

Общество с Ограниченной Ответственностью
«Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации
нефтепромысловых труб»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель Генерального директора
по научно-техническому развитию и
техническим продажам ПАО «ТМК»


С.Г. Чикалов
« 7 » 12 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «Научно-
исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых
труб»


Ю.Н. Антипов
« 12 » 12 2020 г.



ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Начальник Ц НИО ООО «Научно-
исследовательский институт разработки
и эксплуатации нефтепромысловых
труб»


Н.Г. Денисюк
« 20 » 11 2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	3
3 СВЕДЕНИЯ О ПАРАМЕТРАХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТРУБ	4
4 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА ТРУБ	8
4.1 Маркировка труб	8
4.2 Упаковка труб	8
5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ	10
5.1 Транспортирование труб	10
5.2 Хранение труб	12
5.3 Проверка соответствия резьбовых соединений новых труб	12
6 ВВОД ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	14
6.1 Подготовка труб к эксплуатации	14
6.2 Формирование насосно-компрессорных колонн	16
7 ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	18
7.1 Требования к оборудованию для спуско-подъемных операций	18
7.2 Проведение спуско-подъемных операций	18
8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ КОЛОНН	32
8.1 Применение труб с внутренними защитными покрытиями	32
8.2 Рекомендации по подбору резьбовых соединений с учетом проектных решений по строительству скважин	33
9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	34
9.1 Контроль труб в процессе эксплуатации	34
9.2 Ремонт труб	36
10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ	36
10.1 Виды аварий, основные причины повреждения труб	36
11 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ	39
12 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	39
13 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА	40
14 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ	40
15 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	41
Приложение А Прочностные характеристики и моменты свинчивания насосно-компрессорных труб	42
Приложение Б Перечень документов, использованных при составлении Руководства	68
Приложение В Сведения о соответствии Руководства по эксплуатации требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011	70

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящее Руководство по эксплуатации (далее Руководство) разработано применительно к сортаменту насосно-компрессорных труб, выпускаемых по ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5CT (действующая редакция) и другим НД, указанным в спецификациях заказа на поставку. За исключением насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями «Премиум».

1.2 Данное Руководство разработано на основе ГОСТ 34380 (ИСО 10405:2000) «Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию».

1.3 Все насосно-компрессорные трубы, выпускаемые по выше приведенной нормативной документации, могут использоваться как при добыче нефти, газа и газоконденсата, так и при поддержании пластового давления и утилизации пластовых вод. Кроме того, трубы могут применяться при капитальном и текущем ремонте скважин.

Потребитель несёт полную ответственность за правильность выбора труб, режимов их эксплуатации, нагрузок, коэффициентов запаса и т.п. в зависимости от условий эксплуатации.

1.4 Приведенные данные по нормативной документации на трубы являются общеинформационными. За детальной технической информацией необходимо обращаться к действующим нормативным документам, указанным в спецификациях заказа.

При пользовании настоящим Руководством следует проверить действие ссылочных НД.

Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Руководством следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1.5 Руководство отражает все необходимые требования, касающиеся обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации насосно-компрессорных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса, а также требований Технического Регламента Таможенного Союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011).

1.6 При выполнении всех требований данного Руководства насосно-компрессорные трубы отвечают всем эксплуатационным характеристикам, заявленным в настоящем документе.

Данное руководство обязательно для исполнения Потребителями. Данное Руководство отменяет Руководство, утвержденное 10.01.2019 г ООО «Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб».

2 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

2.1 Термины и определения

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

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

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

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

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

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

2.1.7 **Несовершенство** – несплошность стенки или поверхности изделия, которая может быть выявлена визуальным контролем и/или методами неразрушающего контроля.

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

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

2.1.10 **Резьбовые предохранители** – элемент (кольцо, ниппель), служащий для защиты резьбы и уплотнений при хранении, транспортировании и погрузочно-разгрузочных работах.

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

2.1.12 **Технические условия** – вид стандарта организации, утвержденный изготовителем продукции или исполнителем работы, услуги.

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

2.2 Обозначения и сокращения

EU – тип соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами с закругленной треугольной резьбой

NU – тип соединения насосно-компрессорных труб с закругленной треугольной резьбой

НКМ – тип соединения насосно-компрессорных труб с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл-металл

НКТ – насосно-компрессорные трубы

НКТН – тип соединения насосно-компрессорных труб с закругленной треугольной резьбой

НКТВ – тип соединения насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами с закругленной треугольной резьбой

НКТУ – тип соединения насосно-компрессорных труб с закругленной удлиненной треугольной резьбой

НКТП – насосно-компрессорные трубы с полимерным покрытием

СКРН – сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением

СПО – спуско-подъемные операции

3 СВЕДЕНИЯ О ПАРАМЕТРАХ И ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ТРУБ

3.1 Сортамент НКТ представлен в таблицах 1 и 2.

3.2 Механические свойства насосно-компрессорных труб, изготавливаемых по ГОСТ 633, приведены в таблице 3.

3.3 Требования к уровню механических свойств НКТ повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости приведены в таблицах 4 и 5.

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

3.4 Требования к уровню механических свойств НКТ, выпускаемых по API Spec 5CT (действующая редакция) и ГОСТ 31446, приведены в таблице 6.

Таблица 1 – Сортамент насосно-компрессорных труб

Наименование нормативного документа	Размеры труб				Группа прочности	Тип резьбового соединения	
	условный диаметр, мм	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	длина, м			
ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия	33	33,4	3,5	Исполнение А: 9,5 – 10,5	Д, К, Е	НКТ	
	48	48,3	4,0				
	60	60,3	5,0		Д, К, Е, Л, М	НКТ, НКВ	
	73	73,0	5,5				
	73	73,0	7,0				
	89	88,9	6,5				
	89	88,9	8,0				
	102	101,6	6,5				
114	114,3	7,0					
API Spec 5CT 10-ая редакция. Обсадные и насосно-компрессорные трубы	60,32	60,32	4,24; 4,83; 6,45	R1 7,0-7,32 м	J55, L80 тип 1, L80 тип 13Cr, N80 тип Q, C90, T95, R95, P110	NU, EU	
			5,51; 7,01		J55 – P110		
	73,02	73,02	7,82	R2 8,53-9,75 м (до 10,36 м)	N80 тип Q, C90, P110, T95	NU, EU	
			5,49;6,45;7,34		J55 – P110		
	88,9	88,9	9,52	R3 11,58-12,8 м (макс.12,05)	J55-L80, N80-P110	NU, EU	
			12,09		J55, R95		
	101,6	101,6	5,74; 6,65; 8,38	R3 11,58-12,8 м (макс.12,05)	N80 тип 1, C90, T95	NU, EU	
			6,88		J55-L80, N80-P110		
	114,3	114,3	8,56; 10,92	R3 11,58-12,8 м (макс.12,05)	J55, L80 тип 1, L80 тип 13Cr, N80 тип Q, C90, P110, T95, R95	NU, EU	
	ТУ 39-00147016-97-99 Трубы насосно-компрессорные высокогерметичные с высаженными наружу концами и муфты к ним НКМВ	73	73	5,5; 7,0	9,5-10,5	К, Е, К _с , Е _с	НКМВ
	ТУ 14-161-195-2001 Трубы стальные насосно-компрессорные и муфты к ним для газовых и газоконденсатных месторождений	48	48	4,0	9,5-10,5	Д, К, Е	НКТ
60		60	5,0				
73		73	5,5	Д, К, Е, Л, М		НКТ, НКВ, НКМ	
89		89	6,5				
114		114	7,0				
ТУ 14-161-198-2002 Трубы насосно-компрессорные с удлиненной наружной высадкой и муфты к ним (НКВ-У)	60	60	5,0	9,5-10,5	Д, К, Е, Л, М, Л _с	НКВ-У	
	73	73	5,5; 7,0				
	89	89	6,5; 8,0				
	102	102	6,5				
ТУ 1308-206-00147016-02 Трубы бесшовные насосно-компрессорные с высаженными наружу концами и муфты к ним сероводородо и хладостойкие	73	73,0	5,5	9,5-10,5	Е _с , Л _с	НКТ, НКВ, НКМ	
	89	88,9	6,5			НКВ, НКМ	
	114	114,3	7,0			НКМ	
ТУ 14-161-232-2008 Трубы гладкие насосно-компрессорные и муфты к ним с удлиненной резьбой	73	73,0	5,5	9,5-10,5	Д, К, Е, Л, М, Р	НКТУ*	
			7,0				
	89	88,9	6,5				
			7,4				
			8,0				

Примечание: * - Резьбовые соединения НКТУ гладких труб изготавливаются с шагом резьбы 3,175.

Таблица 2 – Сортамент насосно-компрессорных труб по ГОСТ 31446

Наименование нормативного документа	Размеры труб, группы прочности и тип отделки концов										
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	J55	K72	L80 тип 1	N80		C90	T95	R95	P110
						тип 1	тип Q				
	Насосно-компрессорные трубы, тип отделки концов: N – для соединения NU; U – для соединения EU; K – для соединения НКТН; H – для соединения НКТВ; C – для соединения НКМ										
ГОСТ 31446-2017 Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.	33,40	3,38	NK	-	-	NK	-	-	-	-	-
	33,40	3,50	K	K	-	K	-	-	-	-	-
	33,40	4,55	K	-	-	-	-	-	-	-	-
	48,26	3,68	NK	-	NK	NK	NK	N	N	-	-
	48,26	4,00	K	K	K	K	K	-	-	-	-
	60,32	4,24	NK	-	NK	NK	NK	NK	NK	-	-
	60,32	4,83	NUKHC	-	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	NUHC
	60,32	5,00	KHC	KHC	KHC	KHC	KHC	KHC	KC	KC	HC
	60,32	6,45	-	-	NUKH	NK	NUKH	NUKH	NK	K	NUKH
	73,02	5,51	NUKHC	KHC	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	NUKHC
	73,02	7,01	KHC	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	NKC	KC	NUKHC
	73,02	7,82	-	-	NU	NU	NU	NU	N	-	NU
	88,90	5,49	N	-	N	N	N	N	N	-	-
	88,90	6,45	NUKHC	KHC	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	NUKHC
	88,90	7,34	NUKHC	-	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	KHC
	88,90	8,00	KHC	HC	KHC	KC	KHC	KHC	KC	KC	KHC
	88,90	9,52	-	-	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	NUKHC
	101,60	5,74	N	-	N	N	N	N	N	-	-
	101,60	6,50	KHC	KHC	KHC	KC	KHC	KHC	KC	KC	KHC
101,60	6,55	UKHC	-	UKHC	KC	UKHC	UKHC	KC	KC	KHC	
114,30	6,88	NUKHC	-	NUKHC	NKC	NUKHC	NUKHC	NKC	KC	KHC	
114,30	7,00	KHC	KHC	KHC	KC	KHC	KHC	KC	KC	KHC	

Тип отделки концов труб: N – для соединения NU, U – для соединения EU, K – для соединения НКТН, H – для соединения НКТВ, C – для соединения НКМ.
 Длина: R1 6,10-7,32 м; R2 8,53-9,75 м (до 10,36 м); R3 11,58-12,8 м (макс. до 13,72 м)

Таблица 3 – Механические свойства насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали групп прочности					
	Д (исп. А)	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление разрыву σ_b , не менее, МПа (кгс/мм ²)	655 (66,8)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000 (101,9)
Предел текучести, σ_t : - не менее МПа (кгс/мм ²) - не более МПа (кгс/мм ²)	379 (38,7) 552 (56,2)	491 (50,0) -	552 (56,2) 758 (77,3)	654(66,8) 862(87,9)	724(73,8) 921(93,9)	930(94,9) 1137(116,0)
Относительное удлинение, δ_5 , не менее %	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5

Таблица 4 – Механические свойства НКТ в хладостойком исполнении по ТУ 14-161-195-2001

Наименование показателя	Норма механических свойств стали групп прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление разрыву σ_b , не менее, МПа (кгс/мм ²)	655(66,8)	687 (70,1)	689 (70,3)	758 (77,3)	823 (83,9)	1000(101,9)
Предел текучести σ_t : - не менее, МПа (кгс/мм ²) - не более, МПа (кгс/мм ²)	359 (36,6) 552(56,2)	491 (50,0) -	552 (56,2) 758 (77,3)	654 (66,7) 862 (87,9)	724 (73,8) 921 (93,9)	930 (94,9) 1137 (116,0)
Относительное удлинение δ_5 , не менее, %	14,3	12,0	13,0	12,3	11,3	9,5
Ударная вязкость на образцах Шарпи (продольные KCV) при температуре +20°C, не менее, Дж/см ² (кгсм/см ²)	118 (12)	118 (12)	118 (12)	118 (12)	118 (12)	118 (12)
Ударная вязкость на образцах Шарпи (продольные KCV) при температуре минус 60°C, не менее, Дж/см ² (кгсм/см ²)	98 (10)	98 (10)	98 (10)	98 (10)	98 (10)	98 (10)
Доля вязкой составляющей (ДВС) при температуре минус 60°C, не менее, %	70	70	70	70	70	70
1. Ударная вязкость при каждой температуре и доля вязкой составляющей (ДВС) при KCV-60°C определяется как среднее арифметическое результатов испытаний трёх образцов. 2. Для группы прочности Д после специальной термической обработки допускаются следующие пределы текучести: не менее - 402 МПа; не более - 605 МПа, при сохранении остальных требований по механическим свойствам.						

Таблица 5 – Требования к уровню механических свойств НКТ в коррозионностойком и хладостойком исполнении по ТУ 14-161-198-2002

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали групп прочности			
	Дс	Кс	Ес	Лс
Временное сопротивление разрыву σ_b , не менее, МПа (кгс/мм ²)	517 (52,8)	647 (66,0)	655 (66,8)	723 (73,9)
Предел текучести σ_t : - не менее, МПа (кгс/мм ²) - не более, МПа (кгс/мм ²)	379 (38,7) 490 (50,0)	490 (50,0) 627 (64,0)	552 (56,2) 686 (70,0)	655 (66,8) 784 (80,0)
Относительное удлинение δ_5 , не менее, %	20	18	16	15
Твердость, не более, HRB	95	22HRC	23 HRC	25 HRC
Ударная вязкость на образцах Шарпи при температуре минус 60°C, не менее Дж/см ² (кгсм/см ²)	98 (10)	98 (10)	98 (10)	98 (10)
Доля вязкой составляющей (ДВС) при температуре минус 60°C, не менее, %	70	70	70	70

Таблица 6 – Требования к уровню механических свойств НКТ по API Spec 5CT и ГОСТ 31446

Группа прочности	Норма механических свойств для стали групп прочности		
	Предел прочности, не менее, МПа	Предел текучести, МПа	
		не менее	не более
H40	414	276	552
J55	517	379	552
N80 тип 1	689	552	758
N80 тип Q	689	552	758
L80 тип 1	655	552	655
C90	689	621	724
R95	724	655	758
R95 *	758	655	862
T95	724	655	758
P110	862	758	965
K72	687	491	-
L80 тип 13Cr	655	552	655
Q135	1000	930	1137

* Механические свойства для труб по ГОСТ 31446

4 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА ТРУБ

4.1 Маркировка труб

4.1.1 Для труб и муфт, изготовленных по ГОСТ 31446, маркировка должна соответствовать требованиям раздела 11 и таблиц С.73-С.76 данного ГОСТ.

4.1.2 Для труб и муфт, изготовленных по стандарту API Spec 5CT маркировка должна соответствовать требованиям раздела 11 API Spec 5CT.

4.1.3 Для труб и муфт по ГОСТ 633:

4.1.4.1 На каждой трубе на расстоянии 0,4-0,6 м от ее конца, снабженного муфтой, должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой:

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- номер трубы;
- группа прочности;
- толщина стенки трубы в миллиметрах (для труб условными диаметрами 73 и 89 мм);
- товарный знак предприятия-изготовителя;
- месяц и год выпуска.

Место нанесения маркировки должно быть обведено или подчеркнуто светлой краской.

Высота знаков маркировки должна быть 5-8 мм.

При механическом нанесении маркировки допускается расположение ее в один ряд. Допускается на каждой трубе маркировать номер плавки.

4.1.3.2 Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе наносится маркировка устойчивой светлой краской:

- условный диаметр трубы в миллиметрах;
- группа прочности;
- толщина стенки трубы в миллиметрах (для труб условными диаметрами 73 и 89 мм);
- длина трубы в сантиметрах;
- масса трубы в килограммах;
- тип трубы (кроме гладких труб);
- вид исполнения (при поставке труб исполнения А);
- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

Высота знаков должна быть 20-50 мм.

Для труб диаметром 33-48 мм допускается вместо маркировки краской каждой трубы маркировку наносить на бирку, надежно прикрепленную к каждому пакету труб. При этом маркируют общую длину и массу труб, находящихся в пакете.

4.1.3.3 на каждой муфте должна быть четко нанесена маркировка ударным способом или накаткой товарного знака предприятия-изготовителя, группы прочности, и вида исполнения (для муфт исполнения А).

4.1.4 Все знаки маркировки должны быть нанесены вдоль образующей трубы и муфты. Допускается наносить знаки маркировки перпендикулярно образующей способом накатки.

4.1.5 Трубы с защитными покрытиями должны быть промаркированы в соответствии с требованиями НД на их изготовление.

4.2 Упаковка труб

Основные требования к упаковке установлены в ГОСТ 10692. Пакеты труб скрепляются в поперечном направлении средствами увязки с равномерным распределением увязок по всей длине пакета, при этом увязка должна обеспечивать надежность и прочность грузовой единицы и исключать возможность свободного перемещения труб в пакете при транспортировании и погрузочно-разгрузочных работах.

4.2.1 Особенности упаковки труб

4.2.1.1 Резьба, уплотнительные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений при транспортировании и хранении специальными резьбовыми предохранителями: металлическими, полимерными или комбинированными (металл + полимер). Допускается применение и других материалов резьбовых предохранителей, обеспечивающих защиту резьбы от повреждения.

