных масел литиевыми мылами технической 12-оксистеариновой кислоты с добавлением присадок. Работоспособна при температуре от минус 40^0 до плюс 120^0С
Смазка ИП-1 (л) и (3) ТУ33.101820-80	Цилиндровое нефтяное масло, загущенное кальциевым мылом кислот хлопкового масла и саломаса; содержит противозадирную присадку. Обладает хорошей водостойкостью и противозадирными характеристиками, низкими морозостойкостью и механической стабильностью. Работоспособна при температуре от 0^0 до плюс 70^0С (Л), от минус 10^0С до плюс 70^0С (3)
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 для трубной продукции, находящейся в агрессивной окружающей среде. Ингибитор позволяет создать защиту от коррозии до 12 месяцев во время наружного хранения в агрессивной окружающей среде.

Рекомендуется применение резьбовых смазок, удовлетворяющих требованиям к характеристикам, указанным в бюллетене API 5A3.

5.7.5 Минимальное количество смазки должно распределяться между ниппелем и муфтой в пропорции: 2/3 – на муфту, 1/3 – на ниппель. В исключительных случаях, если смазка наноситься на один элемент соединения, предпочтительно, чтобы это была муфта. Средний расход смазки для свинчивания резьбовых соединений должен соответствовать значениям, указанным в НТД на используемую смазку.

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

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

5.7.8 Смазка перед употреблением должна тщательно перемешиваться. При использовании всех смазок необходимо избегать попадания их на кожу и в желудочно-кишечный тракт.

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

5.7.10 Применение машинного, дизельного масла в качестве резьбоуплотнительных смазок, а также свинчивание без резьбовой смазки ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

5.8 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

5.8.1 Причины повреждения насосно-компрессорных труб

5.8.1.1 Виды и причины повреждения НКТ:

- неправильный выбор группы прочности НКТ;
- повреждение резьбовой поверхности и/или тела трубы во время погрузки/разгорузки или транспортировке;
- повреждения резьбы вследствие ослабления или потери предохранительных приспособлений;
- несоблюдение условий хранения, транспортирования и погрузочно-разгрузочных работ;
- использоваине изношенного или несоответствующего оборудования для погрузки-разгрузки, захватов трубных ключей, трубных клещей, спайдера-элеватора с поврежденными, деформированными деталями;
- нарушение правил спуска и подъема НКТ;
- износ муфт, труб (по наружной поверхности, по резьбе);
- замена муфт/труб колонны на муфты/трубы, изготовленные не в соответствии с требования нормативной документации;
- падение колонны, даже на небольшое расстояние.

5.8.1.2 Причины негерметичности соединений:

- неверно подобранная для резьбы резьбоуплотнительная смазка и/или её неправильное нанесение;
- загрязненная резьбовая поверхность (резьба со следами антикоррозионной смазки, коррозии, загрязнения);
- недостаточная или чрезмерно сильная затяжка резьб;

- деформированная резьба из-за небрежной посадки ниппеля в муфту (посадка с ударом, перекос при посадке и т.п.);

- частое повторение спуско-подъемных операций, вследствие каких-либо причин остановки скважины.

5.8.2 Рекомендаци по предотвращению аварийных ситуаций

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

5.8.2.2 Для сокращения аварийных ситуаций при ведении работ по эксплуатации скважин следует:

- строго соблюдать требования рабочего проекта, действующих технологических регламентов, Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, режимно-технологического задания, планов работ;

- 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 ремонту скважин;

- обеспечить выполнение требований раздела 5.7 «Рекомендации по рациональной эксплуатации труб» данного Руководства.

- при эксплуатации насосно-компрессорных труб нагрузки на них не должны превышать предельных нагрузок в соответствии с Приложением А для труб изготовленных по ГОСТ 633, ГОСТ Р 53366, API 5CT и ТУ, 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 или после ремонтном 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.

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

- определение содержания агрессивных газов (углекислого газа и сероводорода) в добываемом флюиде, 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 на контрольных образцах, изготовленных из тех же материалов, что и эксплуатируемые трубы;

- проведение контроля с помощью измерительных или оптико-инструментальных приборов;

5.8.2.4 Наиболее характерными коррозионными разрушениями поверхности труб являются питтинговая коррозия, коррозионное/сульфидное растрескивание под напряжением. 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. Коррозионные разрушения обычно происходят при воздействии пластовой воды на поверхность металла и может быть усугублено абразивным воздействием насосного оборудования, газлифтом или высокого скоростями извлекаемой жидкости. На развитие процессов коррозии также оказывает влияние различия 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 универсальный способ защиты от коррозионного разрушения не может быть предложен вследствие того, что коррозионное разрушение возникает в результате комплексного воздействия целого ряда факторов и принимает 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:

- в фонтанирующих скважинах возможно перекрытие межтрубного пространства для запирания коррозионных флюидов внутри насосно-компрессорных труб. Внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб должна защищаться специальными покрытиями или ингибиторами.

- в насосных и газлифтных скважинах через межтрубное пространство должны вводиться ингибиторы, обеспечивающие защиту от коррозии. В скважинах такого типа, особенно в насосных скважинах, продление срока эксплуатации НКТ возможно также с помощью модернизированной технологии работ, например, применение предохранителей штанг вращения труб, удлинения и замедления рабочих ходов насоса.

5.9 Ремонт труб, бывших в эксплуатации

5.9.1 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.

5.9.2 Общепринятыми в настоящее время методами контроля тела трубы являются визуальный, измерительный, электромагнитный, ультразвуковой методы, метод вихревых то-

ков и другие. Эксплуатация труб приводит к возникновению следующих характерных дефектов: наружных и внутренних коррозионных повреждений, продольных повреждений внутренней поверхности тросами, продольных и поперечные рисок на наружной поверхности от плашек и трубных ключей, подрезов, повреждений резьбы, поперечному растрескиванию и продольному износу (протирание) внутренней поверхности насосно-компрессорных труб насосными штангами.

5.9.3 Измерение толщины стенки допускается проводить микрометрами, ультразвуковыми и рентгеновскими приборами, имеющими точность измерений до 2%, при настройке по стандартным образцам с тем же металлом и группой прочности, а также с толщиной стенки, близкой к толщине стенки труб.

5.9.4 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	>50	<50

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

5.9.6 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.

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

Требования к натягу применительны только для новых труб. Контроль проводится до механического свинчивания резьбового соединения, после развинчивания резьбового соединения проводить контроль не допускается. В отдельных случаях замер натяга после эксплуатации проводится для подтверждения целостности резьбы.

