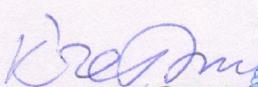


Российская Федерация  
Общество с Ограниченной Ответственностью  
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ  
**ООО ВНИИТнефть**

443070, г. Самара, ул. Аэродромная, 45, оф.33, тел.: (846) 973-54-06, факс: (846) 973-54-07, E-mail: vniit@vniitneft.ru

**УТВЕРЖДАЮ**

Генеральный директор  
ТОО «KSP Stell»

  
" 19 " 07 2014г.  


**УТВЕРЖДАЮ**

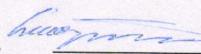
Генеральный директор,  
ООО «ВНИИТнефть», к.т.н.

  
" " " 2014г.  


**ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ  
РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

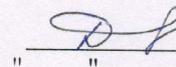
**СОГЛАСОВАНО**

Директор ТПП  
ПФ ТОО «KSP Stell»

  
" 15 " 07 2014г.

**РАЗРАБОТАНО**

Начальник ЦНИО  
ООО «ВНИИТнефть»

  
" " " 2014г.

Самара, 2014г

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ</b> .....	4
<b>2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ</b> .....	5
<b>3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА</b> .....	9
3.1 Маркировка труб.....	9
3.2 Упаковка.....	13
<b>4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ</b> .....	13
4.1 Область применения .....	13
4.2 Правила приёмки и входного контроля обсадных труб .....	14
4.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации.....	16
4.4 Формирование обсадной колонны.....	17
4.5 Спуск обсадных труб в скважину.....	19
4.6 Требования к оборудованию, применяемому при спуске обсадных труб....	22
4.7 Рекомендации по выбору резьбовых смазок.....	23
4.8 Контроль за работой обсадных труб.....	23
4.9 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций.....	24
<b>5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ</b> .....	25
5.1 Транспортирование труб .....	25
5.2 Хранение труб .....	26
<b>6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ</b> .....	27
<b>7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ</b> .....	27
<b>Приложение А Прочностные характеристики и моменты свинчивания обсадных труб изготовленных по ГОСТ 632</b> .....	28
<b>Приложение Б Перечень документов, использованных при составлении руководства</b> .....	35

Настоящее руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту обсадных труб, выпускаемых по ГОСТ 632, стандарту API SPEC 5CT, ГОСТ Р 53366, техническим условиям, действующим на трубопрокатном заводе в Павлодарском филиале ТОО «KSP Steel».

Все обсадные трубы, выпускаемые по ГОСТ и стандарту API приведенные в настоящем руководстве, могут быть использованы для крепления нефтяных и газовых скважин с учетом рекомендаций данного руководства.

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

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

При выполнении всех требований данного руководства трубопрокатный завод в Павлодарском филиале ТОО «KSP Steel» гарантирует качество применяемых труб.

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

## 1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Трубы обсадные** – трубы, которые помещаются в скважину после бурения для перекрытия и изоляции нефтеносных, газоносных, водоносных пластов и пропластков с целью крепления скважины.

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

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

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

**Бесшовная труба** – стальное трубное изделие, обработанное давлением, изготовленное без сварного шва, произведенное из горячей стальной заготовки и, если необходимо, холоднотянутое с последующей термической обработкой горячекатаного трубного изделия для придания ему проектируемой формы, размеров и свойств.

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

**Потребитель** – фирма, компания, организация, приобретающая или эксплуатирующая продукцию.

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

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

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

**Визуальный контроль** – органолептический контроль, осуществляемый органами зрения.

**Измерительный контроль** - контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

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

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

**Объем партии** – количество единиц изделий в партии.

**Изготовитель обсадной трубы** – предприятие изготовившее трубы, отвечающие всем требованиям нормативных документов на изделие.

## 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1. Сортамент обсадных труб, выпускаемый трубопрокатным заводом в Павлодарском филиале ТОО «KSP Steel» приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Сортамент обсадных труб выпускаемый трубопрокатным заводом в Павлодарском филиале ТОО «KSP Steel»