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

4.2.1.3 Конструкция резьбовых предохранителей должна обеспечивать защиту резьбы труб и муфт в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы.

Для труб групп прочности L80 типов 9Cr и 13Cr **не допускается** применять резьбовые предохранители из стали без покрытия.

4.2.1.4 При навинчивании предохранителей резьбы, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты консервационной смазкой. По требованию Заказчика на ниппельные концы и свободную резьбу муфт под предохранительные детали может быть нанесена резьбовая уплотнительная смазка. Ассортимент и области применения смазок приведены в таблицах 12 и 13.

4.2.1.5 При отсутствии особых требований к упаковке в заказе и нормативной документации упаковку осуществляют в круглый пакет.

4.2.1.6 Трубы могут быть упакованы в прямоугольный пакет с использованием ложементов или шестигранный пакет.

4.2.1.7 При поставке труб с резьбой без муфт упаковка осуществляется только в прямоугольный пакет с использованием ложементов.

4.2.1.8 При упаковке труб с муфтами в шестигранный пакет на стороне пакета труб, снабженных муфтами, горизонтальные ряды труб и трубы в горизонтальных рядах должны быть смещены относительно друг друга (исключая контакт торцевых поверхностей муфт) (рисунок 1).

Резьбовые предохранители не должны подвергаться деформированию при укладке труб друг на друга.

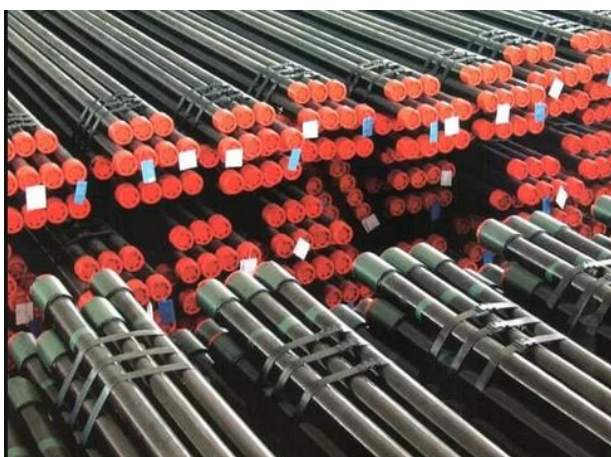


Рисунок 1 - Упаковка труб

4.2.1.9 Для обеспечения сохранности пакета, упакованного в ложементы и шестигранник, пакет дополнительно может быть обвязан по концам катанкой или проволокой диаметром не менее 5 мм при скрутке в ручную не менее чем в три полных оборота, а при машинной скрутке – не менее чем в два полных оборота.

Вместо проволоки может быть применена стальная или неметаллическая упаковочная лента, при этом должно быть выполнено не менее двух обвязок с каждого конца пакета труб. При упаковке пакетов труб лентой дополнительная обвязка, как правило, также осуществляется лентой.

4.2.1.10 Трубы из стали типа 13Cr поставляются в пакетах, увязанных проволокой из высоколегированной стали или лентой из неметаллических материалов, либо лентой из нелегированных сталей с применением неметаллических подкладок под обвязку.

4.2.2 Требования к упаковке муфт, поставляемых отдельно.

4.2.2.1 Муфты, поставляемые отдельно, упаковываются в ящики из древесных материалов. При использовании ящиков из древесных материалов при наличии дополнительного требования по обеспечению требований стандарта ISPM 15 «Международный стандарт по фитосанитарным нормам. Руководство по регулированию древесных упаковочных материалов в международной торговле», ящики должны быть изготовлены из материалов, подвергнутых специальной обработке (фумигации) и/или фанеры. Материалы, подвергнутые специальной обработке (фумигации), должны нести на себе клеймо, а также иметь сертификат, подтверждающий проведение обработки.

Муфты, упаковываемые в ящики, поставляются без резьбовых предохранителей. По дополнительному требованию потребителя, указанному в заказе, каждая муфта должна быть снабжена резьбовым предохранителем, навинченным с одной стороны муфты.

4.2.2.2 Если не установлено иное, с целью предохранения от коррозии на время транспортирования и хранения у заказчика (до запуска в производство), на поверхность муфт с фосфатным покрытием наносится защитное покрытие методом пропитки эмульсией. На поверхность оцинкованных муфт дополнительное защитное покрытие для предохранения от коррозии не наносится.

4.2.2.3 Ящики выстилаются парафинированной бумагой или бумагой двухслойной упаковочной или материалами с летучими ингибиторами коррозии. Слои муфт перекладываются материалами с летучими ингибиторами коррозии. Перед закрытием ящика верхний слой муфт укрывается материалами с летучими ингибиторами коррозии. При креплении крышки ящика не допускается выход гвоздей внутрь ящика.

5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

При транспортировании, выполнении погрузочно-разгрузочных операций и хранении резьба труб всегда должна быть закрыта резьбовыми предохранителями.

5.1 Транспортирование

5.1.1 Перевозка водным транспортом.

В соответствии с правилами перевозки водным транспортом [24] должно быть обеспечено надлежащее проведение погрузки и разгрузки судов. Не допускается:

- применение несоответствующих или неэффективных средств крепления труб, предохраняющих их от перемещения во время крена судна;
- соприкосновение труб с трюмной водой и расположение рядом с вредными химическими и другими веществами, вызывающими коррозию металла;
- протаскивание труб волоком по штабелю, зацепления муфт или резьбовых предохранителей, а также ударов о края люков или поручни судна.

5.1.2 Перевозка железнодорожным транспортом.

В дополнение к требованиям правил перевозки грузов железнодорожным транспортом [25] при погрузке труб на платформы рекомендуется:

- а) применять деревянные прокладки, уложенные поперек платформы, для надлежащей опоры труб и возможности их захвата при погрузке;
- б) не допускать загрязнения труб;
- в) если пол платформы неровный, положить под прокладки клинья и выровнять поверхность прокладок;
- г) не располагать прокладки под муфтами или высаженными концами труб;
- д) для предотвращения перемещения надежно закрепить трубы и правильно переложить их прокладками.

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

5.1.3 Перевозка грузовым автотранспортом.

В соответствии с правилами перевозки [26] при транспортировании труб автотранспортом рекомендуется:

- а) в непакетированном виде трубы укладывать на прокладки и привязывать их к прокладкам цепью. Длинные трубы при перевозке необходимо дополнительно перевязывать цепью приблизительно посередине длины;
- б) укладывать трубы муфтами с одной стороны;
- в) не перегружать машину для исключения опасности разгрузки труб в пути;
- г) после перевозки груза на незначительное расстояние снова подтянуть скрепляющие цепи, которые могут ослабнуть в результате осадки груза.

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

5.1.4 Перевозка воздушным транспортом.

В соответствии с правилами перевозки [27] при транспортировании труб авиатранспортом рекомендуется:

- а) подготовку труб к перевозке вертолетом производить на площадке, оборудованной грузоподъемным механизмом с динамометром;
- б) перевозить трубы упакованными только во взвешенных пакетах, соблюдая порядок подвешивания пакета труб к вертолету и его отцепки.

5.1.5 Погрузочно-разгрузочные операции.

При погрузке и разгрузке труб рекомендуется:

- а) перед погрузкой или разгрузкой убедиться, что все предохранители резьбы находятся на месте. Не сбрасывать трубы при разгрузке с высоты. Не перетаскивать трубы волоком и другим способом, приводящим к повреждению резьбы и образованию вмятин на трубах.

Использовать специальные способы погрузки-разгрузки для коррозионностойких труб. Соударение с трубами или другими предметами может привести к значительному локальному повышению твердости труб и повлиять на их стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением;

- б) при разгрузке вручную использовать канатные петли. Скатывать трубы по направляющим параллельно штабелю, не допуская слишком быстрого перемещения и соударения концов труб, которые могут привести к повреждению резьбы даже при наличии резьбовых предохранителей;

в) при использовании подъемных кранов для погрузки-разгрузки длинных труб применять широкозахватные траверсы со стропами в соответствии с утвержденными схемами строповки;

- г) не допускать разгрузки труб на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол.

5.2 Хранение труб

В соответствии с правилами, приведенными в ГОСТ 10692, трубы следует хранить в складских помещениях или на специально оборудованных складских площадках.

На буровой площадке должен быть организован специальный участок для складирования труб. При складировании труб не допускаются удары труб (муфт).

При хранении труб должны соблюдаться следующие рекомендации:

а) хранить трубы уложенными на стеллажах, на которых не должно быть камней, песка или грязи. На одном стеллаже укладывать трубы одного вида, диаметра, толщины стенки, группы прочности и типа резьбового соединения. На стеллаже должна быть установлена табличка с указанием идентификационных данных;

б) не укладывать трубы на грунт, рельсы, стальной или бетонный пол. Первый ряд труб размещать на высоте от уровня грунта или пола не менее 350 мм;

в) укладывать трубы на опоры таким образом, чтобы избежать прогиба труб или повреждения резьбы. Располагать опоры на одном уровне и поддерживать их стойками, способными выдержать полную нагрузку штабеля без оседания;

г) для предотвращения прогиба труб в штабеле укладывать между рядами не менее трех прокладок размещая их под прямым углом к трубам, непосредственно над прокладками и опорами предыдущих рядов труб. Трубы из коррозионно-стойких сталей укладывать только на деревянные прокладки;

д) трубы в соседних рядах располагать в шахматном порядке со смещением на величину, равную приблизительно длине муфты;

е) ограничить высоту штабеля труб на стеллаже не более 3 м. Не укладывать на стеллажи более 6 рядов труб;

ж) проводить периодический осмотр складированных труб. При необходимости нанести на трубы консервационное покрытие для защиты поверхности труб от коррозии;

и) при складировании на буровой площадке располагать трубы муфтами в сторону устья скважины и учитывать очередность спуска труб в скважину, чтобы первая по плану работ труба не находилась под трубами, которые должны спускаться позже. Нумерация труб должна начинаться с верхнего ряда.

Резьба труб, находящихся на хранении, должна быть смазана консервационной смазкой либо резьбовой смазкой, обладающей консервационными свойствами и защищена от повреждений предохранителями резьбы.

По истечению срока защитных свойств консервационных или резьбовых смазок, резьба ниппельного конца труб и резьба муфт под предохранителями резьбы подлежат переконсервации (период переконсервации указывается в сертификатах на трубы).

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

5.3 Проверка соответствия резьбовых соединений новых труб

5.3.1 Положения, приведенные в данном подразделе, не должны применяться при проверке соответствия бывших в эксплуатации резьбовых соединений насосно-компрессорных труб.

Общие требования к проверке соответствия новых насосно-компрессорных труб установленным требованиям приведены в ГОСТ 24279.

При проверке соответствия резьбовых соединений достаточно провести визуальный контроль качества их поверхности для определения отсутствия повреждений (механических, коррозионных), полученных при транспортировании, погрузочно-разгрузочных операциях и хранении.

В случае обнаружения повреждений поверхности следует провести контроль геометрических параметров и натягов резьбовых соединений.

Контроль геометрических параметров и натягов резьбовых соединений должен быть проведен в соответствии с требованиями нормативной документации на поставку труб с резьбовыми соединениями, а также требованиями, указанными в заказе.

5.3.2 Проверку соответствия резьбовых соединений должны осуществлять подразделения потребителя (трубные базы, цеха, площадки и т.д.):

- оснащенные необходимыми средствами измерений, включая калибры для контроля резьбового соединения соответствующего типа и диаметра, а также средствами для ремонта резьбовых соединений;

- располагающие нормативной и технической документацией, содержащей требования к резьбовым соединениям и методам их контроля, рекомендации по свинчиванию резьбовых соединений, а также документами о приемочном контроле (сертификатами) изготовителя труб;

- имеющие специалистов, способных провести оценку соответствия поверхности, формы профиля и геометрических параметров резьбовых соединений, определить возможность устранения несоответствий.

При обнаружении несоответствий должно быть обеспечено хранение труб с несоответствующими резьбовыми соединениями в условиях, предотвращающих ухудшения их качества и смешивание с другими трубами.

5.3.3 Условия проведения измерений должны соответствовать условиям, указанным в документации на соответствующие средства измерений. Перед применением приборы, калибры, а также изделия, подлежащие проверке, должны выдерживаться при температуре окружающей среды в течение времени, достаточного для выравнивания температуры.

Перед проведением проверки соответствия поверхность резьбовых соединений должна быть очищена от резьбовой смазки, которая применялась при установке резьбовых предохранителей на концы труб и муфт.

5.3.4 Проведение проверки соответствия.

5.3.4.1 При проверке соответствия труб и муфт, свинченных механическим способом, контролю должны подвергаться резьбовые соединения только свободных концов труб и муфт.

5.3.4.2 Проверка соответствия резьбовых соединений должна быть проведена методами и средствами измерений, указанными в НД на поставку труб с резьбовыми соединениями.

Рекомендуемые для проверки соответствия геометрических параметров средства измерения приведены в таблице 7.

5.3.4.3 Проверку соответствия качества поверхности резьбовых соединений проводят визуально, без применения увеличительных приспособлений.

5.3.4.4 Проверку соответствия геометрических параметров резьбовых соединений проводят в соответствующих плоскостях и положениях, указанных в нормативной или технической документации на резьбовое соединение.

Допускаются отклонения геометрических параметров резьбовых соединений, превышающие установленные предельные отклонения, если на поверхности резьбовых соединений нанесено покрытие.

5.3.4.5 Проверку соответствия натягов проводят с применением рабочих калибров для контроля резьбовых соединений соответствующего типа и размера. Рабочие калибры должны быть припасованы по контрольным калибрам.

При проверке необходимо применять только аттестованные и проверенные в установленном порядке калибры.

Допускается для резьбовых соединений NU, EU по ГОСТ 34057 применение сертифицированных калибров API.

Должна быть разработана и задокументирована процедура износа рабочих калибров – изменения натяга рабочих калибров по контрольным калибрам. Записи по процедуре и измерениям должны сохраняться не менее трех лет после последнего применения каждого калибра.

Таблица 7 – Рекомендуемые средства измерений

Показатель	Наименование средства измерения
Длина резьбы трубы, мм	Штангенциркуль, штангенглубиномер
Диаметр уплотнительного элемента резьбового соединения трубы и муфты, мм	Рабочие гладкие калибры-кольца и калибры-пробки, штангенциркуль, штангенглубиномер
Натяг резьбы трубы и муфты, мм	Рабочие резьбовые и гладкие калибры-кольца и калибры-пробки, штангенциркуль, штангенглубиномер
Углы профиля резьбы, градус	Микроскоп (по слепку с резьбы)
Шаг резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля шага резьбы
Конусность резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля конусности резьбы
Высота профиля резьбы, мм	Индикаторный прибор для контроля высоты профиля резьбы
При контроле должны применяться наконечники и установочные меры, указанные в нормативной и технической документации на резьбовые соединения.	

5.3.5 Исправимые и неисправимые несоответствия

5.3.5.1 К трубам, в том числе с муфтами, с исправимыми несоответствиями резьбовых соединений относятся трубы, которые после ремонта резьбовых соединений могут быть использованы по прямому назначению с ограничением или без ограничения области применения (таблица 8).

5.3.5.2 Без ограничения области применения могут быть использованы трубы, резьбовые соединения которых после ремонта соответствуют требованиям нормативной или технической документации и другим требованиям, указанным в документе о приемочном контроле (сертификате).

5.3.5.3 К трубам с неисправимыми несоответствиями резьбовых соединений относятся трубы, которые после ремонта резьбовых соединений не могут быть использованы по прямому назначению. Такие трубы следует использовать как трубы общего назначения (для сооружения нефтепроводов, газопроводов, теплотрасс, продуктопроводов и т.д.), как металлические конструкции (для сооружения постаментов, эстакад и т.п.) или в качестве лома.

5.3.6 Проверку резьбовых соединений после устранения несоответствий следует проводить на соответствие требованиям нормативной или технической документации на поставку изделий в соответствии с положениями, приведенными в п.5.3.4.

6 ВВОД ТРУБ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

6.1 Подготовка труб к эксплуатации

6.1.1 Требования к проверке соответствия закупленных насосно-компрессорных труб установленным параметрам приведены в ГОСТ 24297, [20] и в п. 5.3 настоящего Руководства.

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

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

Таблица 8 – Способы устранения несоответствий

Вид несоответствия		Способ устранения несоответствий	Область применения труб после устранения несоответствий	
Несоответствие геометрических параметров	Резьбовые соединения конца трубы	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	По прямому назначению без ограничения области применения.	
	Резьбовые соединения муфты	Отрезка конца трубы с муфтой, нарезание нового резьбового соединения, свинчивание трубы с новой муфтой	То же	
Механические повреждения резьбового соединения трубы и муфты	Резьбовые соединения НКМ	Локальные повреждения не более двух вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и торцом трубы или муфты, протяженностью менее 20 мм	Зачистка повреждений надфилем или мелкой шлифовальной шкуркой (не крупнее N 400) при условии, что зачистка не выводит высоту профиля резьбы за минимальные допустимые значения	При использовании уплотнительного средства УС-1 – без ограничения области применения, при использовании других средств герметизации резьбовых соединений – во всех скважинах, кроме газовых, газонагнетательных и газлифтных.
		Локальные повреждения более двух вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и торцом трубы или муфты, протяженностью 20 мм и более	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	По прямому назначению без ограничения области применения.
		Локальные повреждения не более пяти вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и сбегом резьбы	Зачистка повреждений надфилем или мелкой шлифовальной шкуркой (не крупнее N 400) при условии, что зачистка не выводит высоту профиля резьбы за минимальные допустимые значения	То же
		Локальные повреждения более пяти вершин витков резьбы, расположенных между основной плоскостью резьбы и сбегом резьбы	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	"
	Резьбовые соединения NU, EU, НКТН, НКТВ	Локальные повреждения вершин витков резьбы, выводящие высоту профиля резьбы за минусовые предельные отклонения	Способы, указанные для несоответствий геометрических параметров	"
	Повреждения уплотнительных элементов резьбового соединения	Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	"	
	Коррозионные повреждения резьбового соединения трубы и муфты	Незначительные повреждения, после удаления которых не остается следов коррозии и геометрические параметры не выходят за допустимые значения	Удаление ветошью, мягкой щеткой, мелкой шлифовальной шкуркой, для уплотнительных элементов – только ветошью	"
Значительные повреждения		Отрезка конца трубы, нарезание нового резьбового соединения	"	

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

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

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

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

6.1.6 НКТ являются высокотехнологичным продуктом, прошедшим всесторонний контроль качества на заводе-изготовителе.