5.9.8 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 возможно-

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

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

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 нефтегазовых предприятиях порядке комплексных корпоративных регламентов по эксплуатации труб, не противоречащих положениям Руководства по эксплуатации её изготовителя и «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие насосно-компрессорных труб и муфт к ним требованиям нормативно-технической 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 в соответствии с ГОСТ 633, МПа

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление для труб группы прочности						Наружное давление для труб групп прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	69,5	88,9	101,2	-	-	-	71,9	91,0	100,7	-	-	-
42	3,5	55,0	71,4	81,0	-	-	-	56,1	70,4	77,5	-	-	-
48	4,0	55,0	71,4	80,1	-	-	-	54,9	68,8	75,7	-	-	-
60	5,0	55,0	71,4	80,1	95,0	105,0	134,9	54,9	69,4	75,7	85,3	94,4	113,6
73	5,5	50,0	64,7	72,9	86,5	95,4	122,8	49,0	61,0	66,0	75,0	82,3	98,2
73	7,0	63,7	82,3	92,7	110,0	121,5	156,2	65,1	82,1	90,8	102,9	114,3	139,5
89	6,5	48,5	62,2	70,1	83,2	92,6	118,1	46,7	58,0	63,4	70,9	77,8	92,0
89	8,0	59,7	77,2	86,9	103,1	114,0	146,5	60,4	76,0	82,6	94,9	105,4	127,8
102	6,5	42,4	54,9	61,8	73,3	81,1	104,1	39,7	48,6	52,8	58,3	63,2	73,0
114	7,0	40,6	52,5	59,2	70,2	77,6	99,7	37,4	45,6	49,3	54,3	58,4	66,8

Таблица А.2 – Предельные растягивающие нагрузки для НКТ, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельные растягивающие нагрузки для гладких труб с резьбой треугольного профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, кН						Предельные растягивающие нагрузки для труб с высаженными концами с резьбой треугольного профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, кН						Предельные растягивающие нагрузки для высокогерметичных труб с резьбой трапецеидального профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, кН					
		Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	70,8	91,7	103,1	-	-	-	124,5	161,3	181,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	3,5	94,7	123,1	138,4	-	-	-	163,7	211,9	238,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	4,0	132,0	170,9	192,2	-	-	-	210,7	272,9	306,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	5,0	230,2	298,2	335,2	397,8	440	564,8	329,2	426,4	479,4	568,9	658	807,7	309,3	410,2	414,9	459,2	514	609,5
73	5,5	322,3	417,6	469,5	557,1	614	790,9	442,7	573,5	644,7	765,1	884	1086,3	426,7	565,8	573,2	635,3	705	844,5
73	7,0	430,3	557,5	626,8	743,7	820	1056,0	550,7	713,4	802,0	951,7	1100	1351,3	562,2	745,5	755,3	837,0	911	1112,6
89	6,5	485,8	629,4	707,6	839,6	928	1192,2	632,9	819,9	921,8	1093,8	1266	1553,0	631,2	836,5	849,5	942,9	1039	1255,6
89	8,0	-	-	-	-	-	-	770,2	997,8	1121,8	1331,1	1540	1890,0	801,9	1062,8	1079,3	1198,0	1301	1595,3
102	6,5	520	674,6	758,4	899,9	995	1277,7	735,6	953,0	1071,4	1271,3	1471	1805,1	731,1	968,5	985,3	1095,3	1211	1460,4
114	7,0	651,6	844,1	949,0	1126,1	1245	1598,9	893,9	1158,0	1301,9	1544,8	1788	2193,4	897,4	1188,4	1211,3	1348,3	1488	1800,3

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

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					
		Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р	Д	К	Е	Л	М	Р
60	5,0	1040	1360	1440	1650	1924	2270	1800	2360	2510	2880	3457	3960	1025	1219	1297	1489	1710	2049
73	5,5	1420	1860	1990	2280	2651	3140	2230	2920	3120	3580	4248	4940	1081	1293	1382	1592	1828	2196
	7,0	1900	2490	2650	3040	3545	4190	2680	3520	3760	4310	5120	5940	1322	1754	1875	2161	2482	2982
89	6,5	2000	2620	2810	3230	3824	4450	3080	4040	4330	4980	5935	6880	2199	2644	2833	3270	3758	4519
	8,0	-	-	-	-	-	-	3630	4750	5090	5860	7138	8090	2821	3396	3640	4203	4830	5811
102	6,5	1990	2610	2790	3220	4191	4450	3400	4460	4790	5520	6563	7630	2556	3089	3319	3837	4411	5313
114	7,0	2320	3030	3260	3760	4912	5200	3920	5120	5510	6360	7551	8810	3699	4485	4828	5590	6428	7749

Примечание:
1. Рекомендуется определять конечное положение свинчивания по положению муфты на трубе, а не по моменту свинчивания (5.5.22).
2. Приведенные расчетные моменты свинчивания могут быть использованы для подбора соответствующих характеристик трубных ключей.
3. Отклонения от оптимального момента допускаются ± 25%.

Таблица А.4 – Расчетные показатели для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТ и EU, НКТВ по ГОСТ Р 53366 и API 5CT при действии внутреннего и наружного давления

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Стойкость к смятию, МПа	Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, МПа						
				Тело трубы	Тип соединения					
					NU	EU		*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
						Обычная муфта	Специальная муфта			
60,32	4,24	H40	34,3	34,0	33,9	–	–	–	–	–
60,32	4,83	H40	39,9	38,7	38,6	38,6	38,6	–	–	–
60,32	4,24	J55	44,9	46,6	46,6	–	–	46,6	46,6	-
60,32	4,83	J55	52,7	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1	
60,32	5,00	J55	54,9	55,0	-	–	–	55,0	55,0	55,0
60,32	5,00	K72	69,4	71,1	-	–	–	71,2	71,2	71,2
60,32	4,24	L80	59,8	67,9	67,8	–	–	–	–	–
60,32	4,83	L80	71,3	77,4	77,2	77,2	77,2	–	–	–
60,32	5,00	L80	74,5	80,1	-	-	-	80,1	80,1	80,1
60,32	6,45	L80	101,5	103,3	103,1	102,4	78,8	103,3	103,3	-
60,32	7,49	L80	120,5	119,9	–	–	–	-	-	-
60,32	8,53	L80	139,6	136,6	–	102,4	78,8	–	–	–
60,32	4,24	N80	60,7	67,9	67,8	–	–	–	–	–
60,32	4,83	N80	72,4	77,4	77,2	77,2	77,2	–	–	–
60,32	5,00	N80	75,7	80,1	–	–	–	80,1	80,1	80,1
60,32	6,45	N80	103,2	103,3	103,1	102,4	78,8	103,3	103,3	-
60,32	4,24	C90	64,6	76,4	76,3	–	–	76,4	76,4	-
60,32	4,83	C90	77,2	87,0	86,8	86,8	86,8	87,0	87,0	
60,32	5,00	C90	80,8	90,1	–	–	–	90,1	90,1	90,1
60,32	6,45	C90	110,1	116,2	116,0	115,2	88,7	116,2	116,2	-
60,32	7,49	C90	130,8	134,9	–	–	–	–	–	–
60,32	8,53	C90	151,5	153,7	–	115,2	88,7	–	–	–
60,32	4,83	R95	81,5	91,8	91,8	-	91,8	91,8	91,8	-
60,32	5,00	R95	85,3	95,0	–	–	–	95,0	95,0	95,0
60,32	6,45	R95	117,2	122,6	122,6	120,9	92,8	122,6	121,6	-
60,32	7,49	R95	139,7	142,3	-	-	–	–	–	–
60,32	8,53	R95	162,0	162,1		120,9	92,8	–	–	–
60,32	4,24	T95	67,5	80,6	80,5	–	–	–	–	–
60,32	4,83	T95	80,9	91,8	91,6	91,6	91,6	–	–	–
60,32	5,00	T95	84,7	95,0	–	–	–	95,0	95,0	95,0
60,32	6,45	T95	115,8	122,6	122,5	121,6	93,6	–	–	–
60,32	7,49	T95	137,7	142,3	–	–	–	–	–	–
60,32	8,53	T95	159,6	162,1	–	121,6	93,6	–	–	–
60,32	4,83	P110	93,4	106,2	106,1	106,1	106,1	-	106,2	-
60,32	5,00	P110	98,1	110,0	-	-	-	–	110,0	110,0
60,32	6,45	P110	136,5	141,8	141,9	140,8	108,4	141,8	141,8	-
60,32	4,24	Q135	87,1	114,4	–	–	–	114,4	114,4	-
60,32	4,83	Q135	107,9	130,3	–	–	–	130,3	130,3	-
60,32	5,00	Q135	113,6	134,9	–	–	–	134,9	134,9	134,9