Наименование нормативного технического документа	Размеры труб				Группа прочности	Тип резьбового соединения
	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Интервал длин, м		
	условный	наружный				
1	2	3	4	5	6	7
ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним	114	114,3	5,2 – 10,2	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	127	127	6,0 – 10,2	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	140	139,7	6,2 – 10,5	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	146	146,1	6,5 – 10,7	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	168	168,3	7,3 - 12,1	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	178	177,8	5,9 – 15,0	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	194	193,7	7,6 – 15,1	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	219	219,1	6,7 – 14,2	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
	245	244,5	7,9; - 15,9	8,0 – 13,0	Д, К, Е, Л, М, Р	ОТТМ
API Spec 5CT «Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия»	114	114,3	5,21 – 8,56	5,49 – 7,32;	J55; K55; L80 тип 1; N80 тип 1; N80 тип Q; R95; C90; T95; C110; P110; Q125 Уровень характеристик: PSL1, PSL2, PSL3	Гладкие, с резьбой «Баттресс», LC, SC
	127	127	5,59 – 12,70			
	140	139,7	6,20 – 22,22	8,53 – 10,36;		
	168	168,28	7,32 - 12,06	10,97 – 13,50		
	178	177,8	5,87 – 22,22			
	194	193,68	7,62 – 19,05			
	219	219,08	6,71 – 14,15			
	245	244,48	7,92 – 20,24			
	273	273,1	7,09 – 12,57			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
ТУ 1321-007-96380705-2010 «Трубы стальные бесшовные обсадные и муфты к ним повышенной эксплуатационной надежности с резьбовым соединением типа «Баттресс» и уплотнением из полимерного материала»	114	114,3	6,4-10,2	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	с резьбой «Баттресс»
	127	127	6,4-10,7	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	140	139,7	6,2-10,5	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	146	146,1	6,5-10,7	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	168	168,3	7,3-12,1	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	178	177,8	6,9-15,0	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	194	193,7	7,6-15,1	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	219	219,1	7,7-14,2	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
ТУ 14-ЗР-29-2007 «Трубы стальные бесшовные и электросварные обсадные и муфты к ним повышенной эксплуатационной надежности с резьбовым соединением типа «Баттресс»	114	114,3	6,4-10,2	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	с резьбой «Баттресс»
	127	127	6,4-10,7	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	140	139,7	6,2-10,5	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	146	146,1	6,5-10,7	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	168	168,3	7,3-12,1	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	178	177,8	6,9-15,0	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	194	193,7	7,6-15,1	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
	219	219,1	7,7-14,2	8,0-13,0	Д, Е, Л, М, Р	
ГОСТ Р 53366-2009 «Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия»	114	114,3	6,5-10,2	5,49 – 7,32;	J55; K55; K72; M65; L80 тип 1; N80 тип 1; N80 тип Q; R95; C90; T95; P110; Q125; Q135; Уровень характеристик: PSL1, PSL2, PS3	Гладкие с резьбой «Баттресс», LC, SC, ОТТМ, ОТТГ
	127	127	5,59-12,7			
	140	139,7	6,20-22,22	8,53 – 10,36;		
	146	146,1	6,50-22,22			
	168	168,28	7,32-22,22	10,97 – 13,50		
	178	177,8	5,87-22,22			
	194	193,68	7,62-19,05			
	197	196,85	15,11			
	219	219,08	6,71-14,15			
	245	244,48	7,92-20,24			
251	250,8	18,88				
273	273,1	7,09-20,24				

2.2 Механические свойства обсадных труб, изготовленных по ГОСТ 632-80, приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Механические свойства обсадных труб изготовленных по ГОСТ 632

Группа прочности	Предел текучести $\sigma_T$		Предел прочности $\sigma_B$	Относительное удлинение $\delta_5$ , % не менее
	не менее	не более		
Д	379	552	655	14,3
К	490	-	687	12,0
Е	552	758	689	13,0
Л	655	862	758	12,3
М	758	965	862	10,8
Р	930	1137	1000	9,5

2.3 Остальные технические характеристики в соответствии с ГОСТ 632

2.4 Механические свойства обсадных труб изготовленных по API 5CT приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Механические свойства обсадных труб изготовленных по API 5CT

Класс	Группа прочности	Тип	Полное относительное удлинение под нагрузкой, %	Предел текучести, МПа		Предел прочности, мин. МПа	Максимальная твердость <sup>a</sup>		Заданная толщина стенки, мм	Допустимый разброс твердости <sup>b</sup> HRC
				мин.	макс		HRC	HBW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	H40	-	0,5	276	552	414	-	-	-	-
	J55	-	0,5	379	552	517	-	-	-	-
	K55	-	0,5	379	552	655	-	-	-	-
	N80	1	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	N80	Q	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	R95	-	0,5	655	758	724	-	-	-	-
2	M65	-	0,5	448	586	586	22	235	-	-
	L80	1	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	9Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	13Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	C90	1	0,5	621	724	689	25,4	255	≤12,70 от 12,71 до 19,04 от 19,05 до 25,39 ≥25,40	3,0 4,0 5,0 6,0
	T95	1	0,5	655	758	724	25,4	255	≤12,70 от 12,71 до 19,04 от 19,05 до 25,39 ≥25,40	3,0 4,0 5,0 6,0
	C110	-	0,7	758	826	793	30	286	≤12,70 от 12,71 до 19,04 от 19,05 до 25,39 ≥25,40	3,0 4,0 5,0 6,0
3	P110	-	0,6	758	965	862	-	-	от 12,71 до 19,04	4,0
4	Q125	1	0,65	862	1034	931	b	-	от 19,05 до 25,39	3,0
									≥25,40	4,0
									≥19,05	5,0

<sup>a</sup> – В спорных случаях в качестве арбитражного метода должен быть применен метод лабораторного измерения твердости по шкале С Роквелла.