Однако, при транспортировании и доставке труб Потребителю, некоторые параметры могут быть нарушены, поэтому необходимо провести:

- внешний (визуальный) контроль;
- контроль внутреннего диаметра и общей изогнутости;
- контроль калибрами (при отсутствии предохранителей резьбы, потерянных при транспортировании).

При проверке соответствия требованиям НД труб, свинченных механическим способом, контролю должны подвергаться резьбовые соединения **только** свободных концов труб.

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

Приборы, используемые для контроля труб с полимерными покрытиями, не должны иметь острых кромок, повреждающих пленку покрытия.

6.1.8 При контроле внутреннего диаметра и общей изогнутости труб из хромистых сталей и НКТП следует использовать полимерные или алюминиевые оправки.

6.1.9 Трубы с механически навинченными муфтами, прошедшие входной контроль, должны использоваться по прямому назначению. Не допускается производить отвинчивание муфт заводского соединения в условиях потребителя. При поставке труб для последующего нанесения защитного покрытия или других технологических операций, которые требуется проводить на трубах без муфт, в заказе должно быть указано, что поставка труб осуществляется без муфт, при этом муфты поставляются в отдельных ящиках.

6.2 Формирование насосно-компрессорных колонн

6.2.1 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.

6.2.2 Области использования НКТ в стандартном и устойчивом к СКРН исполнении указаны в таблицах 9 и 10.

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

Таблица 9 - Область применения НКТ в стандартном и стойком к сульфидному растрескиванию (СКРН) исполнении для многофазного флюида «нефть-газ-вода» с газовым фактором менее 890 нм³/м³

Исполнение оборудования	Рабс < 1,83x10 ⁶ Па (18,6 кгс/см ²)				Рабс > 1,83x10 ⁶ Па (18,6 кгс/см ²)		
	С Н ₂ S < 4% (объемных)	4% < С Н ₂ S < 15% (об)		С Н ₂ S > 15% (объемных)	С Н ₂ S < 0,075% (объемных)		С Н ₂ S > 0,075% (объемных)
		Р Н ₂ S < 7,3x10 ⁴ Па	Р Н ₂ S > 7,3x10 ⁴ Па		Р Н ₂ S < 345 Па	Р Н ₂ S > 345 Па	
Стандартное	+	+	-	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	-	+	+	-	+	+

Таблица 10 - Область применения НКТ в стандартном и стойком к сульфидному растрескиванию (СКРН) исполнении для влажного газа или обводненной нефти с газовым фактором более 890 нм³/м³

Исполнение оборудования	Рабс < 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		Рабс > 450 кПа (4,6 кгс/см ²)		
	С Н ₂ S < 10% (объемных)	С Н ₂ S > 10% (объемных)	Р Н ₂ S < 345 Па	Р Н ₂ S > 345 Па	С Н ₂ S < 10% (объемных)
Стандартное	+	-	+	-	-
Стойкое к СКР	-	+	-	+	+

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

$$n_s = n / K_s ,$$

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

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

Примечание - Определение коэффициента снижения несущей способности K_s ведется в соответствии с согласованными с Ростехнадзором РФ методиками (инструкциями).

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

6.2.4 При необходимости составления комбинированных лифтовых колонн из насосно-компрессорных труб с разницей в диаметрах, превышающей предусмотренную ГОСТ 23979 «Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия», необходимо составлять колонны с использованием двух и более переводников с установкой между ними одной трубы. Например, в подъемной колонне, включающей трубы условного диаметра 114 мм и 60 мм, следует использовать переводник П114x89, одну трубу диаметром 89 мм, затем переводник П89x60.

6.2.5 В случаях предельных нагрузок на комбинированные подъемные колонны диаметром 114 и 73 мм, 102 и 73 мм, а также из труб с высаженными наружу концами при спусках на большие глубины для обеспечения плавного перехода жесткости, рекомендуется применять взамен одного переводника два с промежуточным размером. Например, взамен П114x73 применять П114x89 и П89x73. Аналогичное сочетание и для труб с высаженными наружу концами.

6.2.6 Если колонна НКТ составлена из труб различных групп прочности, то в этих

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

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

6.2.8 На месторождениях, где происходит интенсивное отложение парафина и гипса, различных солей, образование песчаных пробок, следует использовать НКТ с защитными покрытиями и строго соблюдать график профилактических ремонтов скважин.

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

6.2.10 При проведении кислотных обработок необходимо использовать специальную колонну труб, предназначенную только для этой цели и защищенную покрытием (по рекомендации завода-изготовителя покрытия), либо ингибиторами коррозии. Запрещается использовать при проведении кислотных обработок эксплуатационные колонны НКТП.

6.2.11 Не рекомендуется комплектовать трубами с полимерным покрытием скважины, оборудованные штанговыми насосными установками.

6.2.12 Для соединения НКТП различных диаметров между собой рекомендуется применять переводники с внутренним полимерным покрытием.

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

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

7 ПРИМЕНЕНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

7.1 Требования к оборудованию для спуско-подъемных операций

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

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

При попадании смазки ее следует немедленно удалить.

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

7.1.4 Размеры клиньев и плашек должны соответствовать диаметру поднимаемых или спускаемых труб. При проведении СПО должны использоваться клиновые захваты, не повреждающие НКТ.

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

7.2 Проведение спуско-подъемных операций

7.2.1 Документирование процесса подготовки и спуска колонны

7.2.1.1 Для спуска колонны насосно-компрессорных труб должны быть разработаны инструкции, регламентирующие растяжение колонны и порядок спуска колонны с целью не допустить критических напряжений или растягивающих напряжений в любой

момент срока службы колонны. Для обеспечения надлежащего уровня растяжения колонны и правильной процедуры спуска необходимо учесть все факторы, действующие на колонну в процессе эксплуатации и спуска. Также должен быть учтен исходный запас прочности колонны на растяжение, влияющий на порядок спуска колонны.

7.2.1.2 Все работы по сборке колонны насосно-компрессорных труб следует проводить по утвержденному плану работ, составленному в соответствии с инструкциями и требованиями регламентирующих документов.

План должен включать указания по порядку сборки в колонну труб различных групп прочности, размеров и типов резьбовых соединений. Спуск труб необходимо проводить в строгом соответствии с установленным порядком.

Не допускается проводить спуск оборудования, не имеющего сертификат качества и паспорт соответствующего образца.

7.2.2 Контроль и подготовка труб

7.2.2.1 Осмотр труб и муфт

Перед подъемом насосно-компрессорных труб на буровую установку необходимо провести осмотр каждой трубы и муфты.

Насосно-компрессорные трубы не должны иметь дефектов, которые по ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5CT и другим НД относятся к недопустимым дефектам.

ВНИМАНИЕ! Необходимо иметь в виду, что из-за больших допустимых отклонений наружного диаметра на участке, находящемся непосредственно за высадкой насосно-компрессорной трубы, могут возникнуть затруднения при установке на насосно-компрессорной трубе герметизирующей подвески охватывающего типа, если труба изготовлена с верхним предельным отклонением наружного диаметра. По этой причине рекомендуется тщательно выбирать резьбовое соединение для насосно-компрессорных труб, устанавливаемых вверху колонны.

7.2.2.2 Подготовка насосно-компрессорных труб к свинчиванию в колонну

При подготовке насосно-компрессорных труб для свинчивания в колонну рекомендуется выполнить следующие основные действия:

а) скомплектовать трубы по группам прочности, размерам и типам соединений и уложить на стеллажи с учетом очередности их спуска по плану работ.

Если какая-либо труба не поддается идентификации, то она должна быть отложена до выяснения её группы прочности, размера и типа резьбового соединения;

б) снять резьбовые предохранители с концов труб и муфт.

Резьбовые предохранители следует снимать специальным ключом усилием одного человека. В случае затруднений при снятии резьбового предохранителя допускаются легкие удары деревянным предметом по торцу предохранителя для удаления возможного перекоса;

в) очистить резьбовые соединения труб и муфт от консервационной смазки.

Очистку от смазки следует проводить ветошью при помощи горячей мыльной воды, подаваемой под напором, пароочистителя или растворителя, не содержащего хлор. При минусовой температуре допускается удаление смазки с помощью растворителя, не содержащего хлор, с последующей продувкой резьбового соединения сжатым воздухом.

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

Также не следует использовать для удаления смазки моющие средства, оставляющие пленку на поверхности резьбового соединения и приводящие к ухудшению последующего нанесения уплотнительной смазки и её адгезии к металлу.

После удаления смазки резьбовое соединение следует тщательно протереть сухой чистой ветошью или просушить сжатым воздухом, убедиться в отсутствии консервационной смазки в витках резьбы и уплотнительных элементах.

В случае поставки труб с резьбовой уплотнительной смазкой под предохранителями резьбы допускается проведение первой спускоподъемной операции без удаления заводской смазки при наличии заводских предохранителей на резьбе и отсутствии их повреждения. При этом после отвинчивания предохранителей резьбы производится визуальная оценка смазки на резьбе труб и муфт на отсутствие/наличие инородных включений. В случае обнаружения инородных включений резьбовая смазка должна быть полностью удалена и на резьбу нанесена вновь резьбовая смазка того же наименования. Перед сборкой рабочего соединения на резьбу трубы и муфты, при отсутствии смазки на каком-либо участке резьбы независимо от площади непокрытого участка, дополнительно производится нанесение резьбовой смазки того же наименования так, чтобы была покрыта вся поверхность соединяемого участка.

г) осмотреть резьбовое соединение труб и муфт.

Трубы, у которых обнаружены повреждения резьбы, относящиеся по ГОСТ 633, ГОСТ 33758, ГОСТ 34057, API Spec 5B и другим НД к недопустимым, и которые нельзя исправить, к спуску не допускаются;

д) измерить длину каждой трубы.

Измерения следует проводить от свободного торца муфты до того участка непельного конца трубы, который соответствует номинальному положению торца муфты при механическом свинчивании (приблизительно у конца сбега резьбы на трубе или у основания треугольного клейма).

Общая сумма измеренных длин отдельных труб представляет собой длину ненагруженной собственным весом колонны.

Для измерения следует использовать стальную измерительную ленту с ценой деления не более 1,0 мм.

е) провести шаблонирование каждой трубы.

Шаблонирование должно быть проведено стальным шаблоном (оправкой) по всей длине трубы. Для шаблонирования труб из сталей типа 9Cr и 13Cr и коррозионно-стойких сталей следует использовать полимерные (пластиковые) или алюминиевые шаблоны (оправки). Размеры рабочей части шаблона (оправки) должны соответствовать размерам, указанным в ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5CT и другим НД.

Шаблонирование труб с внутренними покрытиями должно выполняться специальным полимерным (пластиковым) шаблоном (оправкой) с неметаллическим стержнем. **Не допускается шаблонирование металлическим шаблоном (оправкой).**

Размеры рабочей части шаблона (оправки) должны соответствовать указанным в таблице 11.

Через каждые 50 труб рекомендуется проверять диаметр рабочей части шаблона (оправки) в трех плоскостях по длине оправки. Не допускается использовать оправки при уменьшении диаметра рабочей части более чем на 0,5 мм в какой-либо из трех плоскостей.

Положение трубы при шаблонировании должно исключать её провисание. При минусовой температуре воздуха трубы непосредственно перед шаблонированием следует прогреть паром.

Шаблон (оправка) должна свободно проходить через всю трубу. Если шаблон (оправка) не проходит через трубу, то труба должна быть отложена до принятия решения о возможности её дальнейшего использования и заменена другой трубой с проведением перенумерации труб;

ж) установить резьбовые предохранители.

Устанавливаемые на резьбу предохранители должны быть чистыми.

Допускается неоднократное использование снятых резьбовых предохранителей при условии, что после каждого использования они должны быть тщательно очищены от ранее нанесенной смазки и внимательно осмотрены для выявления повреждений. Не допускается повторное использование резьбовых предохранителей со значительными повреждениями резьбы и формы.

При установке резьбовых предохранителей необходимо убедиться, что они предназначены для труб и муфт данного размера и типа резьбового соединения.

Таблица 11 – Размеры рабочей части шаблона (оправки) для контроля труб с внутренними покрытиями

Размер трубы, мм	Наружный диаметр шаблона (оправки) для контроля труб без покрытия (Допр. НД), мм	Наружный диаметр шаблона (оправки) для контроля труб с внутренним покрытием (Допр. покр.), мм	Предельное отклонение наружного диаметра шаблона (оправки), мм	Длина рабочей части шаблона (оправки) L _{опр.} , мм	Предельное отклонение рабочей длины шаблона (оправки), мм
В соответствии с нормативным документом на трубы		Определяется по формуле ¹⁾	+ 0,25	В соответствии с НД на трубы ²⁾	+ 1,0
¹⁾ Допр. покр. = Допр. НД – 2 (мм). ²⁾ Для оправки L _{опр.} = 1067 мм для труб API Spec 5CT, ГОСТ 31446 и НД на их основе; L _{опр.} = 1250 мм для труб по ГОСТ 633 и НД на его основе.					

7.2.3 Подъем труб на буровую

Подъем труб на буровую установку следует проводить по отдельности, при необходимости используя устройство для подачи труб. При подъеме труб на буровую установку необходимо соблюдать осторожность, не допуская изгиба труб и соударения муфт и резьбовых предохранителей с конструкциями буровой вышки или другим оборудованием.

Подъем труб на буровую установку должен проводиться только с установленными резьбовыми предохранителями или защитными колпаками!

7.2.4 Требования к выбору резьбовых смазок

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

Рекомендуется применять резьбовые смазки, соответствующие требованиям ISO 13678/API RP 5A3 или ГОСТ Р ИСО 13678.

Каждая партия применяемой смазки должна иметь паспорт качества.

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

- совместимые фрикционные свойства, позволяющие провести свинчивание соединения правильно и равномерно;
- адекватные смазочные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;
- адекватные герметизирующие свойства для соединений резьбового типа и не ухудшающие свойств не резьбового соединения, а именно, соединений «металл - металл» в зависимости от эксплуатационных требований;
- физическую и химическую стабильность, как в условиях эксплуатации, так и при хранении;

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

7.2.4.3 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.

7.2.4.4 Рекомендуемые смазки и область их применения приведены в таблице 12.

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

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

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

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

Таблица 12 – Области применения резьбовых смазок

Смазка	Область применения
РУСМА-1 ТУ 0254-001- 46977243-2002	Для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и магистральных труб любого диаметра при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Температурный диапазон от минус 50 °С до + 200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Фрикционный коэффициент – 1,2. Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет.
РУСМА Р-4 ТУ 0254-031- 46977243-2004	Смазка предназначена для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных, трубопроводных, а так же бурильных труб любого диаметра подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Не содержит в своем составе свинцовый порошок, что улучшает экологическую безопасность смазки. Температурный диапазон от минус 50 °С до + 200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Фрикционный коэффициент- 1,3 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет
РУСМА Р-5 ТУ 0254-028- 46977243-2004	Резьбовая ингибированная смазка предназначена для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб любого диаметра, подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Не содержит в своем составе свинцовый порошок, что улучшает экологическую безопасность смазки. Температурный диапазон от минус 50 °С до + 200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Фрикционный коэффициент- 1,7 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 3 года

Продолжение таблицы 12

<p>РУСМА Р-14 ТУ 0254-068- 46977243-2009</p>	<p>Для герметизации резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб класса «Премиум» (в том числе труб из хромосодержащих марок стали), подвергаемых многократному свинчиванию и развинчиванию, работающих в агрессивных средах и при внутреннем давлении в трубах до 70 МПа. От аналогичных резьбовых смазок отличается улучшенными адгезионными свойствами и низким фрикционным коэффициентом, позволяющим использовать данную смазку для низколегированных сталей с твердостью менее НВ 285. Температурный диапазон от минус 40 °С до + 200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Фрикционный коэффициент- 1,1 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА Р-15 ТУ 0254-073- 46977243-2009</p>	<p>Для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных, а также бурильных труб любого диаметра, подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 10 МПа. Температурный диапазон от минус 30 °С до + 100 °С. Соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Фрикционный коэффициент- 1,47 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА Р-17 ТУ 0254-109- 46977243-2011</p>	<p>Для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных, а так же бурильных труб любого диаметра подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 120 МПа. Температурный диапазон от минус 50 °С до + 200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Фрикционный коэффициент- 1,15 Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 5 лет</p>
<p>РУСМА Zn-50 ТУ 0254-118- 46977243-2012</p>	<p>Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб, а также для бурового инструмента. Рекомендуются для использования в бурильных замках и воротниках буров с высоким крутящим моментом, тяжелым весом, высокой скоростью бурения в тяжелых породах. Температурный диапазон от минус 40 °С до + 150 °С. Фрикционный коэффициент- 1,0. Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 3 года Соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3.</p>
<p>РУСМА Р-4ZnCU ТУ 0254-085- 46977243-2009</p>	<p>Для герметизации и свинчивания резьбовых соединений обсадных, насосно-компрессорных и бурильных труб. Температурный диапазон от минус 40 °С до + 150 °С. Фрикционный коэффициент- 1,3 Соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Гарантийный срок хранения в таре изготовителя – 3 года</p>
<p>РУС -1 ТУ 0254-005- 54044229-02</p>	<p>Применяется для свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб и НКТ, изготовленных по ГОСТ 632, ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5 CT, и другой НД. Резьбовая смазка соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Температурный интервал применения смазки от минус 40 °С до плюс 200 °С. Фрикционный фактор - 0,9.</p>
<p>РУС – Снежная Королева ТУ 0254-006- 54044229-02</p>	<p>Применяется для свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб и НКТ, изготовленных по ГОСТ 632, ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5 CT и другой НД. Резьбовая смазка соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Температурный интервал применения смазки от минус 60°С до плюс 200°С. Фрикционный фактор 0,92.</p>
<p>РУС - Олимп ТУ 0254-009- 54044229-2005</p>	<p>Применяется для: - свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб и НКТ, изготовленных по ГОСТ 632, ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5CT, и другой НД; - свинчивания и герметизации замковых соединений бурильных труб по ГОСТ 631, ГОСТ 27834, ГОСТ Р 50278, API Spec 5 DP и другой НД. Для роторных упорных соединений с заплечиками. Резьбовая смазка соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Температурный интервал применения смазки от минус 50°С до плюс 200°С. Фрикционный фактор 1,05.</p>