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Стойкость к смятию, МПа	Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, МПа						
				Тело трубы	Тип соединения					
					NU	EU		*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
						Обычная муфта	Специальная муфта			
60,32	6,45	Q135	160,3	174,0	–	–	–	174,0	174,0	-
73,02	5,51	H40	37,3	36,4	36,4	36,4	36,4	–	–	–
73,02	5,51	J55	49,0	50,0	50,0	50,0	50,0	–	–	–
73,02	7,01	J55	65,1	63,7	63,7	63,7	52,3	63,7	63,7	63,7
73,02	5,51	K72	61,0	64,7	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8
73,02	7,01	K72	82,1	82,3	82,5	82,5	67,7	82,5	82,5	82,5
73,02	5,51	L80	66,0	72,9	72,8	72,8	72,8	72,9	72,9	72,9
73,02	7,01	L80	89,3	92,7	92,6	92,6	76,0	92,7	92,7	92,7
73,02	7,82	L80	101,7	103,5	103,4	102,9	76,0	-	-	-
73,02	8,64	L80	114,1	114,3	–	102,9	76,0	-	-	-
73,02	9,96	L80	134,0	131,8	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	L80	152,6	147,9	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	N80	66,9	72,9	72,8	72,8	72,8	72,9	72,9	72,9
73,02	7,01	N80	90,8	92,7	92,6	92,6	76,0	92,7	92,7	92,7
73,02	7,82	N80	103,3	103,5	103,4	102,9	76,0	-	-	-
73,02	5,51	C90	71,4	82,0	81,9	81,9	81,9	82,0	82,0	82,0
73,02	7,01	C90	96,9	104,3	104,2	104,2	85,5	104,3	104,3	104,3
73,02	7,82	C90	110,3	116,4	116,2	115,8	85,5	-	-	-
73,02	8,64	C90	123,8	128,6	–	115,8	85,5	-	-	-
73,02	9,96	C90	145,5	148,2	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	C90	165,6	166,4	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	R95	75,0	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
73,02	7,01	R95	102,9	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
73,02	5,51	T95	74,6	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
73,02	7,01	T95	101,8	110,0	110,0	110,0	90,3	110,0	110,0	110,0
73,02	7,82	T95	116,0	122,8	122,7	122,2	90,3	-	-	-
73,02	8,64	T95	130,3	135,6	–	122,2	90,3	-	-	-
73,02	9,96	T95	153,2	156,3	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	T95	174,5	175,5	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	P110	85,5	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1	100,1
73,02	7,01	P110	119,3	127,3	127,3	127,3	104,5	127,3	127,3	127,3
73,02	7,82	P110	136,8	142,1	142,1	141,5	104,5	-	-	-
73,02	5,51	Q135	98,2	122,8	-	-	-	122,8	122,8	122,8
73,02	7,01	Q135	139,5	156,2				156,2	156,2	156,2
88,90	5,49	H40	29,3	29,8	29,8	–	–	-	-	-
88,90	6,45	H40	35,6	35,0	35,0	35,0	35,0	-	-	-
88,90	7,34	H40	41,4	39,9	39,8	–	–	-	-	-
88,90	5,49	J55	37,9	41,0	40,9	–	–	-	-	-
88,90	6,45	J55	46,7	48,1	48,2	48,2	48,2			

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Стойкость к смятию, МПа	Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, МПа						
				Тело трубы	Тип соединения					
					NU	EU		*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
						Обычная муфта	Специальная муфта			
88,90	7,34	J55	54,6	54,8	54,8	–	–			
88,90	8,00	J55	60,4	59,7	59,7	59,7	-	59,7	59,7	59,7
88,90	6,45	K72	58,0	62,2	62,3	62,3	-	62,3	62,3	62,3
88,90	8,00	K72	76,0	77,2	-	-	-	-	77,3	77,3
88,90	5,49	L80	49,3	59,7	59,5	–	–	-	-	-
88,90	6,45	L80	62,5	70,1	70,0	70,0	70,0	70,1	70,1	70,1
88,90	7,34	L80	74,2	79,8	79,6	–	–	79,8	79,8	79,8
88,90	8,00	L80	82,6	86,9		-	-	-	86,9	86,9
88,90	9,52	L80	101,6	103,4	103,4	103,4	73,4	1033,4	103,4	103,4
88,90	10,92	L80	119,0	118,7	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	L80	133,6	131,4	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	L80	150,7	146,3	–	–	–	-	-	-
88,90	5,49	N80	50,0	59,7	59,5	–	–	-	-	-
88,90	6,45	N80	63,4	70,1	70,0	70,0	70,0	70,1	70,1	70,1
88,90	7,34	N80	75,3	79,8	79,6	–	–	79,8	79,8	79,8
88,90	9,52	N80	103,3	103,4	103,4	103,4	73,4	103,4	103,4	103,4
88,90	5,49	C90	53,0	67,1	67,0	–	–	-	-	-
88,90	6,45	C90	67,6	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8	78,8
88,90	7,34	C90	80,4	89,7	89,6	–	–	89,7	89,7	89,7
88,90	8,00	C90	89,6	97,8	-	-	-	97,8	97,8	97,8
88,90	9,52	C90	110,3	116,4	116,3	116,3	82,6	116,4	116,4	116,4
88,90	10,92	C90	129,2	133,5	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	C90	145,0	147,8	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	C90	163,6	164,5	–	–	–	-	-	-
88,90	6,45	R95	70,9	83,2	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
88,90	7,34	R95	84,9	94,6	83,2	-	-	83,2	83,2	83,2
88,90	8,00	R95	94,9	103,1	-	-	-	103,1	103,1	103,1
88,90	9,52	R95	117,4	122,7	122,7	122,7	87,2	122,7	122,7	122,7
88,90	5,49	T95	55,0	70,8	70,7	–	–	-	-	-
88,90	6,45	T95	70,6	83,2	83,2	83,2	83,2	70,8	70,8	70,8
88,90	7,34	T95	84,2	94,6	94,6	–	–	83,2	83,2	83,2
88,90	8,00	T95	94,0	103,1	-	-	-	103,1	103,1	103,1
88,90	9,52	T95	116,0	122,7	122,7	122,7	87,2	122,7	122,7	122,7
88,90	10,92	T95	136,0	140,8	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	T95	152,7	155,9	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	T95	172,3	173,5	–	–	–	-	-	-
88,90	6,45	P110	80,5	96,2	96,3	96,3	96,3	96,2	96,2	96,2
88,90	7,34	P110	97,5	109,5	-	-	-	109,5	109,5	109,5
88,90	8,00	P110	109,7	119,4	-	-	-	119,4	119,4	119,4
88,90	9,52	P110	136,8	142,1	142,1	142,1	101,0	142,1	142,1	142,1
88,90	6,45	Q135	92,0	118,1	-	-	-	118,1	118,1	118,1
88,90	7,34	Q135	113,0	134,4	-	-	-	134,4	134,4	134,4
88,90	8,00	Q135	127,8	146,5	-	-	-	146,5	146,5	146,5
88,90	9,52	Q135	160,5	174,3	-	-	-	174,3	174,3	174,3