<sup>b</sup> – Предел твердости не установлен, но максимальный разброс ограничен как элемент контроля технологического процесса.

2.5 Остальные технические характеристики в соответствии с API 5CT

2.6 Механические свойства обсадных труб изготовленных по ГОСТ Р 53366-2009 приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Механические свойства обсадных труб изготовленных по ГОСТ Р 53366-2009

Класс	Группа прочности	Тип	Полное относительное удлинение под нагрузкой, %	Предел текучести, МПа		Предел прочности, мин. МПа	Максимальная твердость <sup>a</sup>		Заданная толщина стенки, мм	Допустимый разброс твердости <sup>b</sup> HRC
				мин.	макс		HRC	HBW		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	H40	-	0,5	276	552	414	-	-	-	-
	J55	-	0,5	379	552	517	-	-	-	-
	K55	-	0,5	379	552	655	-	-	-	-
	K72	-	0,5	491	-	687	-	-	-	-
	N80	1	0,5	552	758	689	-	-	-	-
	N80	Q	0,5	552	758	689	-	-	-	-
2	M65	-	0,5	448	586	586	22	235	-	-
	L80	1	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	9Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	L80	13Cr	0,5	552	655	655	23	241	-	-
	C90	1 и 2	0,5	621	724	689	25,4	255	≤12,70 от 12,71 до 19,05 от 19,05 до 25,40 ≥25,40	3,0 4,0 5,0 6,0
	C95	-	0,5	655	862	758	-	-	-	-
	T95	1 и 2	0,5	655	758	724	25,4	255	≤12,70 от 12,71 до 19,05 от 19,05 до 25,40 ≥25,40	3,0 4,0 5,0 6,0
3	P110	-	0,6	758	965	862	-	-	-	-
4	Q125	1-4	0,65	862	1034	931	b	-	≤12,70 от 12,71 до 19,05 ≥19,05	3,0 4,0 5,0
	Q135	-	0,65	930	1137	1000	b	-	≤12,70 от 12,71 до 19,05 ≥19,05	3,0 4,0 5,0

<sup>a</sup> – В спорных случаях в качестве арбитражного метода должен быть применен метод лабораторного измерения твердости по шкале С Роквелла.

<sup>b</sup> – Предел твердости не установлен, но максимальный разброс ограничен как элемент контроля технологического процесса.

2.7 Остальные технические характеристики в соответствии с ГОСТ Р 53366-2009.

## **3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА**

### **3.1 Маркировка труб**

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

Маркировка наносится либо ударным способом и накаткой краской по трафарету, либо только краской по трафарету. Данные об изделии приводятся в единицах измерения «Си» или американской системы.

Содержание маркировки, наносимой ударным способом и накаткой краской по трафарету, соответствуют требованиям стандартов и технических условий.

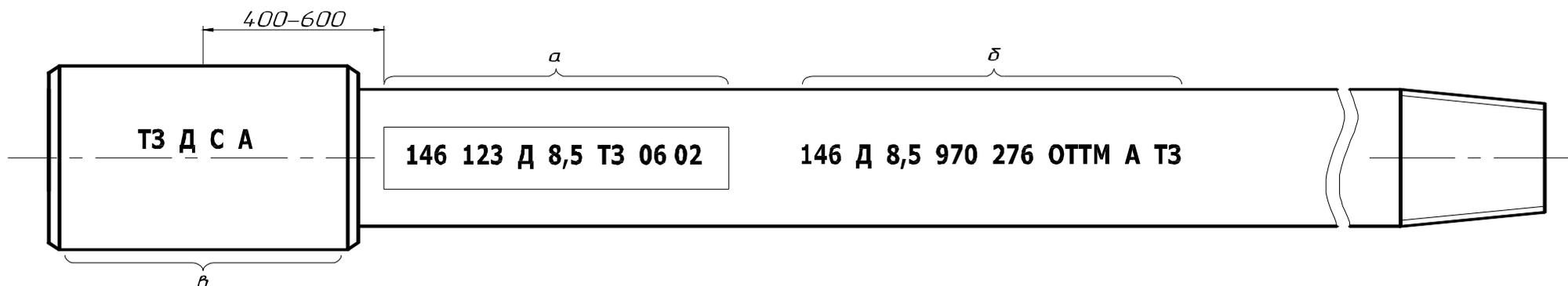
Отличительной особенностью маркировки труб коррозионно-стойкого исполнения является маркировка только краской без клеймения.

Образцы маркировки труб по ГОСТ и API приведены на рисунке 1.

Рисунок 1а – пример маркировки обсадных труб по ГОСТ 632-80.

Рисунок 1б – пример маркировки обсадных труб по API 5CT.