Продолжение таблицы 12

<p>Вальма API Norm ТУ 0254-010-54044229-2009</p>	<p>Применяется для: - свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб и НКТ, изготовленных по ГОСТ 632, ГОСТ 633, ГОСТ 31446, API Spec 5CT, и другой НД. - для свинчивания роторных упорных соединений с запечиками. Рекомендуется для свинчивания и герметизации замковых соединений НКТ. Резьбовая смазка соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Температурный интервал применения смазки от минус 50 °С до + 200 °С. Фрикционный фактор 1,12.</p>
<p>РУСМА 1 API ТУ 0254-084-46977243-2009</p>	<p>Применяется для герметизации и для уплотнения закругленных и упорных резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных труб, трубопроводных, а также бурильных труб любого диаметра, подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Работоспособна при температуре от минус 50°С до +200°С. Резьбовая смазка соответствует требованиям ISO 13678 / API RP 5A3. Фрикционный коэффициент 1, 2</p>
<p>РУСМА-API Modified ТУ 0254-167-46977243-2015</p>	<p>Многокомпонентная смазка предназначена для герметизации и уплотнения всех типов резьб на соединениях обсадных, насосно-компрессорных труб, трубопроводных, а также бурильных труб любого диаметра, подвергаемых многократному свинчиванию при эксплуатации с давлением до 70 МПа. Работоспособна при температуре от минус 50 °С до +200 °С. Соответствует требованиям ISO 13678/ API RP 5A3. Фрикционный коэффициент 1,5</p>
<p>2000 NM Фирма Bestolife</p>	<p>Смазка обеспечивает защиту при длительном хранении. Основные твердые компоненты устойчивы к воздействию химических веществ, остаются устойчивыми при температуре свыше 1000F и обеспечивают противокоррозионную защиту. Соответствует или превышает эксплуатационные параметры, установленные API RP 5A3, а также требованиям API Specification 5CT.</p>

Таблица 13 – Области применения консервационных смазок

Смазка	Область применения
<p>Смазка ИП-1 (л) и (3) ТУ 38.101820-80, ТУ0254-007-11006106-02</p>	<p>Цилиндровое нефтяное масло, загущенное кальциевым мылом кислот хлопкового масла и саломаса; содержит противозадирную присадку. Обладает хорошими водостойкостью и противозадирными характеристиками, низкими морозостойкостью и механической стабильностью, удовлетворительной коллоидной стабильностью. Работоспособна при температуре от 0° до плюс 70 °С (Л), от минус 10° до плюс 70 °С (З).</p>
<p>Смазка «РУСМА консервационная» ТУ 0254-158-46977243-2013</p>	<p>Смазка обеспечивает защиту от коррозии металлических изделий, предотвращает процесс образования ржавчины, обеспечивает консервацию металлических изделий и механизмов. Смазка совместима с резьбовыми смазками и не требует удаления перед нанесением резьбовых смазок. Смазка обладает высокими адгезионными и консервационными свойствами, высокой водостойкостью. Удерживается на наклонных и вертикальных поверхностях. Работоспособна при температуре от минус 40°С до +150°С.</p>
<p>Rust Veto AS Фирма HOUGHTON</p>	<p>Ингибитор коррозии смазочного типа, содержащий высококачественные ингибиторы коррозии и предназначенный для использования в экстремальных климатических условиях. Продукт специально разработан для долгосрочной защиты резьбы на трубной продукции, находящейся в агрессивной окружающей среде. Ингибитор позволяет создать защиту от коррозии до 12 месяцев во время наружного хранения в агрессивной окружающей среде.</p>
<p>Антикоррозионное средство KENDEX OCTG»</p>	<p>Антикоррозионное средство разработано специально для длительной защиты труб нефтяного сортамента, стойкое к воздействию серных восстановителей и различных бактерий, которые в обычных условиях способствуют развитию коррозии.</p>
<p>Примечание. Для консервации могут быть использованы другие консервационные смазки имеющие срок защиты не ниже, чем у рекомендованных смазок</p>	

7.2.4.9 Применение машинного масла и дизельного топлива в качестве заменителей консистентных смазок, а также свинчивание резьбы без смазки **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**.

7.2.5 Нанесение смазки

7.2.5.1 Резьбовые предохранители или защитные колпаки с трубы и муфты следует снимать только непосредственно перед нанесением уплотнительной смазки и посадкой трубы в муфту.

7.2.5.2 Перед нанесением смазки необходимо проверить отсутствие механических повреждений на резьбе свободного конца трубы, а также качество очистки от консервационной смазки.

7.2.5.3 Резьбовую уплотнительную смазку следует нанести на всю поверхность резьбы ниппельного конца трубы и муфты предыдущей трубы, включая резьбу с неполным профилем, упорные и уплотнительные поверхности соединения ровным непрерывным слоем (рисунок 2). Впадины резьбы должны быть полностью заполнены смазкой, а форма профиля резьбы после нанесения смазки должна четко просматриваться.



Слишком мало

Слишком много



Нормальное количество

Рисунок 2 – Нанесение смазки на резьбу

Смазку следует наносить на тщательно высушенную поверхность резьбового соединения кистью (рисунок 3), щеткой или другими приспособлениями, на конец муфты рекомендуется наносить смазку приспособлением с рельефным профилем.

Запрещается использовать для нанесения смазки металлические щетки!

Рекомендуется применение резьбовых уплотнительных смазок, соответствующих требованиям ГОСТ Р ИСО 13678 и приведенных в таблице 12 настоящего Руководства.

Ориентировочное минимальное количество резьбовой смазки для свинчивания одного соединения для труб наружным диаметром:

- 60,3 (60,32) мм - 13 г;
- 73,0 (73,02) мм - 16 г;
- 88,9 (88,90) мм - 27 г;
- 101,6 (101,60) мм - 32 г;
- 114,3 (114,30) мм - 37 г.

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



Рисунок 3

При использовании резьбовой смазки следует выполнять следующие рекомендации:

- использовать смазку только из тары изготовителя, на которой указаны название смазки, номер партии, дата изготовления и срок годности смазки;
- для сборки одной колонны использовать смазку одного наименования;
- тщательно перемешивать смазку перед использованием;
- при низкой минусовой температуре подогреть смазку перед нанесением;
- не допускать загрязнения смазки и приспособления для её нанесения посторонними веществами;
- хранить смазку в тщательно закрытой и перевернутой таре;
- хранить смазку при температуре, указанной изготовителем смазки;
- при хранении тары с неиспользованной полностью смазкой указать на ней дату первичного использования.

Запрещается использовать смазку с истекшим сроком годности, из тары, не имеющей идентификационных признаков, перекладывать смазку в другие емкости или разбавлять смазку!

7.2.6 Посадка трубы в муфту

7.2.6.1 Перед спуском колонны необходимо обеспечить центрирование талевой системы относительно устья скважины. Перед посадкой трубы в муфту должна быть проверена соосность соединяемых труб во избежание их перекоса при свинчивании (рисунок 4).



Рисунок 4

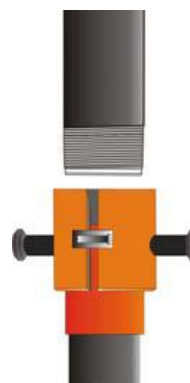


Рисунок 5

7.2.6.2 При посадке трубы в муфту необходимо опускать ее плавно, не допуская ударов торца трубы о торец муфты, соскальзывания конца трубы в муфту и повреждения резьбы. При этом рекомендуется применять специальную посадочную направляющую (рисунок 4) или направляющую воронку. Если после посадки наблюдается переко

трубы, необходимо поднять её, осмотреть на предмет отсутствия повреждений и принять решение о возможности её дальнейшего использования.

Необходимо соблюдать осторожность, особенно при спуске свечей из двух или трех труб, не допуская прогиба, и как следствие этого, отклонения от соосности, когда труба большим весом опирается на резьбу муфты. Для ограничения прогиба насосно-компрессорных труб на буровой могут быть установлены промежуточные опоры.

При сильном ветре более 10 м/с, вызывающем раскачивание талевого системы, а вместе с ней и поднятой над устьем скважины трубы, необходимо использовать центрирующие приспособления (рисунок 5), а при их отсутствии свинчивание производить вручную или прекратить работу.

7.2.6.3 При свинчивании с переводниками и соединительными деталями необходимо убедиться, что свинчиваемые резьбовые концы имеют одинаковый размер и тип резьбового соединения.

Запрещается использовать не паспортизированные (не сертифицированные) переводники.

7.2.7 Свинчивание и спуск колонны

7.2.7.1 Применение элеваторов обычного типа

При применении для спуска и подъема труб элеватора обычного типа несущая поверхность элеватора должна быть тщательно проверена на:

- неравномерный износ, который может привести к установке трубы с перекосом и опасности вырывания трубы из элеватора;
- равномерное распределение нагрузки по опорной поверхности муфты.

Элеваторы должны быть снабжены штропами равной длины.

7.2.7.2 Применение элеваторов клинового типа

При спуске насосно-компрессорных труб со специальными муфтами с уменьшенным наружным диаметром и, особенно с муфтами со специальной фаской, рекомендуется использовать элеваторы клинового типа (спайдер-элеваторы).

Клиновой захват и клинья должны быть чистыми, без видимых механических повреждений и деформации кромок, соответствовать наружному диаметру спускаемой в скважину трубы и равномерно охватывать трубу в месте захвата.

Захват и клинья элеватора должны опускаться одновременно. Их неравномерное опускание может привести к образованию на трубах вмятин или сильных надразов. Должна быть проверена исправность защелки элеватора.

7.2.7.3 Подбор трубного ключа

Свинчивание колонны насосно-компрессорных труб следует выполнять специально подобранным трубным ключом, обеспечивающим необходимый момент свинчивания резьбового соединения.

Трубный ключ должен быть выбран по размеру труб так, чтобы создавать усилие равное 1,5 % прочности резьбового соединения, рассчитанной по ГОСТ Р 54918 или на 50% превышать момент свинчивания, указанный в таблицах А.6 – А.8, А.11 и А.13 (Приложение А).

Плашки ключа необходимо подбирать в соответствии с наружным диаметром труб. Плашки не должны сминать трубы, но должны плотно прилегать к ним, во избежание нанесения глубоких рисок на поверхность труб. Не рекомендуется применение цепных ключей.

Необходимо проверить износ поверхностей оси шарнира и самого шарнира трубного ключа. При необходимости следует подправить крепление удерживающего каната к стойке так, чтобы обеспечить горизонтальность трубного ключа и не допустить неравномерного распределения нагрузки по поверхностям зажима трубы.

Трубный ключ с указателем момента свинчивания должен быть поверен в установленном порядке.

Трубный ключ должен иметь «ключ-задержник».

7.2.7.4 Выполнение свинчивания

После посадки трубы в муфту предыдущей трубы следует свинчивание на первые 2-3 оборота выполнять вручную или с помощью ключа с ремнем и убедиться, что зацепление резьбы происходит правильно, без перекоса.

На первых стадиях свинчивания труб необходимо следить за любыми нарушениями в процессе свинчивания или отклонениями от заданной скорости свинчивания, т.к. они могут указывать на свинчивание с перекосом, повреждение резьбы или на другие нарушения.

При выполнении дальнейшего свинчивания соединения скорость свинчивания должна быть не более 15 об/мин для предотвращения образования задиров. При возрастании момента скорость свинчивания должна быть снижена до скорости не более 5 об/мин, при этом происходит докрепление соединения для достижения необходимого положения муфты на трубе.

Докрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

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

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.

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.

Геометрические параметры резьбовых соединений насосно-компрессорных труб могут изменяться после каждого свинчивания и незначительно отличаться от установленных требований. Поэтому при неоднократном свинчивании резьбовое соединение с каждым разом свинчивается все дальше, за счет чего обеспечивается натяг в резьбовом соединении.

Примечание. Рекомендации по свинчиванию насосно-компрессорных труб, приведенные в 7.2.7.5 – 7.2.7.6, распространяются на применение трубных ключей с силовым приводом.

7.2.7.5 Свинчивание насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, EU, НКТН, НКТВ, НКТУ

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.6, А.7, А.11 и А.13 (Приложение А).

Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблицах А.6, А.7, А.11 и А.13 (Приложение А), применяются для соединений труб с муфтами, имеющими цинковое или фосфатное покрытие резьбы.

Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблицах А.6, А.7, А.11 и А.13 (Приложение А), применяются для подбора трубного ключа.

2) Для определения оптимального момента свинчивания сначала выполнить 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 четырех витков резьбы.

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

При этом, приоритетным критерием сборки резьбового соединения является положение свинчивания торца муфты относительно сбега резьбы. Правильным положением 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 или переворот муфты за конец сбега резьбы на один оборот.

Для определения величины оптимального момента силового свинчивания (или давления на трубном ключе) рекомендуется после свинчивания вручную (до предела затяжки вручную) нанести метку вдоль оси трубы и муфты, относительно которой отсчитать 2 оборота и зафиксировать при этом фактическое значение крутящего момента или давление на трубном ключе (рисунок 6).

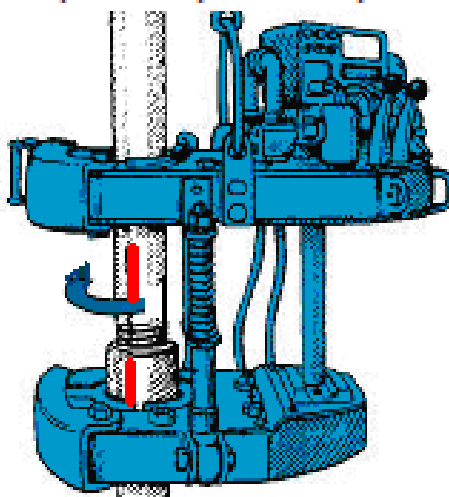


Рисунок 6

Критерием установления оптимального момента свинчивания является длина механического свинчивания от положения ручного свинчивания (предела ручного свинчивания).

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 6,4мм – для резьбы с шагом 3,175 мм, что соответствует двум оборотам силовой затяжки.

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% определенного оптимального значения. В противном случае свинчивание такого резьбового соединения должно быть отложено до принятия решения о дальнейшем использовании.

7.2.7.6 Свинчивание труб с резьбовым соединением НКМ

Свинчивание рекомендуется проводить в следующем порядке:

1) Определить расстояние от торца муфты до упорного уступа муфты не менее чем на 10 трубах, идущих последовательно по плану работ, и отметить риску измеренные значения на поверхности ниппельного конца каждой последующей трубы.

2) Провести свинчивание этих труб, определяя значение момента свинчивания, при совпадении отметки на ниппельном конце с торцом соответствующей муфты. Определенное среднеарифметическое значение момента свинчивания для этих труб является оптимальным для данных условий свинчивания (применяемой смазки, температуры окружающей среды, группы прочности и размера и т.д.).

Расчетные значения момента свинчивания, указанные в таблице А.8 (Приложение А), применяются для подбора трубного ключа.

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

7.2.7.7 Отложенные резьбовые соединения

Соединения, при свинчивании которых положение торца муфты не соответствует требованиям или свинчивание которых отложено до принятия решения, должны быть развинчены для определения причин неправильного свинчивания. Проверке должна быть подвергнута резьба трубы и резьба свинчиваемой с ней муфты. Развинченные резьбовые соединения не допускается свинчивать повторно без дополнительного контроля или ремонта, даже если они имеют незначительные видимые повреждения.

Если причиной неправильного свинчивания не являются повреждения или недопустимые отклонения геометрических параметров резьбы, то для обеспечения правильного свинчивания необходимо скорректировать момент свинчивания, а также проверить соосность талевого системы (нарушение соосности однозначно приводит к прихватам и задирам на резьбе). Причиной неправильного свинчивания может являться неправильный подбор резьбовой уплотнительной смазки для конкретных условий эксплуатации.

7.2.7.8 Биение верхнего конца трубы

Если при свинчивании отмечается биение верхнего конца трубы, указывающее на возможное смещение оси резьбы муфты относительно оси трубы, следует снизить скорость вращения для предотвращения образования заедания резьбы. Раскачивание блока талевого системы не допускается.

Если биение продолжается и при уменьшенной скорости свинчивания, то труба должна быть отложена для принятия решения о возможности ее дальнейшего использования.

7.2.7.9 Докрепление муфты, установленной изготовителем

При свинчивании соединения может произойти докрепление муфты, установленной изготовителем. Это не означает, что такая муфта слабо затянута, но указывает на то, что к ниппельному концу трубы приложен момент свинчивания, превышающий момент, с которым муфта была навинчена изготовителем.

7.2.7.10 Общие требования к спуску колонн труб

Перемещение первой трубы колонны к забою должно выполняться крайне осторожно. **Категорически запрещается быстрый спуск и посадка труб на забой!**

Спуск колонн труб следует проводить аккуратно, а при посадке на клинья соблюдать меры предосторожности для предотвращения ударного воздействия. Недопустимо,

чтобы башмак колонны опирался на забой или подвергался иному сжимающему воздействию, поскольку это может привести к изгибу, особенно в той части, где возможно карвернообразование по стволу скважины.