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Стойкость к смятию, МПа	Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, МПа						
				Тело трубы	Тип соединения					
					NU	EU		*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
						Обычная муфта	Специальная муфта			
101,60	5,74	H40	26,1	27,3	27,3	–	–	-	-	-
101,60	6,65	H40	31,5	31,6	–	31,6	–	-	-	-
101,60	5,74	J55	33,4	37,5	37,5	–	–	-	-	-
101,60	6,50	J55	39,7	42,4	-	-	-	42,4	42,4	42,4
101,60	6,65	J55	40,9	43,4	–	43,4	–	43,4	43,4	43,4
101,60	6,50	K72	48,6	54,9	-	-	-	55,0	55,0	55,0
101,60	5,74	L80	42,6	54,6	54,5	–	–	-	-	-
101,60	6,50	L80	52,1	61,8	-	-	-	61,8	61,8	61,8
101,60	6,65	L80	53,9	63,2	–	63,2	–	63,2	63,2	63,2
101,60	8,38	L80	74,1	79,7	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	L80	97,9	100,2	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	L80	121,4	120,8	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	L80	151,9	147,3	–	–	–	-	-	-
101,60	5,74	N80	43,0	54,6	54,5	–	–	-	-	-
101,60	6,50	N80	52,8	61,8	-	-	-	61,8	61,8	61,8
101,60	6,65	N80	54,7	63,2	–	63,2	–	63,2	63,2	63,2
101,60	5,74	C90	45,5	61,4	61,3	–	–	-	-	-
101,60	6,50	C90	56,1	69,5	-	-	-	69,5	69,5	69,5
101,60	6,65	C90	58,1	71,1	–	71,1	–	71,1	71,1	71,1
101,60	8,38	C90	80,3	89,6	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	C90	106,3	112,7	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	C90	131,8	135,8	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	C90	164,9	165,7	–	–	–	-	-	-
101,60	6,50	R95	58,3	73,3	-	-	-	73,3	73,3	73,3
101,60	6,65	R95	60,6	75,0	-	75,0	-	75,0	75,0	75,0
101,60	5,74	T95	47,0	64,8	64,7	–	–	-	-	-
101,60	6,50	T95	58,3	73,3	-	-	-	73,3	73,3	73,3
101,60	6,65	T95	60,5	75,0	–	75,0	–	75,0	75,0	75,0
101,60	8,38	T95	84,1	94,5	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	T95	111,7	118,9	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	T95	138,8	143,3	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	T95	173,7	174,8	–	–	–	-	-	-
101,60	6,50	P110	65,1	84,9	-	-	-	84,9	84,9	84,9
101,60	6,65	P110	67,8	86,8	-	-	-	86,8	86,8	86,8
101,60	6,50	Q135	73,0	104,1	-	-	-	104,1	104,1	104,1
101,60	6,65	Q135	76,3	106,5	-	-	-	106,5	106,5	106,5
114,30	6,88	H40	28,4	29,1	29,1	29,1	–	-	-	-
114,30	6,88	J55	36,5	39,9	40,0	40,0	–	39,9	39,9	39,9
114,30	7,00	J55	37,4	40,6	-	-	-	40,6	40,6	40,6

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Группа прочности	Стойкость к смятию, МПа	Минимальное внутреннее давление, при котором напряжения достигают предела текучести, МПа						
				Тело трубы	Тип соединения					
					NU	EU		*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
						Обычная муфта	Специальная муфта			
114,30	7,00	K72	45,6	52,5	-	-	-	52,6	52,6	52,6
114,30	6,88	L80	47,3	58,1	58,1	58,1	–	58,1	58,1	58,1
114,30	7,00	L80	48,7	59,2	-	-	-	59,2	59,2	59,2
114,30	8,56	L80	65,3	72,3	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	L80	76,3	81,6	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	L80	88,8	92,3	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	L80	106,1	107,3	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	L80	120,8	120,2	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	L80	138,0	135,2	–	–	–	-	-	-
114,30	6,88	N80	47,9	58,1	58,1	58,1	–	58,1	58,1	58,1
114,30	7,00	N80	49,3	59,2	-	-	-	59,2	59,2	59,2
114,30	6,88	C90	50,8	65,4	65,3	65,3	–	65,4	65,4	65,4
114,30	7,00	C90	52,3	66,6	-	-	-	66,6	66,6	66,6
114,30	8,56	C90	70,6	81,4	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	C90	82,7	91,8	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	C90	96,3	103,8	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	C90	115,2	120,8	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	C90	131,1	135,2	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	C90	149,8	152,1	–	–	–	-	-	-
114,30	6,88	R95	52,7	69,0	69,0	69,0	–	69,0	69,0	69,0
114,30	7,00	R95	54,3	70,2				70,2	70,2	70,2
114,30	6,88	T95	52,7	69,0	69,0	69,0	–	69,0	69,0	69,0
114,30	7,00	T95	54,3	70,2	-	-	-	70,2	70,2	70,2
114,30	8,56	T95	73,9	85,8	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	T95	86,7	96,8	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	T95	101,2	109,5	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	T95	121,1	127,4	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	T95	138,0	142,6	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	T95	157,8	160,5	–	–	–	-	-	-
114,30	6,88	P110	58,1	79,8	–	–	–	79,8	79,8	79,8
114,30	7,00	P110	60,1	81,2	–	–	–	81,2	81,2	81,2
114,30	6,88	Q135	64,4	98,0	–	–	–	98,0	98,0	98,0
114,30	7,00	Q135	66,8	99,7	–	–	–	99,7	99,7	99,7

Примечание:

1. Расчетные показатели в настоящей таблице указаны для эксплуатации труб, соответствующих требованиям ГОСТ Р 53366 или API 5 CT в обычной окружающей среде. Эксплуатация труб в другой среде может потребовать дополнительного анализа.
2. Обозначение L80 включает группу прочности L80 тип 1.
3. Минимальное внутреннее давление возникновение текучести для труб с резьбой и муфтой представляет собой меньшее из внутренних давлений возникновения текучести трубы и муфты.
4. Минимальное внутреннее давление возникновения текучести для тела трубы рассчитано по формуле Барлоу

Таблица А.5 – Расчетные показатели для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТ и EU, НКТВ по ГОСТ Р 53366 и API 5CT при осевом растяжении