Рисунок 1в – пример маркировка обсадной трубы по ГОСТ Р 53366-2009.



Маркировка труб ударным способом

Условное обозначение	Содержание маркировки (а)
<b>146</b>	условный диаметр трубы, мм
<b>123</b>	номер трубы
<b>Д</b>	группа прочности
<b>8,5</b>	толщина стенки, мм
<b>ТЗ</b>	товарный знак завода
<b>06 02</b>	месяц и год изготовления

Маркировка труб краской

Условное обозначение	Содержание маркировки (б)
<b>146</b>	условный диаметр трубы, мм
<b>Д</b>	группа прочности
<b>8,5</b>	толщина стенки, мм
<b>970</b>	длина трубы, см
<b>276</b>	масса трубы, кг
<b>ОТТМ</b>	тип соединения
<b>А</b>	вид исполнения (наносится только на трубах исполнения А)
<b>ТЗ</b>	товарный знак завода

Маркировка муфт ударным способом

Условное обозначение	Содержание маркировки (в)
<b>ТЗ</b>	товарный знак завода
<b>Д</b>	группа прочности
<b>С</b>	специальные муфты к трубам ОТТМ и ОТТГ
<b>А</b>	вид исполнения муфты (только на А)
Примечание: допускается наносить знаки маркировки на торцах муфты	

Рисунок 1а – Маркировка обсадных труб по ГОСТ 632



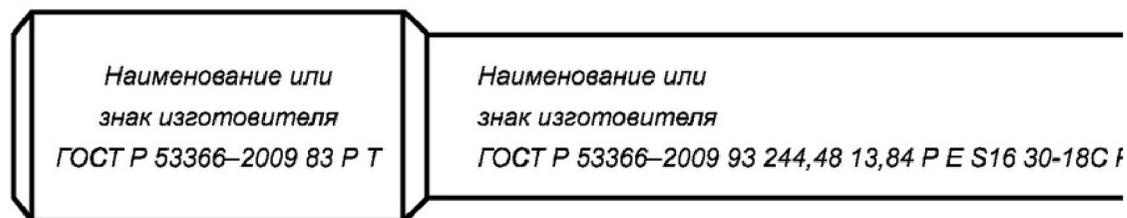
Маркировка труб краской

Условное обозначение	Содержание маркировки (а)
<b>T3</b>	товарный знак завода
<b>5CT</b>	стандарт изготовления
<b>1054</b>	номер лицензии API
	монограмма API
<b>6 02</b>	месяц и год изготовления
<b>4</b>	условный диаметр трубы, дюйм
<b>9.50</b>	удельная масса трубы, фунт/фут
<b>C90-2</b>	группа прочности C90 тип 2
<b>E</b>	процесс изготовления (электросварная труба)
<b>ST</b>	гидростатическое испытательное давление (стандартное)

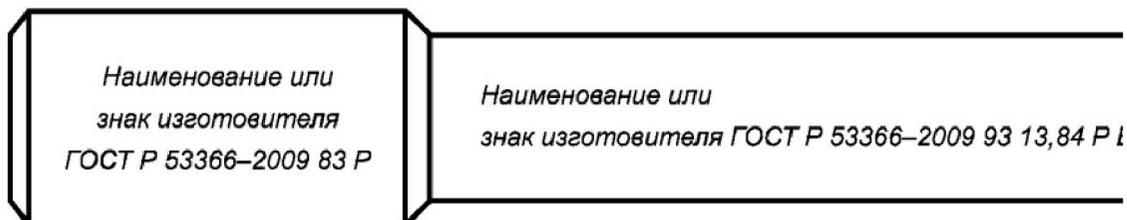
Маркировка муфт краской

Условное обозначение	Содержание маркировки (б)
<b>T3</b>	товарный знак завода
<b>5CT</b>	стандарт изготовления
<b>1054</b>	номер лицензии API
	монограмма API
<b>6 02</b>	месяц и год изготовления
<b>C90-2</b>	группа прочности C90 тип 2
<b>+70F</b>	температура испытаний

Рисунок 16 – Маркировка обсадных труб по API



Маркировка краской (на расстоянии не менее чем 0,6м от торца муфты)



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

Маркировка обсадной трубы с резьбой и муфтой, изготовленной по ГОСТ Р 53366—2009, в третьем квартале 2009 г. (93), наружным диаметром 244,48 мм, толщиной стенки 13,84 мм, группы прочности Р110 (Р), электросварной (Е), с учетом дополнительных требований SR11 и SR16, с поглощенной энергией не менее 30 Дж и испытанием при минус 18 °С (S16 30-18С), испытанной давлением 69 МПа (Р69), для резьбового соединения ВС (ВС), проконтролированной альтернативной оправкой диаметром 215,9 мм (DA215,9). Маркировка навинченной муфты, изготовленной по ГОСТ Р 53366—2009, в третьем квартале 2009 г. (93), с оловянным покрытием (Т).