7.2.8 Подъем колонны из скважины

7.2.8.1 При подъеме колонны насосно-компрессорных труб следует определить имеющиеся повреждения и степень износа труб. Рекомендуется провести дефектоскопию, позволяющую быстро выявить трубы, подлежащие замене.

7.2.8.2 Для развинчивания труб при подъеме колонны насосно-компрессорных труб трубный ключ следует размещать близко к муфте, но не вплотную, так как необходимо исключить даже небольшое сдавливающее действие плашек трубного ключа на поверхность трубы (рисунок 7).



Рисунок 7 – Положение ключей при развинчивании

Расположение трубного ключа от муфты на расстоянии $1/3$ или $1/4$ наружного диаметра трубы предотвращает, как правило, излишнее трение в резьбовом соединении. В случае необходимости допускается легкое обстукивание средней части муфты по окружности плоским бойком молотка.

7.2.8.3 В случае прихвата труб необходимо использовать индикатор веса. При этом необходимо учитывать натяжение колонны труб и не принимать его за освобождение от прихвата. *Если нагрузка снижается до веса колонны, то можно считать, что произошло освобождение от прихвата.*

7.2.8.4 При развинчивании соединения скорость не должна быть более 10об/мин.

Раскрепление резьбового соединения вращением ротора не допускается!

7.2.8.5 После окончания развинчивания следует плавно вывести трубу из муфты.

Не допускается извлекать трубу из муфты рывком.

7.2.8.6 При размещении поднятых труб на буровой они должны быть уложены или вертикально установлены на прочной деревянной площадке.

При вертикальном размещении поднятые трубы должны быть поставлены на буровой так, чтобы предотвратить их изгиб. Насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром 60,32 мм и более, предпочтительно, устанавливаются на подсвечник свечой из двух труб. Свечи труб наружным диаметром 48,26 мм и менее и свечи длиной более 18,3 м должны иметь промежуточную опору.

Трубы, установленные на подсвечник, должны быть закреплены.

7.2.8.7 Все резьбовые соединения труб поднятой колонны должны быть развинчены, очищены от смазки в соответствии с 7.2.2.2 [перечисления в) и г)] и осмотрены. Трубы, имеющие повреждения, следует замаркировать и отложить для последующего ремонта и контроля, накрутив резьбовые предохранители.

На концы труб, не имеющие повреждений, должны быть установлены чистые резьбовые предохранители.

7.2.8.8 При подъеме колонны из-за повреждения труб необходимо для предотвращения аналогичных случаев определить причину повреждения.

7.2.8.9 Перед повторным спуском резьбовые соединения труб должны быть подготовлены в соответствии с 7.2.5.

7.2.8.10 При повторном спуске трубы с наибольшим износом следует устанавливать в нижнюю часть колонны с целью равномерного распределения износа соединений и труб.

7.2.8.11 Перед укладкой труб на хранение на очищенные резьбовые соединения для предохранения их от коррозии должна быть нанесена консервационная смазка и установлены резьбовые предохранители.

8 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ КОЛОНН

8.1 Применение труб с внутренними защитными покрытиями

8.1.1 При эксплуатации нефтяных и газовых скважин, продукция которых содержит сероводород или другие коррозионно-активные вещества, трубы подвергаются сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением. Для исключения указанного вида разрушения необходимо производить выбор марок труб и расчет лифтовых колонн с учетом опасности его проявления.

8.1.2 При наличии в пластовой продукции коррозионно-активных компонентов рекомендуется применять трубы с внутренним полимерным покрытием.

8.1.3 Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб позволяет:

- сократить гидравлические потери при перекачивании нефтепромысловых жидкостей за счет увеличения гидравлического к.п.д.;
- снизить скорость отложения АСПО, солей и продуктов коррозии в полости труб;
- защитить внутреннюю поверхность труб от коррозии;
- увеличить межремонтный период работы скважины за счет снижения эрозии и механических повреждений, увеличения срока службы труб, снижения количества операций по ремонту скважин.

8.1.4 Для выбора наиболее эффективного вида покрытия (таблица 14) рекомендуется сообщать производителю покрытия состав пластовой жидкости с указанием осложняющих коррозионных факторов.

Таблица 14 – Защитные покрытия

Ключевые факторы	Покрытие				
	СТАНДАРТ-80	АНТИАСПО-80	АНТИАБРОЗИВ-80	ТЕРМО-110	ТЕРМО-150
Защита от CO ₂	+	+	+	+	+
Защита от H ₂ S	+	+	+	+	+
Защита от АСПО	+	повышенная	+	+	+
Защита от гидроабразивного износа	+	+	повышенная	+	+
Адгезия	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа	> 9 МПа
Температура эксплуатации	до +80 °С	до +80 °С	до +80 °С	до +110 °С	до +150 °С
Защита при кислотных обработках	+	+	+	+	+

8.1.5 Эксплуатационные ограничения

8.1.5.1 Эксплуатация НКТП в нефтескважинах (фонтанных, механизированных ЭЦН) и нагнетательных скважинах требует ограничения режимов, установленных действующей нормативной документацией на процессы добычи нефти и закачки технологических продуктов, по температуре.

Температурные режимы эксплуатации НКТП:

- с покрытием СТАНДАРТ- 80.....до 80 °С
- с покрытием АНТИАСПО- 80до 80 °С
- с покрытием АНТИАБРАЗИВ- 80.....до 80 °С
- с покрытием ТЕРМО-110.....до 110 °С
- с покрытием ТЕРМО-150.....до 150 °С

8.1.5.2 Срок службы НКТП зависит от условий их эксплуатации.

При каждом подъеме НКТП следует оценивать фактическое состояние покрытия и его пригодность к дальнейшей эксплуатации. Порядок и критерии отбраковки покрытия НКТП устанавливается в НД производителя покрытия труб.

При эксплуатации НКТП без подъемов более установленного нормативного срока необходимо осуществлять их плановый подъем из скважины для обследования состояния и принятия решения о возможности их дальнейшей эксплуатации.

Если результаты обследования показали, что полимерное покрытие пригодно к дальнейшей эксплуатации, составляют Акт о продлении срока эксплуатации в соответствии с рекомендациями НД. При неудовлетворительном состоянии полимерного покрытия и хорошем состоянии стальной трубы НКТП направляют в специализированные цеха для удаления старого покрытия и нанесения нового.

8.1.6 Техническое обслуживание колонны НКТП

8.1.6.1 В скважинах, добывающих нефть с большим содержанием парафина, необходимо очищать трубы от отложений промывкой их без подъема.

8.1.6.2 Для удаления АСПО рекомендуется применять моющие препараты, композиции на основе нестабильного бензина, горячую нефть, а также другие моющие препараты, прошедшие предварительные испытания и рекомендованные к применению.

8.1.6.3 Реагенты, эффективно воздействующие на АСПО конкретной скважины, подбирают опытным путем в лабораториях нефтескважинного предприятия.

8.1.6.4 **Запрещается** использование металлических скребков и электропрогрева для удаления АСПО.

8.1.6.5 При проведении термохимических промывок и термических обработок скважин без подъема подземного оборудования необходимо учитывать температурные эксплуатационные ограничения для труб с внутренним полимерным покрытием, указанные в п.8.1.5.1 настоящей инструкции.

8.2 Рекомендации по подбору резьбовых соединений с учетом проектных решений по строительству скважин

8.2.1 Так как насосно-компрессорные трубы зачастую применяются в жестких условиях эксплуатации, их характеристики должны обеспечивать продуктивную работу оборудования. Труба должна быть прочной и абсолютно герметичной. Та же герметичность и надежность требуется и от резьбовых соединений.

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

Нарезка резьбы на высаженных концах труб позволяет увеличить прочность соединений НКТВ и EU на растяжение за счет увеличения толщины стенки в местах концентрации напряжений.

8.2.3 Для скважин, оборудованных электропогружными установками, наиболее часто встречающимися авариями является срыв резьбового соединения в нижней части колонны НКТ, испытывающей воздействие работающего агрегата.

Для предотвращения указанных аварий рекомендуется тщательно крепить резьбовые соединения труб, находящихся в нижней трети колонны, а также использовать в этой части лифта трубы с высаженными наружу концами, крутящий момент для свинчивания которых превышает момент свинчивания для гладких труб.

8.2.4 Для фонтанного и глубиннонасосного способов добычи наиболее характерна аварийность с трубами в верхних интервалах лифтов как наиболее нагруженных. В первом случае это связано с раскачиванием подвески при прохождении газовых пачек и значительными растягивающими нагрузками от массы колонны, а во втором - с периодическим удлинением колонны и большими растягивающими усилиями.

Для предотвращения данных аварий рекомендуется в верхних интервалах лифтов использовать гладкие НКТ повышенных групп прочности или применять трубы с высаженными наружу концами.

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

8.2.6 Искривление насосно-компрессорных колонн способствует нарушению герметичности резьбовых соединений, т.к. конструкция соединений НКТН, NU, НКТВ и EU рассчитана в основном на передачу осевых нагрузок и в меньшей степени на восприятие изгибающих моментов. Поэтому в наклонно-направленных, горизонтальных и скважинах с высоким давлением рекомендуется применять трубы с резьбовым соединением НКМ.

Трапецеидальный профиль резьбы в сочетании с конструкцией узла уплотнения и упорного торца обеспечивает сохранение герметичности соединения.

9 НАЗНАЧЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

9.1 Контроль труб в процессе эксплуатации

9.1.1 Виды повреждений труб и методы контроля

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

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

9.1.2 Классификация труб по уменьшению толщины стенки и повреждениям

Бывшие в употреблении трубы должны быть классифицированы в зависимости от уменьшения толщины стенки, указанного в таблице 15.

Значения, указанные в процентах, представляют собой уменьшение толщины стенки тела трубы по сравнению с номинальной толщиной стенки. Уменьшение толщины стенки может происходить как с наружной, так и с внутренней поверхности тела трубы.

Таблица 15 – Классификация бывших в употреблении труб по уменьшению толщины стенки и их цветовая идентификация

Класс	Цвет полосы	Уменьшение толщины стенки, % от номинальной толщины стенки	Остаточная толщина стенки, % от номинальной толщины стенки
2	Желтый	0-15	85
3	Синий	16-30	70
4	Зеленый	31-50	50
5	Красный	Более 50	Менее 50

В соответствии с таблицей 15 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.

9.1.3 Классификация труб по эксплуатационным характеристикам

Эксплуатационные характеристики новых насосно-компрессорных труб определяются в соответствии с ГОСТ Р 54918. Расчетные значения эксплуатационных характеристик для новых труб приведены в таблицах А.1-А.13 Приложения А.

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

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

9.1.4 Контроль состояния поверхности тела трубы и резьбовых соединений

9.1.4.1 Поверхность тела трубы

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

9.1.4.2 Резьбовое соединение

При проведении контроля резьбового соединения бывших в употреблении труб следует проверить наличие деформации профиля резьбы, следов заеданий и усталостных трещин на последних сопрягаемых витках резьбы. Быстрое свинчивание на последних сопрягаемых витках резьбы с треугольным профилем указывает на то, что при подь-

еме колонны резьба труб подвергалась воздействию растягивающих напряжений, превышающих предел текучести металла. Такое соединение может быть повторно свинчено, но не будет иметь необходимой прочности, и может оказаться негерметичным. При развинчивании может произойти заедание резьбы, особенно при установке ключа на муфту. На насосно-компрессорных трубах в результате приложения знакопеременных напряжений часто возникают усталостные трещины во впадине профиля последних сопрягаемых витков резьбы, которые могут привести к снижению прочности или к разрушению соединения при дальнейшей эксплуатации.

Неоднократное свинчивание, сопровождаемое деформацией металла, может привести к уменьшению диаметра резьбы труб, многократно подвергаемых спуску-подъему из скважины. Уменьшение диаметра резьбы может снизить прочность и герметичность соединения, а в худшем случае, привести к схождению торцов труб в середине муфты или вырыванию концов труб из свинченного соединения.

9.1.4.3 Оценка пригодности к эксплуатации

Для оценки пригодности труб к дальнейшей эксплуатации необходимо провести проверку состояния наружной и внутренней поверхности труб и измерение остаточной толщины стенки для определения стойкости тела трубы к смятию, разрыву и растяжению. Также провести проверку состояния поверхности резьбы для оценки герметичности и наружного диаметра ниппельного конца трубы для определения возможности свинчивания.

Наряду с проверкой толщины стенки для определения эксплуатационной пригодности труб рекомендуется провести проверку геометрических параметров резьбовых соединений при помощи калибров в соответствии с ГОСТ 34057 и ГОСТ 33758, учитывая при этом возможные изменения геометрических параметров, возникающие вследствие деформации при свинчивании.

9.2 Ремонт труб

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

10 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ

10.1 Виды аварий, основные причины повреждения труб

10.1.1 Виды аварий

Основными видами аварий с насосно-компрессорными трубами являются:

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

10.1.2 Основные причины повреждения труб

Примечание: «Классификатор. Виды повреждений насосно-компрессорных труб при эксплуатации» размещен на интернет-сайте ПАО «ТМК»:

https://www.tmk-group.ru/Operation_manuals

Наиболее часто встречающиеся причины неисправностей насосно-компрессорных труб при сборке и эксплуатации:

- 1) несоответствие выбранных труб условиям эксплуатации;
- 2) несоответствие труб, муфт и/или резьбовых соединений установленным требованиям;
- 3) несоблюдение правил при погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировании и хранении;
- 4) повреждение резьбового соединения;
- 5) отсутствие предварительного подбора момента свинчивания и приложение чрезмерного момента свинчивания;
- 6) чрезмерное обстукивание резьбовых соединений при развинчивании колонны;
- 7) применение несоответствующего оборудования, клиновых захватов, плашек и трубных ключей;
- 8) несоблюдение установленных требований к спуску и подъему колонны, в том числе повреждения при посадке трубы в муфту, свинчивание с перекосом, несоосность оси трубы и оси скважины, отсутствие предварительного ручного свинчивания;
- 9) износ муфт или истирание внутренней поверхности штангами;
- 10) усталостное разрушение металла;
- 11) развинчивание колонны с высокой скоростью;
- 12) негерметичность соединений, которая может быть вызвана следующими факторами:
 - неправильным выбором резьбовой уплотнительной смазки, не соответствующей условиям эксплуатации, неправильным нанесением смазки, применением некачественной или разбавленной смазки;
 - свинчиванием загрязненных резьбовых соединений;
 - неправильным свинчиванием резьбового соединения;
 - заеданием резьбы при свинчивании, в том числе вследствие загрязнения, неправильной посадки, повреждения, отсутствия предварительного ручного свинчивания или приложения чрезмерного момента свинчивания;
 - несоответствием резьбовых соединений установленным требованиям;
 - вмятинами на муфтах, вызванными чрезмерным обстукиванием при развинчивании;
 - чрезмерным натяжением колонны при подъеме;
 - многократным спуском и подъемом колонны;
 - овальностью или отклонением формы профиля резьбы труб и муфт, в том числе, при работе трубным ключом с приложением чрезмерных усилий, приводящих к деформации, особенно при развинчивании;
 - нарушением порядка спуска труб по группе прочности и толщине стенки, создающим напряжения в резьбовых соединениях, превышающих предел текучести металла;
- 13) чрезмерное натяжение колонны при ее освобождении от прихватов;
- 14) коррозионное повреждение труб и муфт;
- 15) удары по соединению муфты с трубой при транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах;
- 16) повреждения насосной штанги.

10.1.3 Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций

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

10.1.3.2 Для предотвращения аварийных ситуаций при ведении работ по эксплуатации скважин следует:

- строго соблюдать требования действующих технологических регламентов, правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

- постоянно следить за состоянием скважины и исправностью оборудования и инструмента;
- знать и соблюдать правила эксплуатации оборудования и труб;
- осуществлять контроль действующих нагрузок;
- свинчивать соединение ключами, оснащенными моментомерами;
- выполнять в полном объеме и в срок мероприятия по безаварийному ведению работ на скважине;

- при эксплуатации насосно-компрессорных труб нагрузки на них не должны превышать предельных нагрузок в соответствии с Приложением А, требованиями ТУ, рекомендациями «Технического каталога резьбовых соединений» (Трубной Металлургической компании) и ИСО 10405 для труб, изготовленных по API Spec 5CT (действующая редакция), 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;
- 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, нарушения герметичности резьбового соединения.

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

- определение содержания агрессивных газов (углекислого газа и сероводорода) в добываемом флюиде. Желательно также определение pH и химического состава пластовых вод (содержание ионов железа, органических кислот, общее количество хлоридов и других коррозионно-активных компонентов);
- проведение испытаний по определению скорости коррозии с помощью контрольных образцов, изготовленных из тех же материалов, что и эксплуатируемые трубы;
- проведение контроля с помощью измерительных или оптико-инструментальных приборов.

10.1.3.4 Наиболее характерными коррозионными разрушениями поверхности труб являются питтинговая коррозия, коррозионное растрескивание под напряжением, сульфидное растрескивание под напряжением, износ элементов с внутренней резьбой. Возможны другие виды локального коррозионного разрушения – эрозионный износ, коррозия в виде отдельных язв (каверн). Глубина питтингов и язв (каверн) может быть измерена с помощью подходящего измерительного инструмента (глубиномера или профилометра). Для выявления растрескивания могут быть необходимы дополнительные вспомогательные методы, например, проведение магнитопорошковой дефектоскопии. Коррозионное разрушение обычно происходит при воздействии пластовой воды на поверхность металла и может быть усугублено абразивным воздействием насосного оборудования, газлифтом или высокими скоростями извлекаемой жидкости. На развитие процессов коррозии также оказывает влияние различие в микроструктуре металла, в состоянии поверхности, морфологии и адгезии образовавшихся осадков (продукты коррозии могут, как плотно прилегать к поверхности металла, так и отслаиваться от нее, в результате чего образуются гальванические пары). Известна также биметаллическая коррозия, возникающая в результате соединения разнородных металлов. Простой и универсальный способ защиты от коррозионного разрушения не может быть предложен, вследствие того, что коррозионные разрушения возникают в результате комплексного воздействия целого ряда факторов и принимают различные формы. Каждая проблема коррозионного

поражения должна решаться отдельно с учетом известных факторов и конкретных условий эксплуатации.