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Внутренний диаметр *d*, мм	Группа прочности	Растягивающие усилия, при которых напряжения (в теле трубы; резьбовом соединении) достигают предела текучести, кН						
				Текучесть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
60,32	4,24	51,84	H40	205,9	133,9	–	–	–	–	–
60,32	4,83	50,66	H40	232,2	160,1	232,2	232,2	–	–	–
60,32	4,24	51,84	J55	283,3	184,1	–	–	184,0	283,0	-
60,32	4,83	50,66	J55	318,9	219,7	318,9	318,9	220,0	319,0	269,4
60,32	5,00	50,32	J55	329,2	-	-	-	230,2	329,2	309,3
60,32	5,00	50,32	K72	426,4	-	-	-	298,2	426,4	410,2
60,32	4,24	51,84	L80	411,9	267,8	–	–	267,9	412,1	-
60,32	4,83	50,66	L80	463,9	319,8	463,9	463,9	320,4	464,5	
60,32	5,00	50,32	L80	479,4	-	-	-	335,2	479,4	414,9
60,32	6,45	47,42	L80	602,3	458,1	602,3	602,3	458,1	602,2	-
60,32	7,49	45,34	L80	685,9	–	–	–	-	-	-
60,32	8,53	43,26	L80	765,9	–	765,9	628,5	-	-	-
60,32	4,24	51,84	N80	411,9	267,8	–	–	267,9	412,1	-
60,32	4,83	50,66	N80	463,9	319,8	463,9	463,9	320,4	464,5	
60,32	5,00	50,32	N80	479,4	-	-	-	335,2	479,4	414,9
60,32	6,45	47,42	N80	602,3	458,1	602,3	602,3	458,1	602,2	-
60,32	4,24	51,84	C90	463,5	301,6	–	–	301,4	463,7	-
60,32	4,83	50,66	C90	522,2	359,8	522,2	522,2	360,4	522,6	
60,32	5,00	50,32	C90	539,4	-	-	-	377,1	539,4	418,8
60,32	6,45	47,42	C90	677,4	515,1	677,4	677,4	515,3	677,5	-
60,32	7,49	45,34	C90	771,7	–	–	–	-	-	-
60,32	8,53	43,26	C90	861,6	–	861,6	706,8	-	-	-
60,32	4,24	51,84	R95	489,0	317,9	-	-	317,9	489,0	-
60,32	4,83	50,66	R95	551,2	380,1	551,2	551,2	380,1	551,2	-
60,32	5,00	50,32	R95	568,9	-	-	-	397,8	568,9	459,2
60,32	6,45	47,42	R95	714,6	543,5	714,6	714,6	543,5	714,6	-
60,32	7,49	45,34	R95	813,8	-	-	-	-	-	-
60,32	8,53	43,26	R95	908,6	-	908,6	-	-	-	-
60,32	4,24	51,84	T95	489,3	318,0	–	–	317,9	489,0	-
60,32	4,83	50,66	T95	551,1	379,9	551,1	551,1	380,1	551,2	-
60,32	5,00	50,32	T95	568,9	397,8	-	-	397,8	568,9	440,3
60,32	6,45	47,42	T95	714,8	544,0	714,8	714,8	543,5	714,6	-
60,32	7,49	45,34	T95	814,9	–	–	–	-	-	-
60,32	8,53	43,26	T95	909,2	–	909,2	746,4	-	-	-
60,32	4,83	50,66	P110	637,8	439,9	637,8	637,8	-	637,9	
60,32	5,00	50,32	P110	658,3	-	-	-	-	658,3	522,9
60,32	6,45	47,42	P110	827,8	629,8	827,8	827,8		827,0	-
60,32	4,24	51,84	Q135	694,4	-	-	-	451,4	694,4	-
60,32	4,83	50,66	Q135	782,7	-	-	-	539,7	782,7	-
60,32	5,00	50,32	Q135	807,7	-	-	-	564,8	807,7	609,5
60,32	6,45	47,42	Q135	1014,7	-	-	-	771,7	1014,7	-
73,02	5,51	62,00	H40	322,5	234,9	322,5	322,5	-	-	-
73,02	5,51	62,00	J55	443,5	322,9	443,5	443,5	322,3	442,7	426,7
73,02	7,01	59,00	J55	550,7	-	550,7	-	430,3	550,7	562,2

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Внутренний диаметр *d*, мм	Группа прочности	Растягивающие усилия, при которых напряжения (в теле трубы; резьбовом соединении) достигают предела текучести, кН						
				Текучесть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
73,02	5,51	62,00	K72	573,5	417,6	573,5	-	417,6	573,5	565,8
73,02	7,01	59,00	K72	713,4	557,5	713,4	-	557,5	713,4	745,5
73,02	5,51	62,00	L80	645,0	469,7	645,0	645,0	469,5	644,7	547,6
73,02	7,01	59,00	L80	802,0	626,7	802,0	802,0	626,8	802,0	721,5
73,02	7,82	57,38	L80	883,8	708,6	883,8	858,9	-	-	-
73,02	8,64	54,74	L80	963,4	–	963,4	858,9	-	-	-
73,02	9,96	53,10	L80	1 088,0	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	50,66	L80	1 197,8	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	62,00	N80	645,0	469,7	645,0	645,0	469,5	644,7	573,2
73,02	7,01	59,00	N80	802,0	626,7	802,0	802,0	626,8	802,0	755,3
73,02	7,82	57,38	N80	883,8	708,6	883,8	858,9	-	-	-
73,02	5,51	62,00	C90	725,5	528,4	725,5	725,5	528,1	725,3	579,9
73,02	7,01	59,00	C90	902,5	705,0	902,5	902,5	705,1	902,3	764,1
73,02	7,82	57,38	C90	994,6	797,1	994,6	966,6	-	-	-
73,02	8,64	54,74	C90	1 084,0	–	1 084,0	966,6	-	-	-
73,02	9,96	53,10	C90	1 224,1	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	50,66	C90	1 347,3	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	62,00	R95	765,1	557,1	765,1	765,1	557,1	765,1	635,3
73,02	7,01	59,00	R95	951,7	743,7	951,7	951,7	743,7	951,7	837,0
73,02	5,51	62,00	T95	765,5	557,8	765,5	765,5	557,1	765,1	609,6
73,02	7,01	59,00	T95	952,3	744,2	952,3	952,3	743,7	951,7	803,2
73,02	7,82	57,38	T95	1 049,7	841,1	1 049,7	1 019,9	-	-	-
73,02	8,64	54,74	T95	1 144,5	–	1 144,5	1 019,9	-	-	-
73,02	9,96	53,10	T95	1 292,1	–	–	–	-	-	-
73,02	11,18	50,66	T95	1 422,5	–	–	–	-	-	-
73,02	5,51	62,00	P110	886,5	645,8	886,5	886,5	644,7	885,4	723,7
73,02	7,01	59,00	P110	1 102,7	861,6	1 102,7	1 102,7	860,7	1101,4	953,5
73,02	7,82	57,38	P110	1 215,2	974,1	1 215,2	1 180,9	-	-	-
73,02	5,51	62,00	Q135	1086,3	-	-	-	790,9	1086,3	844,5
73,02	7,01	59,00	Q135	1351,3	-	-	-	1056,0	1351,3	1112,6
88,90	5,49	77,92	H40	396,3	289,6	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	H40	460,8	354,1	460,8	460,8	-	-	-
88,90	7,34	74,22	H40	518,6	411,9	–	–	-	-	-
88,90	5,49	77,92	J55	544,9	398,1	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	J55	633,8	486,6	633,8	633,8	485,8	632,9	631,2
88,90	7,34	74,22	J55	713,0	566,2	–	–	565,4	712,4	730,1
88,90	8,00	72,90	J55	770,2	-	770,2	770,2	623,2	770,2	801,9
88,90	6,45	76,00	K72	819,9	629,4	819,9	819,9	629,4	819,9	836,5
88,90	8,00	72,90	K72	997,8	-	-	-	-	997,8	1062,8
88,90	5,49	77,92	L80	792,6	579,1	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	L80	921,6	707,7	921,6	921,6	707,6	921,8	812,3
88,90	7,34	74,22	L80	1 037,3	823,3	–	–	823,5	1037,6	939,6
88,90	8,00	72,90	L80	1121,8	-	-	-	907,6	1121,8	1032,1
88,90	9,52	69,86	L80	1 310,4	1 096,0	1 310,4	1 214,7	1095,7	1309,8	1238,7
88,90	10,92	67,06	L80	1 475,8	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	64,72	L80	1 609,3	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	61,98	L80	1 759,6	–	–	–	-	-	-
88,90	5,49	77,92	N80	792,6	579,1	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	N80	921,6	707,7	921,6	921,6	707,6	921,8	849,5