П р и м е ч а н и е – Маркировка в центре муфты может быть нанесена в продольном или поперечном направлении.

Рисунок 1в – Маркировка обсадной трубы по ГОСТ Р 53366-2009

## 3.2 Упаковка

3.2.1 Резьба, упорные торцы и уступы, уплотнительные конические поверхности труб и муфт должны быть защищены от повреждений специальными металлическими либо комбинированными (металл + полимер) предохранительными кольцами и ниппелями.

3.2.2 Кольца должны закрывать соединение труб на длине не менее  $L$  минус 3 нитки. Ниппели должны закрывать соединение муфт на длине не менее  $\frac{2}{3} L$ .

Кольца и ниппели должны выступать за края торцов труб и муфт не менее чем на 10 мм.

3.2.3 Для труб по требованиям API Spec 5CT кольца и ниппеля должны закрывать резьбу на всей длине.

3.2.4 Конструкция и материал колец и ниппелей, должны обеспечивать возможность их отвинчивания, предотвращать проникновение пыли и влаги в резьбу при транспортировке и хранении. Материал предохранительных колец не должен содержать компонентов, способствующих коррозии или сцеплению протекторов с резьбой.

3.2.5 При навинчивании колец и ниппелей резьбы, упорные торцы и уступы и уплотнительные конические поверхности должны быть покрыты резьбовой или антикоррозионной смазкой.

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

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

3.2.7 В одном пакете должны быть трубы только одной партии.

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

3.2.10 При всех видах упаковки обсадные трубы при сборке пакета укладываются муфтами в одну сторону.

## 4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

### 4.1 Область применения

Обсадные трубы в системе обсадных колонн используются для разобщения нефтеносных и газоносных пластов, предотвращения обводнения продуктивных пластов, укрепления стенок скважин. Под общим понятием «крепление скважин» подразумевают последовательность выполнения производственных процессов после завершения проводки скважины на проектную глубину. Оно включает спуск в скважину состоящих из обсадных труб обсадных колонн и их цементирование. Безопасность опасного производственного объекта – скважины – в значительной степени определяется надежностью её крепления (правильностью выбора, монтажа и качества колонны обсадных

труб и, соответственно обсадных труб). В значительной степени обсадной колонной определяется и продолжительность «жизнедеятельности» скважины.

## **4.2 Правила приёмки и входного контроля обсадных труб**

4.2.1 Приемка труб по количеству и качеству производится в соответствии с [12], [13].

4.2.2 Основой для регулирования претензий между Потребителем и Поставщиком продукции является договор (контракт) на поставку продукции.

4.2.3 Приемка труб по качеству и комплектности осуществляется как первичными получателями труб, так и предприятиями, использующими их в производственной деятельности.

4.2.4 При передаче труб в эксплуатацию, передающая организация обязана приложить к накладной сертификат изготовителя на соответствующую партию труб. В случае передачи труб из одной партии разным производственным организациям, каждому получателю направляется копия сертификата.

4.2.5 Поставляемая продукция должна соответствовать по качеству стандартам, техническим условиям, иной документации, устанавливающей требования к качеству продукции.

4.2.6 В договоре могут быть предусмотрены более высокие требования к качеству продукции по сравнению со стандартами, техническими условиями, иной документацией.

Номера и индексы стандартов, технических условий, иной документации указываются в договоре.

4.2.7 Поставщик продукции удостоверяет качество поставляемой продукции соответствующим документом о качестве (сертификатом).

4.2.8 Порядок приемки труб от поставщиков в УПТО и КО или в трубном подразделении включает учет труб по количеству, качеству и комплектности.

4.2.9 Приемка труб по количеству включает следующие операции:  
- разгрузку труб с транспортного средства, доставку и их размещение на площадке;

- проверку сохранности труб и соблюдения правил перевозки, предохраняющие их от повреждения;

- проверку соответствия наименования труб и транспортной маркировки на них данным, указанным в сопроводительных документах.

4.2.10 Сроки приемки продукции по качеству и комплектности

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

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

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

4.2.10.2 При обнаружении скрытых недостатков продукции в течение пяти дней должен быть составлен акт, причем не позднее четырех месяцев со дня поступления

продукции на склад Потребителя, обнаружившего недостатки (если обязательными для сторон правилами не установлены иные сроки).

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

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

4.2.11 Порядок приемки продукции по качеству и комплектности и сроки предъявления претензий

4. 2.11.1 Одновременно с приемкой продукции по качеству производится проверка комплектности продукции, а также соответствия упаковки, маркировки требованиям ГОСТов, технических условий и других, обязательных для сторон правил или договоров.

4. 2.11.2 Приемка продукции производится компетентными лицами, уполномоченными руководителем Потребителя или его заместителем. Эти лица несут ответственность за строгое соблюдение правил приемки продукции.