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

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

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

10.1.3.5 Рекомендуемые эксплуатационные характеристики для новых труб приведены в Приложении А.

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

11 КРИТЕРИИ ПРЕДЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ

Все трубы не должны иметь нижеперечисленных дефектов:

- трещин любого характера (закалочных, усталостных и т.д.);
 - остаточную толщину стенки менее 50 % от номинальной (трубы 5 класса по таблице 14);
 - сквозных отверстий любой формы;
 - вмятин на теле трубы, выводящих внутренний диаметр за пределы допуска (заклинивание оправки при шаблонировании);
 - кривизну в двух и более плоскостях;
 - негерметичность по телу трубы при проведении гидростатического испытания;
 - любых неповерхностных несовершенств, которые, будучи спроецированными на поверхность, занимали бы площадь более 260 мм²;
 - любых линейных несовершенств на наружной и внутренней поверхности, любой ориентации, с глубиной, превышающей указанную в API 5CT (таблица С33), ГОСТ 633, ГОСТ 31446 и других НД;
 - любого несовершенства высадки конца трубы, любой ориентации, с глубиной, более указанной в API 5CT (таблица С34), ГОСТ 633, ГОСТ 31446 и других НД.
- Трубы, имеющие перечисленные дефекты, к эксплуатации не допускаются.

12 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

13 СВЕДЕНИЯ О КВАЛИФИКАЦИИ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

13.1 К персоналу, эксплуатирующему трубы, относятся:

- бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ;
- оператор по опробованию (испытанию) скважин;
- прессовщик труб;
- помощник бурильщика по эксплуатации и разведочному бурению скважин на нефть и газ (первый);
- бурильщик капитального ремонта скважин;
- оператор по подземному бурению скважин;
- помощник бурильщика капитального ремонта скважин.

13.2 Непосредственно к проведению работ с насосно-компрессорными трубами могут быть допущены рабочие и специалисты, имеющие соответствующую квалификацию, профессиональную подготовку и достаточные знания для выполнения работ, ознакомленные с требованиями данного Руководства по эксплуатации.

13.3 Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций.

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

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

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

14 УКАЗАНИЯ ПО ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ

14.1 Вывод насосно-компрессорных труб из эксплуатации производится при достижении изделием показателей, приведенных в п.9.1.4.3 и п.11 настоящего Руководства по эксплуатации.

14.2 Вывод насосно-компрессорных труб из эксплуатации, поврежденных в результате аварии, производится на основании акта расследования аварии с колонной насосно-компрессорных труб.

14.3 В соответствии с приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242 отработавшие свой ресурс стальные трубы отнесены к отходам IV класса опасности.

14.4 В соответствии со статьей 9 Закона № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» деятельность по сбору, транспортировке, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов IV классов опасности подлежит лицензированию в соответствии с Федеральным законом от 04.05.2011 № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».

14.5 Трубы должны накапливаться на специальных оборудованных для этого промышленных площадках не более 11 месяцев. Если за указанный срок они не вывезены или складированы в не предназначенных для этого местах, то это может нанести ущерб окружающей среде.

14.6 Потребитель обязан паспортизировать этот вид отходов и информировать Росприроднадзор о его наличии и количестве. В случае, если при демонтаже указанных отходов осуществляется предварительная подготовка отходов к дальнейшей утилизации, включая их сортировку, разборку, очистку, то такая деятельность подпадает под определение «обработка отходов» и, следовательно, подлежит лицензированию.

14.7 Дальнейшая реализация б/у труб должна осуществляться компаниями, имеющими соответствующие лицензии (ст. 9, № 89-ФЗ и №7-ФЗ) на транспортировку, обез-

врезивание и обработку данного типа опасных отходов. При этом обезвреживание и обработку необходимо осуществлять по технологии, получившей положительное заключение государственной экологической экспертизы, а транспортирование бывших в эксплуатации труб должно выполняться с соблюдением норм безопасности на дорогах, которые по уровню требований не уступают перевозке опасных грузов. Лицензирование организаций производится в соответствии с положениями, изложенными в законе № 99-ФЗ. Этот закон касается лицензирования отдельных видов деятельности, к которым относятся сбор, обработка и утилизация отходов (ст.1, п.3, 99-ФЗ).

15 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие труб и муфт к ним требованиям нормативной документации в течение срока, оговоренного в нормативной документации на изготовление и контракте (договоре на поставку), при соблюдении требований настоящего руководства.

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 – Внутреннее 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					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	69,5	88,9	101,2	-	-	-
42	3,5	55,0	71,4	81,0	-	-	-
48	4,0	55,0	71,4	80,1	-	-	-
60	5,0	55,0	71,4	80,1	95,0	105,0	134,9
73	5,5	50,0	64,7	72,9	86,5	95,4	122,8
73	7,0	63,7	82,3	92,7	110,0	121,5	156,2
89	6,5	48,5	62,2	70,1	83,2	92,6	118,1
89	8,0	59,7	77,2	86,9	103,1	114,0	146,5
102	6,5	42,4	54,9	61,8	73,3	81,1	104,1
114	7,0	40,6	52,5	59,2	70,2	77,6	99,7

Таблица А.2 – 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	Наружное давление для труб групп прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	71,9	91,0	100,7	-	-	-
42	3,5	56,1	70,4	77,5	-	-	-
48	4,0	54,9	68,8	75,7	-	-	-
60	5,0	54,9	69,4	75,7	85,3	94,4	113,6
73	5,5	49,0	61,0	66,0	75,0	82,3	98,2
73	7,0	65,1	82,1	90,8	102,9	114,3	139,5
89	6,5	46,7	58,0	63,4	70,9	77,8	92,0
89	8,0	60,4	76,0	82,6	94,9	105,4	127,8
102	6,5	39,7	48,6	52,8	58,3	63,2	73,0
114	7,0	37,4	45,6	49,3	54,3	58,4	66,8

Таблица А.3 – Предельные растягивающие нагрузки для гладких труб с резьбой треугольного профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельные растягивающие нагрузки, кН					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	70,8	91,7	103,1	-	-	-
42	3,5	94,7	123,1	138,4	-	-	-
48	4,0	132,0	170,9	192,2	-	-	-
60	5,0	230,2	298,2	335,2	397,8	440	564,8
73	5,5	322,3	417,6	469,5	557,1	614	790,9
73	7,0	430,3	557,5	626,8	743,7	820	1056,0
89	6,5	485,8	629,4	707,6	839,6	928	1192,2
89	8,0	-	-	-	-	-	-
102	6,5	520	674,6	758,4	899,9	995	1277,7
114	7,0	651,6	844,1	949,0	1126,1	1245	1598,9

Таблица А.4 – Предельные растягивающие нагрузки для труб с высаженными концами с резьбой треугольного профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельные растягивающие нагрузки, кН					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	124,5	161,3	181,4	-	-	-
42	3,5	163,7	211,9	238,2	-	-	-
48	4,0	210,7	272,9	306,9	-	-	-
60	5,0	329,2	426,4	479,4	568,9	658	807,7
73	5,5	442,7	573,5	644,7	765,1	884	1086,3
73	7,0	550,7	713,4	802,0	951,7	1100	1351,3
89	6,5	632,9	819,9	921,8	1093,8	1266	1553,0
89	8,0	770,2	997,8	1121,8	1331,1	1540	1890,0
102	6,5	735,6	953,0	1071,4	1271,3	1471	1805,1
114	7,0	893,9	1158,0	1301,9	1544,8	1788	2193,4

Таблица А.5 – Предельные растягивающие нагрузки для высокогерметичных труб с резьбой трапецеидального профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельные растягивающие нагрузки, кН					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	-	-	-	-	-	-
42	3,5	-	-	-	-	-	-
48	4,0	-	-	-	-	-	-
60	5,0	309,3	410,2	414,9	459,2	514	609,5
73	5,5	426,7	565,8	573,2	635,3	705	844,5
73	7,0	562,2	745,5	755,3	837,0	911	1112,6
89	6,5	631,2	836,5	849,5	942,9	1039	1255,6
89	8,0	801,9	1062,8	1079,3	1198,0	1301	1595,3
102	6,5	731,1	968,5	985,3	1095,3	1211	1460,4
114	7,0	897,4	1188,4	1211,3	1348,3	1488	1800,3

Таблица А.6 – Справочные расчетные моменты свинчивания насосно-компрессорных труб с резьбой треугольного профиля, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, Нм					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	390	510	540	-	-	-
42	3,5	470	620	660	-	-	-
48	4,0	630	870	880	-	-	-
60	5,0	1040	1360	1440	1650	1924	2270
73	5,5	1420	1860	1990	2280	2651	3140
	7,0	1900	2490	2650	3040	3545	4190
89	6,5	2000	2620	2810	3230	3824	4450
	8,0	-	-	-	-	-	-
102	6,5	1990	2610	2790	3220	4191	4450
114	7,0	2320	3030	3260	3760	4912	5200

Примечание.
 1 Расчетные моменты свинчивания приведены для подбора трубного ключа соответствующих характеристик.
 2 При эксплуатации оптимальный момент свинчивания устанавливается в соответствии с п.7.2.7.5.

Таблица А.7 – Справочные расчетные моменты свинчивания насосно-компрессорных труб с высаженными концами с резьбой треугольного профиля, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, Нм					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	830	1100	1160	-	-	-
42	3,5	940	1250	1310	-	-	-
48	4,0	1380	1820	1750	-	-	-
60	5,0	1800	2360	2510	2880	3457	3960
73	5,5	2230	2920	3120	3580	4248	4940
	7,0	2680	3520	3760	4310	5120	5940
89	6,5	3080	4040	4330	4980	5935	6880
	8,0	3630	4750	5090	5860	7138	8090
102	6,5	3400	4460	4790	5520	6563	7630
114	7,0	3920	5120	5510	6360	7551	8810

Примечание.
 1 Расчетные моменты свинчивания приведены для подбора трубного ключа соответствующих характеристик.
 2 При эксплуатации оптимальный момент свинчивания устанавливается в соответствии с 7.2.7.5.

Таблица А.8 – Справочные расчетные моменты свинчивания высокогерметичных труб с резьбой трапецеидального профиля, изготовленных в соответствии с ГОСТ 633

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, Нм					
		Д	К	Е	Л	М	Р
33	3,5	-	-	-	-	-	-
42	3,5	-	-	-	-	-	-
48	4,0	-	-	-	-	-	-
60	5,0	1025	1219	1297	1489	1710	2049
73	5,5	1081	1293	1382	1592	1828	2196
	7,0	1322	1754	1875	2161	2482	2982
89	6,5	2199	2644	2833	3270	3758	4519
	8,0	2821	3396	3640	4203	4830	5811
102	6,5	2556	3089	3319	3837	4411	5313
114	7,0	3699	4485	4828	5590	6428	7749

Примечание.
1 Расчетные моменты свинчивания приведены для подбора трубного ключа соответствующих характеристик.
2 При эксплуатации оптимальный момент свинчивания устанавливается в соответствии с 7.2.6.6.

Таблица А.9 – Расчетные показатели для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТН и ЕU, НКТВ по ГОСТ 31446 и API 5СТ 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		НКТН	НКТВ	НКМ
Обычная муфта	Специальная муфта									
33,40	3,38	H40	52,0	48,9	48,8	48,8	–	–	–	–
33,40	4,55	H40	72,1	65,8	–	65,7	–	–	–	–
33,40	3,38	J55	69,2	67,1	67,0	67,0	–	67,1	67,1	–
33,40	3,50	J55	71,9	69,5	69,5	69,5	–	69,5	69,5	–
33,40	4,55	J55	96,4	90,4	–	90,3	–	90,4	90,4	–
33,40	3,50	K72	91,0	88,9	–	–	–	90,0	90,0	–
33,40	3,38	L80 9Cr	95,1	97,8	97,6	97,6	–	97,8	97,8	–
33,40	3,50	L80 9Cr	99,1	101,2	–	–	–	101,2	101,2	–
33,40	4,55	L80 9Cr	133,8	131,6	–	131,3	–	131,6	131,6	–
33,40	3,38	L80	95,1	97,8	97,6	97,6	–	97,8	97,8	–
33,40	3,50	L80	99,1	101,2	–	–	–	101,2	101,2	–
33,40	4,55	L80	133,8	131,6	–	131,3	–	131,6	131,6	–
33,40	3,38	N80	96,7	97,8	97,6	97,6	–	97,8	97,8	–
33,40	3,50	N80	100,7	101,2	–	–	–	101,2	101,2	–
33,40	4,55	N80	136,1	131,6	–	131,3	–	–	131,6	–
33,40	3,38	C90	103,2	110,0	109,8	109,8	–	110,0	110,0	–
33,40	4,55	C90	145,3	148,0	–	147,7	–	–	148,0	–
33,40	3,38	T95	108,5	116,0	115,8	115,8	–	116,0	116,0	–
33,40	4,55	T95	153,0	156,2	–	155,9	–	–	156,2	–
33,40	4,55	P110	181,8	180,7	–	180,5	–	–	180,7	–
42,16	3,18	H40	37,3	36,4	–	–	–	–	–	–
42,16	3,56	H40	42,4	40,8	40,7	40,7	–	–	–	–
42,16	4,85	H40	59,9	55,6	–	55,5	–	–	–	–
42,16	3,18	J55	49,0	50,0	–	–	–	–	–	–
42,16	3,56	J55	56,1	56,0	55,9	55,9	–	56,0	56,0	–
42,16	4,85	J55	79,9	76,3	–	76,3	–	76,3	76,3	–
42,16	3,56	K72	70,4	72,4	72,6	72,6	–	72,6	72,6	–
42,16	3,56	L80 9Cr	76,3	81,6	81,4	81,4	–	81,6	81,6	–
42,16	4,85	L80 9Cr	110,4	111,1	–	111,0	–	–	111,1	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
42,16	3,56	L80	76,3	81,6	81,4	81,4	–	81,6	81,6	–
42,16	4,85	L80	110,4	111,1	–	111,0	–	–	111,1	–
42,16	3,56	N80	77,5	81,6	81,4	81,4	–	81,6	81,6	–
42,16	4,85	N80	112,3	111,1	–	111,0	–	–	111,1	–
42,16	3,56	C90	82,7	91,8	91,5	91,5	–	91,8	91,8	–
42,16	4,85	C90	119,9	125,0	–	124,8	–	–	125,0	–
42,16	3,56	T95	86,7	96,8	96,6	96,6	–	96,8	96,8	–
42,16	4,85	T95	126,1	131,9	–	131,8	–	–	131,9	–
42,16	4,85	P110	149,1	152,6	–	152,6	–	–	152,6	–
48,26	3,18	H40	31,7	31,8	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	H40	37,8	36,8	36,8	36,8	–	–	–	–
48,26	5,08	H40	54,3	50,8	–	50,8	–	–	–	–
48,26	3,18	J55	41,3	43,7	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	J55	49,6	50,6	50,6	50,6	–	50,6	50,6	–
48,26	4,00	J55	54,9	55,0	–	–	–	55,0	55,0	–
48,26	5,08	J55	72,3	69,8	–	69,8	–	–	–	–
48,26	4,00	K72	68,8	71,1	–	–	–	71,2	71,2	–
48,26	3,68	L80 9Cr	66,9	73,7	73,6	73,6	–	73,7	73,7	–
48,26	4,00	L80 9Cr	74,5	80,1	–	–	–	80,1	80,1	–
48,26	5,08	L80 9Cr	99,6	101,7	–	101,6	–	–	–	–
48,26	6,35	L80 9Cr	128,7	127,1	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	L80 9Cr	157,9	152,5	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	L80	66,9	73,7	73,6	73,6	–	–	–	–
48,26	4,00	L80	74,5	80,1	–	–	–	80,1	80,1	–
48,26	5,08	L80	99,6	101,7	–	101,6	–	–	–	–
48,26	6,35	L80	128,7	127,1	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	L80	157,9	152,5	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	N80	67,9	73,7	73,6	73,6	–	–	–	–
48,26	4,00	N80	75,7	80,1	–	–	–	80,1	80,1	–
48,26	5,08	N80	101,3	101,7	–	101,6	–	–	–	–
48,26	3,68	C90	72,4	82,9	82,8	82,8	–	–	–	–
48,26	5,08	C90	108,1	114,4	–	114,2	–	–	–	–
48,26	6,35	C90	139,7	143,0	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	C90	171,4	171,6	–	–	–	–	–	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
Обычная муфта	Специальная муфта									
48,26	3,68	T95	75,7	87,4	87,4	87,4	–	–	–	–
48,26	5,08	T95	113,7	120,7	–	120,6	–	–	–	–
48,26	6,35	T95	147,1	150,8	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	T95	180,6	181,0	–	–	–	–	–	–
48,26	5,08	P110	133,9	139,6	–	139,6	–	–	–	–
52,40	3,96	H40	37,4	36,5	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	H40	56,6	52,7	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	J55	49,1	50,1	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	J55	75,3	72,4	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	L80 9Cr	66,1	73,0	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	L80 9Cr	103,9	105,4	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	L80	66,1	73,0	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	L80	103,9	105,4	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	N80	67,1	73,0	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	N80	105,7	105,4	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	C90	71,5	82,1	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	C90	112,8	118,6	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	T95	74,8	86,6	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	T95	118,7	125,1	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	P110	140,0	144,8	–	–	–	–	–	–
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 9Cr	59,8	67,9	67,8	–	–	67,9	67,9	–
60,32	4,83	L80 9Cr	71,3	77,4	77,2	77,2	77,2	77,4	77,4	–
60,32	5,00	L80 9Cr	74,5	80,1	–	–	–	80,1	80,1	80,1
60,32	6,45	L80 9Cr	101,5	103,3	103,1	102,4	78,8	103,3	103,3	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
60,32	7,49	L80 9Cr	120,5	119,9	–	–	–	–	–	–
60,32	8,53	L80 9Cr	139,6	136,6	–	102,4	78,8	–	–	–
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
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	–	–	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
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 9Cr	66,0	72,9	72,8	72,8	72,8	72,9	72,9	72,9
73,02	7,01	L80 9Cr	89,3	92,7	92,6	92,6	76,0	92,7	92,7	92,7
73,02	7,82	L80 9Cr	101,7	103,5	103,4	102,9	76,0	–	–	–
73,02	8,64	L80 9Cr	114,1	114,3	–	102,9	76,0	–	–	–
73,02	9,96	L80 9Cr	134,0	131,8	–	–	–	–	–	–
73,02	11,18	L80 9Cr	152,6	147,9	–	–	–	–	–	–
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