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Внутренний диаметр *d*, мм	Группа прочности	Растягивающие усилия, при которых напряжения (в теле трубы; резьбовом соединении) достигают предела текучести, кН						
				Текучесть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
88,90	7,34	74,22	N80	1 037,3	823,3	–	–	823,5	1037,6	982,6
88,90	8,00	72,90	N80	1121,8	-	-	-	907,6	1121,8	1079,3
88,90	9,52	69,86	N80	1 310,4	1 096,0	1 310,4	1 214,7	1095,7	1309,8	1295,3
88,90	5,49	77,92	C90	891,8	651,2	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	C90	1 036,8	796,2	1 036,8	1 036,8	796,1	1037,0	861,6
88,90	7,34	74,22	C90	1 167,2	926,5	–	–	926,4	1167,3	996,7
88,90	8,00	72,90	C90	1262,0				1021,1	1262,0	1094,7
88,90	9,52	69,86	C90	1 474,1	1 233,0	1 474,1	1 366,9	1232,6	1473,6	1313,9
88,90	10,92	67,06	C90	1 660,0	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	64,72	C90	1 810,3	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	61,98	C90	1 979,8	–	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	R95	1093,8	839,6	1093,8	1093,8	839,6	1093,8	942,9
88,90	7,34	74,22	R95	1231,2	977,1	-	-	977,1	1231,2	1090,7
88,90	8,00	72,90	R95	1331,1	-	-	-	1077,0	1331,1	1198,0
88,90	9,52	69,86	R95	1554,2	1300,1	1554,2	1442,5	1300,1	1554,2	1437,9
88,90	5,49	77,92	T95	941,6	687,7	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	T95	1 094,7	840,7	1 094,7	1 094,7	839,6	1093,8	905,8
88,90	7,34	74,22	T95	1 231,7	977,7	–	–	977,1	1231,2	1047,8
88,90	8,00	72,90	T95	1331,1	-	-	-	1077,0	1331,1	1150,9
88,90	9,52	69,86	T95	1 555,9	1 301,5	1 555,9	1 442,5	1300,1	1554,2	1381,3
88,90	10,92	67,06	T95	1 752,5	–	–	–	-	-	-
88,90	12,09	64,72	T95	1 910,9	–	–	–	-	-	-
88,90	13,46	61,98	T95	2 089,7	–	–	–	-	-	-
88,90	6,45	76,00	P110	1 267,2	973,2	1 267,2	1 267,2	971,7	1265,8	1074,6
88,90	7,34	74,22	P110	1424,9	-	-	-	1130,8	1424,9	1243,0
88,90	8,00	72,90	P110	1540,4	-	-	-	1246,3	1540,4	1365,4
88,90	9,52	69,86	P110	1 801,4	1 507,0	1 801,4	1 670,2	1504,6	1798,7	1638,7
88,90	6,45	76,00	Q135	1553,0	-	-	-	1192,2	1553,0	1255,6
88,90	7,34	74,22	Q135	1748,2	-	-	-	1387,4	1748,2	1452,4
88,90	8,00	72,90	Q135	1890,0	-	-	-	1529,2	1890,0	1595,3
88,90	9,52	69,86	Q135	2206,8	-	-	-	1846,0	2206,8	1914,7
101,60	5,74	90,12	H40	476,8	320,3	–	–	-	-	-
101,60	6,65	88,30	H40	547,5	–	547,5	–	-	-	-
101,60	5,74	90,12	J55	655,6	440,4	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	J55	735,6-	-	-	-	520,7	735,6	731,1
101,60	6,65	88,30	J55	752,6	–	752,6	–	536,5	751,4	750,6
101,60	6,50	88,60	K72	953,0	-	-	-	674,6	953,0	968,5
101,60	5,74	90,12	L80	953,7	640,5	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	L80	1071,4	-	-	-	758,4	1071,4	943,1
101,60	6,65	88,30	L80	1 095,1	–	1 095,1	–	781,4	1094,4	968,3
101,60	8,38	84,84	L80	1 354,0	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	80,52	L80	1 663,1	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	76,20	L80	1 956,2	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	70,62	L80	2 312,1	–	–	–	-	-	-
101,60	5,74	90,12	N80	953,7	640,5	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	N80	1071,4	-	-	-	758,4	1071,4	985,3
101,60	6,65	88,30	N80	1 095,1	–	1 095,1	–	781,4	1094,4	1011,6
101,60	5,74	90,12	C90	1 072,9	720,6	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	C90	1071,4	-	-	-	853,2	1071,4	1001,6
101,60	6,65	88,30	C90	1 231,7	–	1 231,7	–	879,1	1094,4	1028,3

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Внутренний диаметр *d*, мм	Группа прочности	Растягивающие усилия, при которых напряжения (в теле трубы; резьбовом соединении) достигают предела текучести, кН						
				Текучесть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
101,60	8,38	84,84	C90	1 523,4	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	80,52	C90	1 871,3	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	76,20	C90	2 200,9	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	70,62	C90	2 600,7	–	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	R95	1131,7	-	-	-	899,9	1271,3	1095,3
101,60	6,65	88,30	R95	1271,3	-	1271,3	-	927,2	1298,6	1124,5
101,60	5,74	90,12	T95	1 132,5	760,6	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	T95	1271,3	-	-	-	899,9	1271,3	1053,0
101,60	6,65	88,30	T95	1 300,2	--	1 300,2	–	927,2	1298,6	1081,1
101,60	8,38	84,84	T95	1 608,0	–	–	–	-	-	-
101,60	10,54	80,52	T95	1 974,9	–	–	–	-	-	-
101,60	12,70	76,20	T95	2 323,2	–	–	–	-	-	-
101,60	15,49	70,62	T95	2 745,3	–	–	–	-	-	-
101,60	6,50	88,60	P110	1471,3	-	-	-	1041,4	1471,3	1248,6
101,60	6,65	88,30	P110	1502,8	-	-	-	1073,0	1502,8	1281,9
101,60	6,50	88,60	Q135	1805,1	-	-	-	1277,7	1805,1	1460,4
101,60	6,65	88,30	Q135	1843,9	-	-	-	1316,5	1843,9	1499,4
114,30	6,88	100,54	H40	640,5	464,4	640,5	–	-	-	-
114,30	6,88	100,54	J55	880,7	638,3	880,7	–	637,2	879,5	
114,30	7,00	100,30	J55	893,9	-	-	-	651,6	893,9	897,4
114,30	7,00	100,30	K72	1158,0	-	-	-	844,1	1158,0	1188,4
114,30	6,88	100,54	L80	1281,0	928,3	1 281,0	–	928,1	1281,0	1137,8
114,30	7,00	100,30	L80	1301,9	-	-	-	949,0	1301,9	1160,5
114,30	8,56	97,18	L80	1 568,4	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	95,00	L80	1 749,8	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	92,46	L80	1 956,2	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	88,90	L80	2 235,6	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	85,86	L80	2 466,9	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	82,30	L80	2 725,7	–	–	–	-	-	-
114,30	6,88	100,54	N80	1 281,0	928,3	1 281,0	–	928,1	1281,0	1187,6
114,30	7,00	100,30	N80	1301,9	-	-	-	949,0	1301,9	1211,3
114,30	6,88	100,54	C90	1 441,2	1 044,4	1 441,2	–	1044,1	1441,1	1209,8
114,30	7,00	100,30	C90	1461,6	-	-	-	1067,6	1464,6	1233,9
114,30	8,56	97,18	C90	1 764,1	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	95,00	C90	1 968,7	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	92,46	C90	2 200,9	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	88,90	C90	2 515,3	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	85,86	C90	2 775,1	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	82,30	C90	3 066,5	–	–	–	-	-	-
114,30	6,88	100,54	R95	1 520,0	1101,3	1520,0	-	1101,3	1520,0	1321,9
114,30	7,00	100,30	R95	1 544,8	-	-	-	1126,1	1544,8	1348,3
114,30	6,88	100,54	T95	1 521,2	1 102,7	1 521,2	–	1101,3	1520,0	1272,0
114,30	7,00	100,30	T95	1 544,8				1126,1	1544,8	1297,4
114,30	8,56	97,18	T95	1 862,4	–	–	–	-	-	-
114,30	9,65	95,00	T95	2 078,1	–	–	–	-	-	-
114,30	10,92	92,46	T95	2 323,2	–	–	–	-	-	-
114,30	12,70	88,90	T95	2 655,0	–	–	–	-	-	-
114,30	14,22	85,86	T95	2 929,0	–	–	–	-	-	-
114,30	16,00	82,30	T95	3 236,8	–	–	–	-	-	-