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

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

4.2.11.5 При обнаружении несоответствия качества, комплектности, маркировки поступившей продукции, требованиям стандартов, технических условий, договора либо данным, указанным в маркировке и сопроводительных документах, удостоверяющих качество продукции, потребитель обязан обеспечить её хранение в условиях, предотвращающих ухудшение ее качества и смешение с другой однородной продукцией., приостанавливает дальнейшую приемку продукции и составляет акт, в котором указывает количество осмотренной продукции и характер выявленных при приемке или некомплектной продукции.

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

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

4.2.11.8 Предприятия, которым поставлена некачественная партия труб, не прошедших входной контроль, обязаны предъявить организациям и предприятиям, допус-

тившим поставку такой продукции, претензию в письменной форме. В интересах подведомственных предприятий претензию могут предъявлять вышестоящие организации.

4.2.11.9 В претензии указываются:

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

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

4.2.11.11 Претензии о поставке некачественной или некомплектной партии труб, в том числе требования об уплате штрафа за поставку такой продукции, предъявляются в течение одного месяца со дня оформления акта о приемке труб трубным подразделением.

4.2.12 Срок предъявления претензий Поставщику за поставку некачественной продукции необходимо оговаривать в договоре на поставку. Если в договоре он не указан, действуют в соответствии с законодательством РФ.

4.2.13 Порядок и сроки предъявления претензии организациям, осуществляющим доставку продукции, производят в соответствии с:

- «Транспортным уставом железных дорог Российской Федерации». ФЗ РФ от 18.01.1998 г.;
- «Правилами предъявления и рассмотрения претензий, связанных с перевозкой грузов на железнодорожном транспорте». Приказ МПС РФ от 27.09.2000 г.;
- «Кодексом внутреннего водного транспорта Российской Федерации». ФЗ от 07.03.2001 г.
- «Уставом автомобильного транспорта РСФСР» (с изм., внесенными Постановлениями Правительства РФ от 28.04.1995 № 433).

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

### **4.3 Требования к подготовке труб к эксплуатации**

4.3.1 Виды и количество проверок обсадных труб, поступивших от заводоизготовителей, определяет Потребитель в зависимости от геолого-технических условий бурения.

4.3.2 Подготовку обсадных труб к спуску в скважину проводят на трубных базах или специальных площадках.

4.3.3 Полный контроль труб предусматривает следующие операции:

- контроль наличия сопроводительной документации (сертификата);
- проверку соответствия данных сертификата маркировке труб;
- визуальный контроль;

- инструментальный контроль;
- неразрушающий контроль;
- шаблонирование;
- гидравлическое испытание.

4.3.4 Приемка, подготовка обсадных труб и использование их для комплектации обсадных колонн при отсутствии сертификата, подтверждающего их соответствие требованиям нормативной документации, запрещается!

4.3.5 Контрольно-измерительные приборы должны иметь паспорта и быть поверены в установленном порядке.

На трубы, прошедшие ремонт на центральных трубных базах, эта база выдает собственный сертификат с указанием области применения труб и ограничений по их использованию для крепления скважин.

4.3.6 Потребитель может по своему усмотрению уменьшать число контролируемых параметров, учитывая налаженный контроль на заводе-изготовителе и его гарантии на соответствие труб требованиям стандартов.

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

- внешний (визуальный) контроль;
- гидравлические испытания
- шаблонирование;
- при отсутствии предохранительных деталей, потерянных при транспортировке, контроль гладкими и резьбовыми калибрами.

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

Отбракованные трубы необходимо складировать на стеллажи бракованных труб.

#### **4.4 Формирование обсадной колонны**

4.4.1 Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью, снижении уровня в процессе освоения или механизированной добыче, нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления скважин, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и эксплуатации.

4.4.2 Проект на строительство скважин должен содержать исходные данные для расчета обсадных колонн, коэффициенты запаса прочности при расчетах, итоговые таблицы компоновок обсадных колонн. Типы резьбовых соединений обсадных, регламент спуска обсадных колонн (скорости спуска, усилия свинчивания и т.п.).

4.4.3 При расчете обсадных колонн должны быть использованы нормативные документы, согласованные с Ростехнадзором.

4.4.3 Обсадные трубы подверженные воздействию сероводорода, должны выбираться с учетом параметров технологических процессов и характеристики коррозионно-агрессивной среды.

4.4.5 Соответствие качества обсадных труб техническим условиям и их стойкость к СКР под напряжением, должно подтверждаться сертификатом.

4.4.6 При содержании в окружающей трубу среде сероводорода при расчете на прочность вводится коэффициент снижения несущей способности  $K_s$  [11].

4.4.7 Выбор резьбовых соединений следует выполнять в соответствии [14] и таблицей 5.