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
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	–	–	–
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 9Cr	49,3	59,7	59,5	–	–	–	–	–
88,90	6,45	L80 9Cr	62,5	70,1	70,0	70,0	70,0	70,1	70,1	70,1
88,90	7,34	L80 9Cr	74,2	79,8	79,6	–	–	79,8	79,8	79,8
88,90	8,00	L80 9Cr	82,6	86,9	–	–	–	–	86,9	86,9
88,90	9,52	L80 9Cr	101,6	103,4	103,4	103,4	73,4	103,4	103,4	103,4
88,90	10,92	L80 9Cr	119,0	118,7	–	–	–	–	–	–
88,90	12,09	L80 9Cr	133,6	131,4	–	–	–	–	–	–
88,90	13,46	L80 9Cr	150,7	146,3	–	–	–	–	–	–
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	103,4	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

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
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
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 9Cr	42,6	54,6	54,5	–	–	–	–	–
101,60	6,50	L80 9Cr	52,1	61,8	–	–	–	61,8	61,8	61,8
101,60	6,65	L80 9Cr	53,9	63,2	–	63,2	–	63,2	63,2	63,2
101,60	8,38	L80 9Cr	74,1	79,7	–	–	–	–	–	–
101,60	10,54	L80 9Cr	97,9	100,2	–	–	–	–	–	–
101,60	12,70	L80 9Cr	121,4	120,8	–	–	–	–	–	–
101,60	15,49	L80 9Cr	151,9	147,3	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
						Обычная муфта	Специальная муфта			
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
114,30	7,00	K72	45,6	52,5	–	–	–	52,6	52,6	52,6
114,30	6,88	L80 9Cr	47,3	58,1	58,1	58,1	–	58,1	58,1	58,1
114,30	7,00	L80 9Cr	48,7	59,2	–	–	–	59,2	59,2	59,2
114,30	8,56	L80 9Cr	65,3	72,3	–	–	–	–	–	–
114,30	9,65	L80 9Cr	76,3	81,6	–	–	–	–	–	–
114,30	10,92	L80 9Cr	88,8	92,3	–	–	–	–	–	–
114,30	12,70	L80 9Cr	106,1	107,3	–	–	–	–	–	–
114,30	14,22	L80 9Cr	120,8	120,2	–	–	–	–	–	–
114,30	16,00	L80 9Cr	138,0	135,2	–	–	–	–	–	–

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		НКТН	НКТВ	НКМ
Обычная муфта	Специальная муфта									
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

Примечания:

1. Расчетные показатели в настоящей таблице указаны для эксплуатации труб, соответствующих требованиям ГОСТ 31446 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 и L80 тип 13Cr.
3. Минимальное внутреннее давление возникновения 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.10 – Расчетные показатели для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТН и ЕУ, НКТВ по ГОСТ 31446 и API 5СТ 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			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	ЕУ				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
33,40	3,38	26,64	H40	88,1	48,9	88,1	–	–	–	–
33,40	4,55	24,30	H40	113,9	–	113,9	–	–	–	–
33,40	3,38	26,64	J55	121,0	67,2	121,0	–	67,0	120,8	–
33,40	3,50	26,40	J55	124,5	–	–	–	70,8	124,5	–
33,40	4,55	24,30	J55	156,1	–	156,1	–	102,5	156,2	–
33,40	3,50	26,40	K72	161,3	–	–	–	91,7	161,3	–
33,40	3,38	26,64	L80 9Cr	175,7	97,4	175,7	–	97,6	175,9	–
33,40	3,50	26,40	L80 9Cr	181,4	–	–	–	103,1	181,4	–
33,40	4,55	24,30	L80 9Cr	227,3	–	227,3	–	149,2	227,5	–
33,40	3,38	26,64	L80	175,7	97,4	175,7	–	97,6	175,9	–
33,40	3,50	26,40	L80	181,4	–	–	–	103,1	181,4	–
33,40	4,55	24,30	L80	227,3	–	227,3	–	149,2	227,5	–
33,40	3,38	26,64	N80	175,7	97,4	175,7	–	97,6	175,9	–
33,40	3,50	26,40	N80	181,4	–	–	–	103,1	181,4	–
33,40	4,55	24,30	N80	227,3	–	227,3	–	–	227,5	–
33,40	3,38	26,64	C90	197,9	109,9	197,9	–	109,8	197,9	–
33,40	4,55	24,30	C90	255,8	–	255,8	–	–	204,1	–
33,40	3,38	26,64	T95	208,6	115,6	208,6	–	115,8	208,7	–
33,40	4,55	24,30	T95	270,0	–	270,0	–	–	270,0	–
33,40	4,55	24,30	P110	312,7	–	312,7	–	–	312,4	–
42,16	3,18	35,80	H40	107,2	–	–	–	–	–	–
42,16	3,56	35,04	H40	119,2	68,9	119,2	–	–	–	–
42,16	4,85	32,46	H40	156,6	–	156,6	–	–	–	–
42,16	3,18	35,80	J55	147,7	–	–	–	–	–	–
42,16	3,56	35,04	J55	163,7	94,7	163,7	–	–	–	–
42,16	4,85	32,46	J55	215,7	–	215,7	–	–	–	–
42,16	3,56	35,04	K72	212,0	–	–	–	123,1	211,9	–
42,16	3,56	35,04	L80 9Cr	238,0	137,9	238,0	–	138,4	238,2	–
42,16	4,85	32,46	L80 9Cr	313,6	–	313,6	–	213,9	313,6	–
42,16	3,56	35,04	L80	238,0	137,9	238,0	–	138,4	238,2	–
42,16	4,85	32,46	L80	313,6	–	313,6	–	213,9	313,6	–
42,16	3,56	35,04	N80	238,0	137,9	238,0	–	138,4	238,2	–
42,16	4,85	32,46	N80	313,6	–	313,6	–	–	313,6	–

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						
				Текущая часть тела трубы	Трубы с резьбой и муфтой			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	ЕУ				
					Обычная муфта	Специальная муфта				
42,16	3,56	35,04	C90	267,8	155,2	267,8	–	155,7	268,0	–
42,16	4,85	32,46	C90	352,7	–	352,7	–	–	352,8	–
42,16	3,56	35,04	T95	282,9	164,1	282,9	–	164,3	282,6	–
42,16	4,85	32,46	T95	372,3	–	372,3	–	–	372,2	–
42,16	4,85	32,46	P110	431,0	–	431,0	–	–	430,7	–
48,26	3,18	41,90	H40	124,1	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	H40	142,3	85,0	142,3	–	–	–	–
48,26	5,08	38,10	H40	189,9	–	189,9	–	–	–	–
48,26	3,18	41,90	J55	170,4	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	J55	195,3	116,5	195,3	–	116,6	195,2	–
48,26	4,00	40,26	J55	210,7	–	–	–	132,0	210,7	–
48,26	5,08	38,10	J55	261,1	–	261,1	–	–	–	–
48,26	4,00	40,26	K72	272,9	–	–	–	170,9	272,9	–
48,26	3,68	40,90	L80 9Cr	284,2	169,9	284,2	–	169,7	284,4	–
48,26	4,00	40,26	L80 9Cr	306,9	–	–	–	192,2	306,9	–
48,26	5,08	38,10	L80 9Cr	379,9	–	379,9	–	–	–	–
48,26	6,35	35,56	L80 9Cr	461,3	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	33,02	L80 9Cr	536,4	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	L80	284,2	169,9	284,2	–	169,7	284,4	–
48,26	4,00	40,26	L80	306,9	–	–	–	192,2	306,9	–
48,26	5,08	38,10	L80	379,9	–	379,9	–	–	–	–
48,26	6,35	35,56	L80	461,3	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	33,02	L80	536,4	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	N80	284,2	169,9	284,2	–	169,7	284,4	–
48,26	4,00	40,26	N80	306,9	–	–	–	192,2	306,9	–
48,26	5,08	38,10	N80	379,9	–	379,9	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	C90	319,8	190,8	319,8	–	–	–	–
48,26	5,08	38,10	C90	427,5	–	427,5	–	–	–	–
48,26	6,35	35,56	C90	518,6	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	33,02	C90	603,6	–	–	–	–	–	–
48,26	3,68	40,90	T95	337,6	201,5	337,6	–	–	–	–
48,26	5,08	38,10	T95	451,5	–	451,5	–	–	–	–
48,26	6,35	35,56	T95	547,5	–	–	–	–	–	–
48,26	7,62	33,02	T95	637,4	–	–	–	–	–	–
48,26	5,08	38,10	P110	522,6	–	522,6	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	H40	166,4	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	H40	231,3	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	J55	228,6	–	–	–	–	–	–

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			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	ЕУ				
					Обычная муфта	Специальная муфта				
52,40	5,72	40,96	J55	317,6	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	L80 9Cr	332,7	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	L80 9Cr	462,1	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	L80	332,7	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	L80	462,1	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	N80	332,7	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	N80	462,1	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	C90	374,5	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	C90	520,0	–	–	–	–	–	–
52,40	3,96	44,48	T95	395,0	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	T95	548,9	–	–	–	–	–	–
52,40	5,72	40,96	P110	635,6	–	–	–	–	–	–
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 9Cr	411,9	267,8	–	–	267,9	412,1	–
60,32	4,83	50,66	L80 9Cr	463,9	319,8	463,9	463,9	320,4	464,5	–
60,32	5,00	50,32	L80 9Cr	479,4	–	–	–	335,2	479,4	414,9
60,32	6,45	47,42	L80 9Cr	602,3	458,1	602,3	602,3	458,1	602,2	–
60,32	7,49	45,34	L80 9Cr	685,9	–	–	–	–	–	–
60,32	8,53	43,26	L80 9Cr	765,9	–	765,9	628,5	–	–	–
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	–

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						
				Текущая нагрузка трубы	Трубы с резьбой и муфтой			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	ЕУ				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
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
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 9Cr	645,0	469,7	645,0	645,0	469,5	644,7	547,6
73,02	7,01	59,00	L80 9Cr	802,0	626,7	802,0	802,0	626,8	802,0	721,5
73,02	7,82	57,38	L80 9Cr	883,8	708,6	883,8	858,9	–	–	–
73,02	8,64	54,74	L80 9Cr	963,4	–	963,4	858,9	–	–	–
73,02	9,96	53,10	L80 9Cr	1 088,0	–	–	–	–	–	–
73,02	11,18	50,66	L80 9Cr	1 197,8	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–

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						
				Текущая нагрузка трубы	Трубы с резьбой и муфтой		НКТН	НКТВ	НКМ	
					NU	ЕУ				
					Обычная муфта	Специальная муфта				
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 9Cr	792,6	579,1	–	–	–	–	–
88,90	6,45	76,00	L80 9Cr	921,6	707,7	921,6	921,6	707,6	921,8	812,3
88,90	7,34	74,22	L80 9Cr	1 037,3	823,3	–	–	823,5	1037,6	939,6
88,90	8,00	72,90	L80 9Cr	1121,8	–	–	–	907,6	1121,8	1032,1
88,90	9,52	69,86	L80 9Cr	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 9Cr	1 475,8	–	–	–	–	–	–
88,90	12,09	64,72	L80 9Cr	1 609,3	–	–	–	–	–	–
88,90	13,46	61,98	L80 9Cr	1 759,6	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–

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						
				Текущая сила трубы	Трубы с резьбой и муфтой			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	EU				
					Обычная муфта	Специальная муфта				
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
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 9Cr	953,7	640,5	–	–	–	–	–

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						
				Текущая нагрузка трубы	Трубы с резьбой и муфтой			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	EU				
						Обычная муфта	Специальная муфта			
101,60	6,50	88,60	L80 9Cr	1071,4	–	–	–	758,4	1071,4	943,1
101,60	6,65	88,30	L80 9Cr	1 095,1	–	1 095,1	–	781,4	1094,4	968,3
101,60	8,38	84,84	L80 9Cr	1 354,0	–	–	–	–	–	–
101,60	10,54	80,52	L80 9Cr	1 663,1	–	–	–	–	–	–
101,60	12,70	76,20	L80 9Cr	1 956,2	–	–	–	–	–	–
101,60	15,49	70,62	L80 9Cr	2 312,1	–	–	–	–	–	–
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
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 9Cr	1281,0	928,3	1 281,0	–	928,1	1281,0	1160,5

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			НКТН	НКТВ	НКМ
					NU	EU				
				Обычная муфта	Специальная муфта					
114,30	7,00	100,30	L80 9Cr	1301,9	–	–	–	949,0	1301,9	1160,5
114,30	8,56	97,18	L80 9Cr	1 568,4	–	–	–	–	–	–
114,30	9,65	95,00	L80 9Cr	1 749,8	–	–	–	–	–	–
114,30	10,92	92,46	L80 9Cr	1 956,2	–	–	–	–	–	–
114,30	12,70	88,90	L80 9Cr	2 235,6	–	–	–	–	–	–
114,30	14,22	85,86	L80 9Cr	2 466,9	–	–	–	–	–	–
114,30	16,00	82,30	L80 9Cr	2 725,7	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–
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

Примечания:

1. Расчетные показатели в настоящей таблице указаны для эксплуатации труб, соответствующих требованиям ГОСТ 31446 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 и L80 тип 13Cr.

Таблица А.11– Расчетные значения момента свинчивания для насосно-компрессорных труб с резьбовыми соединениями NU, НКТН и ЕU, НКТВ по ГОСТ 31446 и API 5СТ