Наружный диаметр *D*, мм	Толщина стенки *t*, мм	Внутренний диаметр *d*, мм	Группа прочности	Растягивающие усилия, при которых напряжения (в теле трубы; резьбовом соединении) достигают предела текучести, кН						
				Текучесть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			*НКТ*	*НКТВ*	*НКМ*
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
114,30	6,88	100,54	P110	1 759,0	-	-	-	1274,5	1759,0	1507,4
114,30	7,00	100,30	P110	1 787,7	-	-	-	1303,2	1787,7	1537,6
114,30	6,88	100,54	Q135	2 158,2	-	-	-	1563,7	2158,2	1765,0
114,30	7,00	100,30	Q135	2 193,4	-	-	-	1598,9	2193,4	1800,3

Примечание:
1. Расчетные показатели в настоящей таблице указаны для эксплуатации труб, соответствующих требованиям ГОСТ Р 53366 или API 5 CT в обычной окружающей среде. Эксплуатация труб в другой среде может потребовать дополнительного анализа.
2. Обозначение L80 включает группы прочности L80 тип 1

Таблица А.6 – Расчетные значения момента свинчивания для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТ и EU, НКТВ по ГОСТ Р 53366 и API 5CT

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
60,32	4,24	H 40	NU	630	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
60,32	4,83	H 40	NU	760	EU	1340	НКТ	-	НКТВ	-
60,32	4,24	J 55	NU	830	EU	-	НКТ	830	НКТВ	1590
60,32	4,83	J 55	NU	990	EU	1750	НКТ	990	НКТВ	1750
60,32	5,00	J 55	NU	-	EU	-	НКТ	1040	НКТВ	1800
60,32	5,00	K 72	NU	-	EU	-	НКТ	1360	НКТВ	2360
60,32	4,24	L 80	NU	1130	EU	-	НКТ	1130	НКТВ	2170
60,32	4,83	L 80	NU	1350	EU	2390	НКТ	1350	НКТВ	2390
60,32	5,00	L 80	NU	-	EU	-	НКТ	1410	НКТВ	2450
60,32	6,45	L 80	NU	1930	EU	2970	НКТ	1930	НКТВ	2970
60,32	8,53	L 80	NU	-	EU	2770	НКТ	-	НКТВ	-
60,32	4,24	N 80	NU	1160	EU	-	НКТ	1150	НКТВ	2220
60,32	4,83	N 80	NU	1380	EU	2450	НКТ	1380	НКТВ	2450
60,32	5,00	N 80	NU	-	EU	-	НКТ	1440	НКТВ	2510
60,32	6,45	N 80	NU	1980	EU	3040	НКТ	1970	НКТВ	3040
60,32	4,24	C 90	NU	1230	EU	-	НКТ	1230	НКТВ	2370
60,32	4,83	C 90	NU	1470	EU	2610	НКТ	1470	НКТВ	2610
60,32	5,00	C 90	NU	-	EU	-	НКТ	1540	НКТВ	2680
60,32	6,45	C 90	NU	2110	EU	3250	НКТ	2100	НКТВ	3240
60,32	8,53	C 90	NU	-	EU	3020	НКТ	-	НКТВ	-
60,32	4,83	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	1580	НКТВ	2800
60,32	5,00	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	1650	НКТВ	2880
60,32	6,45	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	2260	НКТВ	3480
60,32	4,24	T 95	NU	1300	EU	-	НКТ	1300	НКТВ	2490
60,32	4,83	T 95	NU	1540	EU	2750	НКТ	1550	НКТВ	2750
60,32	5,00	T 95	NU	-	EU	-	НКТ	1620	НКТВ	2820
60,32	6,45	T 95	NU	2220	EU	3420	НКТ	2210	НКТВ	3410
60,32	8,53	T 95	NU	-	EU	3180	НКТ	-	НКТВ	-
60,32	4,83	P 110	NU	1800	EU	3220	НКТ	-	НКТВ	3220
60,32	5,00	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	-	НКТВ	3300
60,32	6,45	P 110	NU	2600	EU	4010	НКТ	2600	НКТВ	4000
60,32	4,24	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	1820	НКТВ	3500