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

4.4.9 Необходимо обеспечить спуск труб в строгом соответствии с Регламентом, установленном при проектировании. Если какие-либо трубы не поддаются идентификации, то их следует отложить в сторону до тех пор, пока не будет выяснена их принадлежность к данной колонне обсадных труб по весу, типоразмеру соединения труб и их расположению в колонне.

4.4.10 Область применения по герметичности резьбовых соединений в зависимости от интенсивности искривления скважин и внутренних давлений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Область применения по герметичности резьбовых соединений в зависимости от интенсивности искривления скважин и внутренних давлений

Интенсивность искривления, град./10 м	Избыточное внутреннее давление, МПа	Применение резьбовых соединений	
		Рекомендуемое	Допускаемое
1	2	3	4
Жидкая среда			
≤2	≤18,0	ОТТМ, Баттресс	Треугольная
	≥18,0	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)	Треугольная (уплотнительное кольцо)
≤5	≤18,0	ОТТМ, Баттресс	Треугольная (уплотнительное кольцо)
	≥18,0	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)	ОТТМ, Баттресс
≤10	≤25,0	ОТТГ	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)
	≥25,0	ТБО	ОТТГ
≥10	≤25,0	ТБО	ОТТГ
	≥25,0	VAM и др.аналоги	ТБО
Газовая среда			
≤2	≤25,0	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)	Треугольная (уплотнительное кольцо)
	≥25,0	ОТТГ	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)
≤5	≤25,0	ОТТГ	ОТТМ, Баттресс (уплотнительное кольцо)
	≥25,0	ТБО	ОТТГ

Продолжение таблицы

1	2	3	4
≤10	≤25,0	ТБО	ОТТГ
	≥25,0	VAM и др.аналоги	ТБО
≥10	≥25,0	VAM и др.аналоги	VAM и др.аналоги
	≥25,0	VAM и др.аналоги	VAM и др.аналоги

4.4.11 На наружной поверхности трубы вблизи nipple-конца устойчивой светлой краской наносят порядковый номер трубы.

4.4.12 Номера проставляют в том порядке, в каком будет производиться спуск труб в скважину.

#### 4.5 Спуск обсадных труб в скважину

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

4.5.2 Выгрузку труб необходимо производить так, чтобы муфтовые концы их были обращены к устью скважины. Трубы укладывают на стеллажи с учетом очередности их спуска. Резервные трубы укладывают отдельно, доступ к ним должен быть свободным.

4.5.3 При подъеме труб на буровую необходимо предотвращать их изгиб, избегать ударов о вышку и оборудование. Особую осторожность следует соблюдать при эксплуатации обсадных труб высоких групп прочности (Е и выше), а также, имеющих уплотнения резьбовых соединений с тефлоновыми кольцами и уплотнением «металл-металл». Для предохранения резьб от ударов о ротор (спайдер) на воротах буровой натягивают удерживающий канат.

4.5.4 При подъеме труб на буровую обязательно следует проверить их внутренний диаметр по всей длине, непосредственно перед их спуском, шаблоном (оправкой), отвечающим требованиям ГОСТ 632 для труб изготовленных по ГОСТ и Технических условий API 5CT для труб, изготовленных по API 5CT.

Обсадные трубы, не выдерживающие проверку шаблоном, следует отложить в сторону.

4.5.5 После подъема труб на буровую отвинчивают предохранительные кольца с nipple-части, которые затем в последствии сдают в УПТО и КО, ЦБПО или ЦТБ для передачи их заводу-изготовителю.

4.5.6 Если предохранительное кольцо ранее отвинчивалось или загрязнено, следует проверить состояние резьбы. В случае ее загрязнения или коррозии резьба должна быть восстановлена, а затем на нее нанесена герметизирующая смазка.

4.5.7 Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств по условиям герметичности следует выполнять в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе 4.7.

Перед посадкой трубы в муфту необходимо обильно нанести резьбовую смазку на все наружные и внутренние резьбовые части.

4.5.8 Трубы следует направлять в муфту вертикально с применением, по возможности, центрирующего устройства, посадку ниппеля в муфту следует производить осторожно, избегая ударов резьбовых концов.

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

4.5.10 С целью предотвращения перекоса резьбы трубу рекомендуется центрировать со специальной площадки, расположенной на уровне верхнего конца трубы, или с передвижной площадки верхнего рабочего.

4.5.11 Если труба после посадки имеет перекося, то ее необходимо приподнять, отвести в сторону, очистить поверхность резьбы от смазки (герметизирующего состава) и зачистить незначительные повреждения резьбы напильником с мелкой насечкой. После тщательной очистки резьбы на нее необходимо нанести смазку (герметизирующий состав). После посадки в муфту трубу проворачивают сначала очень медленно для того, чтобы убедиться, что зацепление резьбы происходит нормально, без свинчивания резьбы "через нитку" Обсадные трубы, резьба которых имеет ярко выраженные следы повреждения (деформации), отбраковывают.