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
33,40	3,38	H40	NU	280	EU	590	–	–	–	–
33,40	4,55	H40	–	–	EU	1150	–	–	–	–
33,40	3,38	J55	NU	370	EU	770	НКТН	370	НКТВ	780
33,40	3,50	J55	–	–	–	–	НКТН	390	НКТВ	830
33,40	4,55	J55	–	–	EU	1300	НКТН	560	НКТВ	1300
33,40	3,50	K72	–	–	–	–	НКТН	510	НКТВ	1100
33,40	3,38	L80	NU	500	EU	1040	НКТН	500	НКТВ	1040
33,40	3,50	L80	NU	–	EU	–	НКТН	520	НКТВ	1120
33,40	4,55	L80	NU	–	EU	1750	НКТН	760	НКТВ	1760
33,40	3,38	N80	NU	510	EU	1070	НКТН	510	НКТВ	1070
33,40	3,50	N80	NU	–	EU	–	НКТН	540	НКТВ	1160
33,40	4,55	N80	NU	–	EU	1800	НКТН	–	НКТВ	1810
33,40	3,38	C90	NU	540	EU	1130	НКТН	540	НКТВ	1130
33,40	4,55	C90	NU	–	EU	1900	НКТН	–	НКТВ	1910
33,40	3,38	T95	NU	570	EU	1190	НКТН	570	НКТВ	1190
33,40	4,55	T95	NU	–	EU	2000	НКТН	–	НКТВ	2010
33,40	4,55	P110	NU	–	EU	2350	НКТН	–	НКТВ	2360
42,16	3,56	H40	NU	360	EU	720	НКТН	–	НКТВ	–
42,16	4,85	H40	NU	–	EU	1390	НКТН	–	НКТВ	–
42,16	3,56	J55	NU	470	EU	940	НКТН	470	НКТВ	940
42,16	4,85	J55	NU	–	EU	1590	НКТН	800	НКТВ	1590
42,16	3,56	K72	NU	620	EU	1240	НКТН	620	НКТВ	1250
42,16	3,56	L80	NU	640	EU	1270	НКТН	640	НКТВ	1280
42,16	4,85	L80	NU	–	EU	2150	НКТН	990	НКТВ	2150
42,16	3,56	N80	NU	660	EU	1300	НКТН	660	НКТВ	1310
42,16	4,85	N80	NU	–	EU	2200	НКТН	–	НКТВ	2210
42,16	3,56	C90	NU	700	EU	1380	НКТН	700	НКТВ	1390
42,16	4,85	C90	NU	–	EU	2340	НКТН	–	НКТВ	2340
42,16	3,56	T95	NU	740	EU	1460	НКТН	730	НКТВ	1460
42,16	4,85	T95	NU	–	EU	2460	НКТН	–	НКТВ	2470
42,16	4,85	P110	NU	–	EU	2890	НКТН	–	НКТВ	2900
48,26	3,68	H40	NU	430	EU	910	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	5,08	H40	NU	–	EU	1740	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	3,68	J55	NU	560	EU	1190	НКТН	560	НКТВ	1190
48,26	4,00	J55	NU	–	EU	–	НКТН	630	НКТВ	1380
48,26	5,08	J55	NU	–	EU	2010	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	4,00	K72	NU	–	EU	–	НКТН	870	НКТВ	1820
48,26	3,68	L80	NU	760	EU	1610	НКТН	760	НКТВ	1620
48,26	4,00	L80	NU	–	EU	–	НКТН	680	НКТВ	1870
48,26	5,08	L80	NU	–	EU	2730	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	3,68	N80	NU	780	EU	1650	НКТН	780	НКТВ	1650
48,26	4,00	N80	NU	–	EU	–	НКТН	880	НКТВ	1750
48,26	5,08	N80	NU	–	EU	2800	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	3,68	C90	NU	830	EU	1760	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	5,08	C90	NU	–	EU	2980	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	3,68	T95	NU	870	EU	1850	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	5,08	T95	NU	–	EU	3130	НКТН	–	НКТВ	–
48,26	5,08	P110	NU	–	EU	3680	НКТН	–	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
60,32	4,24	H40	NU	630	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
60,32	4,83	H40	NU	760	EU	1340	HKTH	–	HKTB	–
60,32	4,24	J55	NU	830	EU	–	HKTH	830	HKTB	1590
60,32	4,83	J55	NU	990	EU	1750	HKTH	990	HKTB	1750
60,32	5,00	J55	NU	–	EU	–	HKTH	1040	HKTB	1800
60,32	5,00	K72	NU	–	EU	–	HKTH	1360	HKTB	2360
60,32	4,24	L80	NU	1130	EU	–	HKTH	1130	HKTB	2170
60,32	4,83	L80	NU	1350	EU	2390	HKTH	1350	HKTB	2390
60,32	5,00	L80	NU	–	EU	–	HKTH	1410	HKTB	2450
60,32	6,45	L80	NU	1930	EU	2970	HKTH	1930	HKTB	2970
60,32	8,53	L80	NU	–	EU	2770	HKTH	–	HKTB	–
60,32	4,24	N80	NU	1160	EU	–	HKTH	1150	HKTB	2220
60,32	4,83	N80	NU	1380	EU	2450	HKTH	1380	HKTB	2450
60,32	5,00	N80	NU	–	EU	–	HKTH	1440	HKTB	2510
60,32	6,45	N80	NU	1980	EU	3040	HKTH	1970	HKTB	3040
60,32	4,24	C90	NU	1230	EU	–	HKTH	1230	HKTB	2370
60,32	4,83	C90	NU	1470	EU	2610	HKTH	1470	HKTB	2610
60,32	5,00	C90	NU	–	EU	–	HKTH	1540	HKTB	2680
60,32	6,45	C90	NU	2110	EU	3250	HKTH	2100	HKTB	3240
60,32	8,53	C90	NU	–	EU	3020	HKTH	–	HKTB	–
60,32	4,83	R95	NU	–	EU	–	HKTH	1580	HKTB	2800
60,32	5,00	R95	NU	–	EU	–	HKTH	1650	HKTB	2880
60,32	6,45	R95	NU	–	EU	–	HKTH	2260	HKTB	3480
60,32	4,24	T95	NU	1300	EU	–	HKTH	1300	HKTB	2490
60,32	4,83	T95	NU	1540	EU	2750	HKTH	1550	HKTB	2750
60,32	5,00	T95	NU	–	EU	–	HKTH	1620	HKTB	2820
60,32	6,45	T95	NU	2220	EU	3420	HKTH	2210	HKTB	3410
60,32	8,53	T95	NU	–	EU	3180	HKTH	–	HKTB	–
60,32	4,83	P110	NU	1800	EU	3220	HKTH	–	HKTB	3220
60,32	5,00	P110	NU	–	EU	–	HKTH	–	HKTB	3300
60,32	6,45	P110	NU	2600	EU	4010	HKTH	2600	HKTB	4000
60,32	4,24	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	1820	HKTB	3500
60,32	4,83	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	2170	HKTB	3860
60,32	5,00	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	2270	HKTB	3960
60,32	6,45	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	3110	HKTB	4790
73,02	5,51	H40	NU	1080	EU	1700	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	J55	NU	1420	EU	2230	HKTH	1420	HKTB	2230
73,02	7,01	J55	NU	–	EU	–	HKTH	1900	HKTB	2680
73,02	5,51	K72	NU	1870	EU	2940	HKTH	1860	HKTB	2920
73,02	7,01	K72	NU	2500	EU	3540	HKTH	2490	HKTB	3520
73,02	5,51	L80	NU	1940	EU	3050	HKTH	1940	HKTB	3050
73,02	7,01	L80	NU	2590	EU	3680	HKTH	2560	HKTB	3670
73,02	7,82	L80	NU	2930	EU	4000	HKTH	–	HKTB	–
73,02	8,64	L80	NU	–	EU	3240	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	N80	NU	1990	EU	3120	HKTH	1990	HKTB	3120
73,02	7,01	N80	NU	2650	EU	3760	HKTH	2650	HKTB	3760
73,02	7,82	N80	NU	3000	EU	4090	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	C90	NU	2130	EU	3340	HKTH	2120	HKTB	3340
73,02	7,01	C90	NU	2840	EU	4020	HKTH	2830	HKTB	4020
73,02	7,82	C90	NU	3210	EU	4380	HKTH	–	HKTB	–

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
73,02	8,64	C90	NU	–	EU	3550	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	R95	NU	–	EU	–	HKTH	2280	HKTB	3580
73,02	7,01	R95	NU	–	EU	–	HKTH	3040	HKTB	4310
73,02	5,51	T95	NU	2230	EU	3520	HKTH	2230	HKTB	3520
73,02	7,01	T95	NU	2830	EU	4720	HKTH	2980	HKTB	4230
73,02	7,82	T95	NU	3370	EU	4590	HKTH	–	HKTB	–
73,02	8,64	T95	NU	–	EU	3740	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	P110	NU	2610	EU	4120	HKTH	2620	HKTB	4120
73,02	7,01	P110	NU	3490	EU	4950	HKTH	3490	HKTB	4960
73,02	7,82	P110	NU	3940	EU	5660	HKTH	–	HKTB	–
73,02	5,51	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	3140	HKTB	4940
73,02	7,01	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	4190	HKTB	5940
88,90	5,49	H40	NU	1250	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	H40	NU	1520	EU	2340	HKTH	–	HKTB	–
88,90	7,34	H40	NU	1770	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	5,49	J55	NU	1640	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	J55	NU	2010	EU	3090	HKTH	2000	HKTB	3080
88,90	7,34	J55	NU	2330	EU	–	HKTH	2330	HKTB	3400
88,90	8,00	J55	NU	–	EU	–	HKTH	2570	HKTB	3630
88,90	6,45	K72	NU	2640	EU	3750	HKTH	2620	HKTB	4040
88,90	8,00	K72	NU	–	EU	–	HKTH	–	HKTB	4750
88,90	5,49	L80	NU	2250	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	L80	NU	2750	EU	4240	HKTH	2750	HKTB	4240
88,90	7,34	L80	NU	3200	EU	–	HKTH	3200	HKTB	4670
88,90	8,00	L80	NU	–	EU	–	HKTH	3520	HKTB	4990
88,90	9,52	L80	NU	4260	EU	5700	HKTH	4250	HKTB	5690
88,90	5,49	N80	NU	2300	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	N80	NU	2810	EU	4330	HKTH	2810	HKTB	4330
88,90	7,34	N80	NU	3270	EU	–	HKTH	3270	HKTB	4770
88,90	8,00	N80	NU	–	EU	–	HKTH	3600	HKTB	5090
88,90	9,52	N80	NU	4350	EU	5820	HKTH	4340	HKTB	5810
88,90	5,49	C90	NU	2460	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	C90	NU	3010	EU	4650	HKTH	3010	HKTB	4650
88,90	7,34	C90	NU	3510	EU	–	HKTH	3500	HKTB	5120
88,90	8,00	C90	NU	–	EU	–	HKTH	3860	HKTB	5470
88,90	9,52	C90	NU	4670	EU	6250	HKTH	4660	HKTB	6240
88,90	6,45	R95	NU	–	EU	–	HKTH	3230	HKTB	4980
88,90	7,34	R95	NU	–	EU	–	HKTH	3760	HKTB	5490
88,90	8,00	R95	NU	–	EU	–	HKTH	4140	HKTB	5860
88,90	9,52	R95	NU	–	EU	–	HKTH	5000	HKTB	6690
88,90	5,49	T95	NU	2590	EU	–	HKTH	–	HKTB	–
88,90	6,45	T95	NU	3170	EU	4780	HKTH	3170	HKTB	4890
88,90	7,34	T95	NU	3690	EU	–	HKTH	3690	HKTB	5390
88,90	8,00	T95	NU	–	EU	–	HKTH	4060	HKTB	5760
88,90	9,52	T95	NU	5200	EU	6420	HKTH	4910	HKTB	6570
88,90	6,45	P110	NU	3710	EU	5100	HKTH	3710	HKTB	5370
88,90	7,34	P110	NU	–	EU	–	HKTH	4320	HKTB	6310
88,90	8,00	P110	NU	–	EU	–	HKTH	4760	HKTB	6740
88,90	9,52	P110	NU	5370	EU	6530	HKTH	5740	HKTB	7860
88,90	6,45	Q135	NU	–	EU	–	HKTH	4450	HKTB	6880

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	7,34	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	5180	НКТВ	7580
88,90	8,00	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	5710	НКТВ	8090
88,90	9,52	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	6890	НКТВ	9230
101,60	5,74	H40	NU	1260	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,65	H40	NU	–	EU	2630	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	5,74	J55	NU	1660	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,50	J55	NU	–	EU	–	НКТН	1990	НКТВ	3400
101,60	6,65	J55	NU	–	EU	3470	НКТН	2050	НКТВ	3460
101,60	6,50	K72	NU	–	EU	–	НКТН	2610	НКТВ	4460
101,60	5,74	L80	NU	2280	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,50	L80	NU	–	EU	–	НКТН	2740	НКТВ	4690
101,60	6,65	L80	NU	–	EU	4780	НКТН	2820	НКТВ	4780
101,60	5,74	N80	NU	2330	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,50	N80	NU	–	EU	–	НКТН	2790	НКТВ	4790
101,60	6,65	N80	NU	–	EU	4880	НКТН	2880	НКТВ	4870
101,60	5,74	C90	NU	2500	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,50	C90	NU	–	EU	–	НКТН	3010	НКТВ	5150
101,60	6,65	C90	NU	–	EU	5250	НКТН	3100	НКТВ	5240
101,60	6,50	R95	NU	–	EU	–	НКТН	3220	НКТВ	5520
101,60	6,65	R95	NU	–	EU	–	НКТН	3320	НКТВ	5610
101,60	5,74	T95	NU	2720	EU	–	НКТН	–	НКТВ	–
101,60	6,50	T95	NU	–	EU	–	НКТН	3170	НКТВ	5430
101,60	6,65	T95	NU	–	EU	5320	НКТН	3260	НКТВ	5520
101,60	6,50	P110	NU	–	EU	–	НКТН	3700	НКТВ	6340
101,60	6,65	P110	NU	–	EU	–	НКТН	3810	НКТВ	6460
101,60	6,50	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	4450	НКТВ	7630
101,60	6,65	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	4580	НКТВ	7760
114,30	6,88	H40	NU	1780	EU	2930	НКТН	1710	НКТВ	2960
114,30	6,88	J55	NU	2360	EU	3870	НКТН	2260	НКТВ	3860
114,30	7,00	J55	NU	–	EU	–	НКТН	2320	НКТВ	3920
114,30	7,00	K72	NU	–	EU	–	НКТН	3030	НКТВ	5120
114,30	6,88	L80	NU	3250	EU	5340	НКТН	3130	НКТВ	5340
114,30	7,00	L80	NU	–	EU	–	НКТН	3200	НКТВ	5410
114,30	6,88	N80	NU	3310	EU	5450	НКТН	3190	НКТВ	5440
114,30	7,00	N80	NU	–	EU	–	НКТН	3260	НКТВ	5510
114,30	6,88	C90	NU	3570	EU	5870	НКТН	3570	НКТВ	5870
114,30	7,00	C90	NU	–	EU	–	НКТН	3650	НКТВ	5940
114,30	6,88	R95	NU	–	EU	–	НКТН	3680	НКТВ	6280
114,30	7,00	R95	NU	–	EU	–	НКТН	3760	НКТВ	6360
114,30	6,88	T95	NU	3650	EU	5950	НКТН	3620	НКТВ	6180
114,30	7,00	T95	NU	–	EU	–	НКТН	3700	НКТВ	6260
114,30	6,88	P110	NU	–	EU	–	НКТН	4230	НКТВ	7220
114,30	7,00	P110	NU	–	EU	–	НКТН	4330	НКТВ	7320
114,30	6,88	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	5090	НКТВ	8710
114,30	7,00	Q135	NU	–	EU	–	НКТН	5200	НКТВ	8810

Примечание.

- 1 Расчетные моменты свинчивания приведены для подбора трубного ключа соответствующих характеристик.
- 2 При эксплуатации оптимальный момент свинчивания устанавливается в соответствии с п.7.2.7.5.

Таблица А.12 – Предельные растягивающие нагрузки для насосно-компрессорных труб с удлиненной резьбой треугольного профиля, при которых напряжения достигают предела текучести, изготовленных в соответствии с ТУ 14-161-232-2008

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельные растягивающие нагрузки, кН					
		Д	К	Е	Л	М	Р
73	5,5	442,0	572,7	643,8	762,8	844,4	1085
73	7,0	550,1	712,6	801,2	949,2	1050	1350
89	6,5	637,7	826,1	928,8	1100	1218	1565
89	7,4	718,1	930,2	1046	1239	1372	1762

Таблица А.13 – Справочные расчетные моменты свинчивания насосно-компрессорных труб с удлиненной резьбой треугольного профиля, изготовленных в соответствии с ТУ 14-161-232-2008

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Момент свинчивания, Нм					
		Д	К	Е	Л	М	Р
73	5,5	1400	1750	1950	2300	2550	3200
	7,0	1750	2250	2550	3000	3300	4200
89	6,5	2000	2400	2800	3300	3600	4600
	7,4	2200	2800	3250	3800	4200	5400

Примечание.
 1 Расчетные моменты свинчивания приведены для подбора трубного ключа соответствующих характеристик.
 2 При эксплуатации оптимальный момент свинчивания устанавливается в соответствии с п.7.2.7.5.

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 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением.
4. ГОСТ 10692-2015 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
5. ГОСТ 23979-80 Переводники для насосно-компрессорных труб. Технические условия.
6. ГОСТ 24297-2013 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля.
7. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
8. ГОСТ 33758-2016 Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования.
9. ГОСТ 34057-2017 Соединения резьбовые обсадных, насосно-компрессорных труб, труб для трубопроводов и резьбовые калибры для них. Общие технические требования.
10. ГОСТ 34380-2017 (ИСО 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
11. ГОСТ Р 54918-2012 (ISO/TR 10400:2007) Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств.
12. API Specification 5CT (10-е издание, 2018) Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия.
13. 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 (действующая редакция).
14. API RPB1 – Recommended Practice for Gauging and Inspection of Casing, Tubing, and Line Pipe Threads. Измерение и контроль резьб обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб (действующая редакция).
15. 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 (действующая редакция)
16. API RP 5A3 Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб. 2-е издание, июль 2003г.
17. 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 2009г.

18. 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.
19. ISO 11960:2014 Steel pipes for Use as Casing or Tubing for Wells– Промышленность нефтяная и газовая. Трубы стальные для применения в скважинах в качестве обсадных и насосно-компрессорных труб.
20. Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству, утвержденная Постановлением Госарбитража СССР от 25.04.66 №П-7, с дополнениями и изменениями от 29.12.73 №81, от 14.11.74 №98 и от 23.07.75 №115. Бюллетень нормативных актов министерств и ведомств СССР, 1975. - №2. - с.33-34
21. Инструкция по расследованию аварий с бурильными, обсадными и насосно-компрессорными трубами и составлению документов для предъявления рекламаций. Ассоциация буровых подрядчиков. Москва, 1997 г.
22. 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).
23. Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 7 марта 2001 г. №24-ФЗ.
24. Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации, Федеральный закон от 10 января 2003 г. №18-ФЗ.
25. Общие правила перевозок грузов автомобильным транспортом, утвержденные Минавтотрансом РСФСР 30.07.1971 г., с изменением от 21.05.2007 г.
26. Общие правила воздушных перевозок пассажиров, багажа и грузов, утвержденные Приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 28 июня 2007 г. №82.
27. ФЗ - № 7 Федеральный закон. Об охране окружающей среды (с изменением на 27 декабря 2018 г.)
28. ФЗ - № 89 Федеральный закон. Об отходах производства и потребления (с изменением на 26 июля 2019 г.)
29. ФЗ - № 99 Федеральный закон. О лицензировании отдельных видов деятельности (с изменением на 2 августа 2019 г.)
30. Классификатор. Виды повреждений насосно-компрессорных труб при эксплуатации. ООО «ВНИИТнефтьтрубы», 2016
31. ТУ 39-00147016-97-99 Трубы насосно-компрессорные высоко-герметичные с высаженными наружу концами и муфты к ним НКМВ.
32. ТУ 14-161-195-2001 Трубы стальные насосно-компрессорные и муфты к ним для газовых и газоконденсатных месторождений.
33. ТУ 14-161-198-2002 Трубы насосно-компрессорные с удлиненной наружной высадкой и муфты к ним (НКВ-У)
34. ТУ 1308-206-00147016-02 Трубы бесшовные насосно-компрессорные с высаженными наружу концами и муфты к ним сероводородо и хладостойкие.
35. ТУ 14-161-232-2008 Трубы гладкие насосно-компрессорные и муфты к ним с удлиненной резьбой.

Приложение В
(справочное)

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

Пункт требований ТР ТС 010/2011	Пункт Руководства
Статья 4, п.8, перечисление 1	п. 3.1-3.4
Статья 4, п.8, перечисление 2	п. 6.1-6.2
Статья 4, п.8, перечисление 4	п. 9
Статья 4, п.8, перечисление 5	п. 10
Статья 4, п.8, перечисление 7	п. 11
Статья 4, п.8, перечисление 8, Статья 5, п.18	п. 14
Статья 4, п.8, перечисление 9	п. 13
Статья 5, п.8	п. 4.1
Статья 5, п.12	п. 4,2
Статья 5, п.13	п. 5