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
60,32	4,83	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	2170	НКТВ	3860
60,32	5,00	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	2270	НКТВ	3960
60,32	6,45	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	3110	НКТВ	4790
73,02	5,51	H 40	NU	1080	EU	1700	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	J 55	NU	1420	EU	2230	НКТ	1420	НКТВ	2230
73,02	7,01	J 55	NU	-	EU	-	НКТ	1900	НКТВ	2680
73,02	5,51	K 72	NU	1870	EU	2940	НКТ	1860	НКТВ	2920
73,02	7,01	K 72	NU	2500	EU	3540	НКТ	2490	НКТВ	3520
73,02	5,51	L 80	NU	1940	EU	3050	НКТ	1940	НКТВ	3050
73,02	7,01	L 80	NU	2590	EU	3680	НКТ	2560	НКТВ	3670
73,02	7,82	L 80	NU	2930	EU	4000	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	8,64	L 80	NU	-	EU	3240	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	N 80	NU	1990	EU	3120	НКТ	1990	НКТВ	3120
73,02	7,01	N 80	NU	2650	EU	3760	НКТ	2650	НКТВ	3760
73,02	7,82	N 80	NU	3000	EU	4090	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	C 90	NU	2130	EU	3340	НКТ	2120	НКТВ	3340
73,02	7,01	C 90	NU	2840	EU	4020	НКТ	2830	НКТВ	4020
73,02	7,82	C 90	NU	3210	EU	4380	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	8,64	C 90	NU	-	EU	3550	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	2280	НКТВ	3580
73,02	7,01	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3040	НКТВ	4310
73,02	5,51	T 95	NU	2230	EU	3520	НКТ	2230	НКТВ	3520
73,02	7,01	T 95	NU	2830	EU	4720	НКТ	2980	НКТВ	4230
73,02	7,82	T 95	NU	3370	EU	4590	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	8,64	T 95	NU	-	EU	3740	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	P 110	NU	2610	EU	4120	НКТ	2620	НКТВ	4120
73,02	7,01	P 110	NU	3490	EU	4950	НКТ	3490	НКТВ	4960
73,02	7,82	P 110	NU	3940	EU	5660	НКТ	-	НКТВ	-
73,02	5,51	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	3140	НКТВ	4940
73,02	7,01	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	4190	НКТВ	5940
88,90	5,49	H 40	NU	1250	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	6,45	H 40	NU	1520	EU	2340	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	7,34	H 40	NU	1770	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	5,49	J 55	NU	1640	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	6,45	J 55	NU	2010	EU	3090	НКТ	2000	НКТВ	3080
88,90	7,34	J 55	NU	2330	EU	-	НКТ	2330	НКТВ	3400
88,90	8,00	J 55	NU	-	EU	-	НКТ	2570	НКТВ	3630
88,90	6,45	K 72	NU	2640	EU	3750	НКТ	2620	НКТВ	4040
88,90	8,00	K 72	NU	-	EU	-	НКТ	-	НКТВ	4750
88,90	5,49	L 80	NU	2250	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	6,45	L 80	NU	2750	EU	4240	НКТ	2750	НКТВ	4240
88,90	7,34	L 80	NU	3200	EU	-	НКТ	3200	НКТВ	4670
88,90	8,00	L 80	NU	-	EU	-	НКТ	3520	НКТВ	4990
88,90	9,52	L 80	NU	4260	EU	5700	НКТ	4250	НКТВ	5690
88,90	5,49	N 80	NU	2300	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	6,45	N 80	NU	2810	EU	4330	НКТ	2810	НКТВ	4330
88,90	7,34	N 80	NU	3270	EU	-	НКТ	3270	НКТВ	4770
88,90	8,00	N 80	NU	-	EU	-	НКТ	3600	НКТВ	5090
88,90	9,52	N 80	NU	4350	EU	5820	НКТ	4340	НКТВ	5810
88,90	5,49	C 90	NU	2460	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
88,90	6,45	C 90	NU	3010	EU	4650	НКТ	3010	НКТВ	4650
88,90	7,34	C 90	NU	3510	EU	-	НКТ	3500	НКТВ	5120
88,90	8,00	C 90	NU	-	EU	-	НКТ	3860	НКТВ	5470
88,90	9,52	C 90	NU	4670	EU	6250	НКТ	4660	НКТВ	6240
88,90	6,45	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3230	НКТВ	4980
88,90	7,34	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3760	НКТВ	5490
88,90	8,00	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	4140	НКТВ	5860
88,90	9,52	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	5000	НКТВ	6690
88,90	5,49	T 95	NU	2590	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
88,90	6,45	T 95	NU	3170	EU	4780	НКТ	3170	НКТВ	4890
88,90	7,34	T 95	NU	3690	EU	-	НКТ	3690	НКТВ	5390
88,90	8,00	T 95	NU	-	EU	-	НКТ	4060	НКТВ	5760
88,90	9,52	T 95	NU	5200	EU	6420	НКТ	4910	НКТВ	6570
88,90	6,45	P 110	NU	3710	EU	5100	НКТ	3710	НКТВ	5370
88,90	7,34	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	4320	НКТВ	6310
88,90	8,00	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	4760	НКТВ	6740
88,90	9,52	P 110	NU	5370	EU	6530	НКТ	5740	НКТВ	7860
88,90	6,45	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	4450	НКТВ	6880
88,90	7,34	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	5180	НКТВ	7580
88,90	8,00	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	5710	НКТВ	8090
88,90	9,52	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	6890	НКТВ	9230
101,60	5,74	H 40	NU	1260	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,65	H 40	NU	-	EU	2630	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	5,74	J 55	NU	1660	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,50	J 55	NU	-	EU	-	НКТ	1990	НКТВ	3400
101,60	6,65	J 55	NU	-	EU	3470	НКТ	2050	НКТВ	3460
101,60	6,50	K 72	NU	-	EU	-	НКТ	2610	НКТВ	4460
101,60	5,74	L 80	NU	2280	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,50	L 80	NU	-	EU	-	НКТ	2740	НКТВ	4690
101,60	6,65	L 80	NU	-	EU	4780	НКТ	2820	НКТВ	4780
101,60	5,74	N 80	NU	2330	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,50	N 80	NU	-	EU	-	НКТ	2790	НКТВ	4790
101,60	6,65	N 80	NU	-	EU	4880	НКТ	2880	НКТВ	4870
101,60	5,74	C 90	NU	2500	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,50	C 90	NU	-	EU	-	НКТ	3010	НКТВ	5150
101,60	6,65	C 90	NU	-	EU	5250	НКТ	3100	НКТВ	5240
101,60	6,50	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3220	НКТВ	5520
101,60	6,65	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3320	НКТВ	5610
101,60	5,74	T 95	NU	2720	EU	-	НКТ	-	НКТВ	-
101,60	6,50	T 95	NU	-	EU	-	НКТ	3170	НКТВ	5430
101,60	6,65	T 95	NU	-	EU	5320	НКТ	3260	НКТВ	5520
101,60	6,50	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	3700	НКТВ	6340
101,60	6,65	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	3810	НКТВ	6460
101,60	6,50	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	4450	НКТВ	7630
101,60	6,65	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	4580	НКТВ	7760
114,30	6,88	H 40	NU	1780	EU	2930	НКТ	1710	НКТВ	2960
114,30	6,88	J 55	NU	2360	EU	3870	НКТ	2260	НКТВ	3860
114,30	7,00	J 55	NU	-	EU	-	НКТ	2320	НКТВ	3920
114,30	7,00	K 72	NU	-	EU	-	НКТ	3030	НКТВ	5120
114,30	6,88	L 80	NU	3250	EU	5340	НКТ	3130	НКТВ	5340

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, мм	Группа прочности	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м	Тип резьбового соединения	Расчетный момент свинчивания, Н·м
114,30	7,00	L 80	NU	-	EU	-	НКТ	3200	НКТВ	5410
114,30	6,88	N 80	NU	3310	EU	5450	НКТ	3190	НКТВ	5440
114,30	7,00	N 80	NU	-	EU	-	НКТ	3260	НКТВ	5510
114,30	6,88	C 90	NU	3570	EU	5870	НКТ	3570	НКТВ	5870
114,30	7,00	C 90	NU	-	EU	-	НКТ	3650	НКТВ	5940
114,30	6,88	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3680	НКТВ	6280
114,30	7,00	R 95	NU	-	EU	-	НКТ	3760	НКТВ	6360
114,30	6,88	T 95	NU	3650	EU	5950	НКТ	3620	НКТВ	6180
114,30	7,00	T 95	NU	-	EU	-	НКТ	3700	НКТВ	6260
114,30	6,88	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	4230	НКТВ	7220
114,30	7,00	P 110	NU	-	EU	-	НКТ	4330	НКТВ	7320
114,30	6,88	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	5090	НКТВ	8710
114,30	7,00	Q 135	NU	-	EU	-	НКТ	5200	НКТВ	8810

Примечание:
1. Рекомендуется определять конечное положение свинчивания по положению муфты на трубе, а не по моменту свинчивания (5.3.10).
2 Приведенные расчетные моменты свинчивания могут быть использованы для подбора соответствующих характеристик трубных ключей.
3 Отклонения от оптимального момента допускаются ± 25%.

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 ГОСТ Р 53366-2009 (ИСО 11960:2004) Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.

7 API Specification 5CT (9-е издание, июль 2011г.) Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия

8 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.

9 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.

10 API RP 5A3 Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб. 2-е издание, июль 2003г.

11 API Технический отчет 5C3/ISO10400:2007 – Технический отчет по уравнениям и расчетам для обсадных и насосно-компрессорных труб и магистральных труб, используемых в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб; а также таблицы рабочих характеристик обсадных и насосно-компрессорных труб. 1-е издание, декабрь 2009 г.

12 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.

13 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.

14 ТУ 1308-006-96380705-2009 «Трубы бесшовные насосно-компрессорные и муфты к ним сероводородо- и хладостойкие. Технические условия».

14 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». (Утверждены приказом Федеральной службы по экономическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013г. №101).