4.5.12 Рекомендуется свинчивание резьбы производить сначала вручную (на 1-2 нитки), а затем круговым ключом, вращать трубу следует медленно (с частотой не более 10 об/мин.), чтобы убедиться в обеспечении правильного, без перекоса, сопряжения резьб.

4.5.13 Запрещается докреплять резьбовые соединения ударами с разгоном вращающихся частей ключа.

Если верхний конец обсадной трубы при свинчивании имеет биение, то это указывает, что резьба не соосна с трубой, при этом скорость вращения трубы следует уменьшить, чтобы предупредить заедание резьбы.

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

4.5.14 После предварительного свинчивания соединения докрепляют автоматическими ключами АКО или АКБ (трубы диаметрами до 299 мм) или машинными ключами с моментомерами. Во избежание смятия труб необходимо следить за тем, чтобы плашки машинного ключа выступали из пазов не более чем на высоту насечки плашки (2-3 мм).

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

4.5.15 При применении моментомера номинальный крутящий момент свинчивания определяется как средняя величина из не менее 15 замеров крутящих моментов (спуск разных труб), необходимых для совпадения торца муфты с характерными местами на трубе (конец сбег резьбы, треугольник и т.д.).

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

Настройка моментомера производится по крутящим моментам (приложение А.5), (расчетные моменты для резьбовых соединений по ГОСТ 632 даны для номинального натяга соединения при коэффициенте трения – 0,06) для резьбы «Баттресс» по API 5B в соответствии с рекомендациями ИСО 10405. Следует рассматривать эти значения лишь как ориентировочные, ввиду очень больших различий в требованиях крутящему моменту, которые могут существовать для конкретного соединения. По этой причине важно соотносить данные значения крутящих моментов с полученной средней величиной при сборке труб по линейным размерам.

4.5.16 Если докрепление происходит плавно (без рывков), с постепенным ростом крутящего момента на моментомере и муфта не нагревается (температура ее не превышает  $80^{\circ}\text{C}$ ), то свинчивание прекращают при значениях крутящих моментов рекомендуемых в Приложении А.5 для труб с резьбой ОТТМ и крутящих моментов для труб с резьбой «Баттресс» определенных в соответствии с рекомендациями ИСО 10405 .

4.5.17 В случае скачкообразного роста момента свинчивания или его стабилизации, а также при нагреве муфты более  $80^{\circ}\text{C}$ , соединение необходимо развинтить, после чего принять решение об устранении причин, приведших к нарушению процесса свинчивания, или об отбраковке труб.

4.5.18 У обсадных труб типа ОТТМ после свинчивания торец муфты должен совпадать с концом сбega резьбы на трубе или не доходить до него не более чем на 5мм.

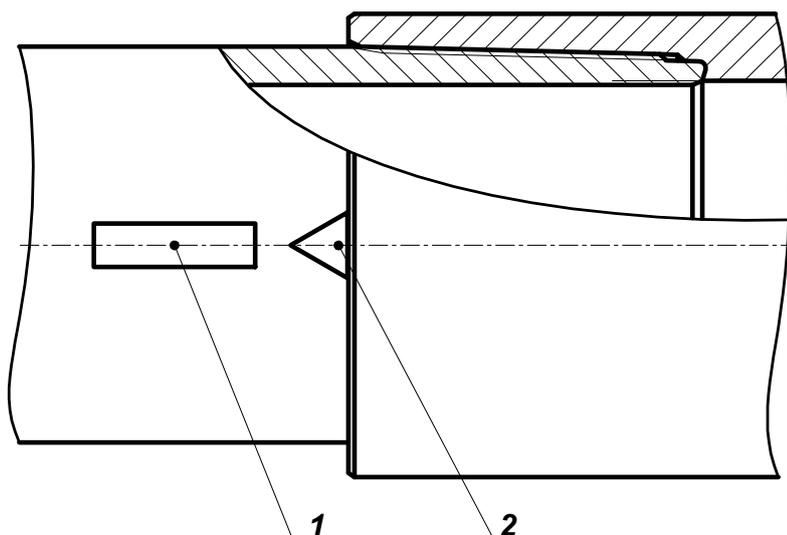
Если при свинчивании торец муфты дошел до конца сбega резьбы , а 75% от среднего значения крутящего момента не достигнуто, соединение следует развинтить и отложить до повторного контроля или ремонта.

Если при свинчивании торец муфты не дошел до конца сбega резьбы более чем на 5 мм, а крутящий момент составляет 125% от среднего значения, то соединение следует развинтить и отложить для повторного контроля или ремонта.

4.5.19 При свинчивании соединения типа «Баттресс» торец муфты должен находиться у основания треугольного клейма - оптимальный крутящий момент или ниже его основания на один оборот муфты (5,1 мм) - минимальный крутящий момент, торец муфты может доходить до вершины треугольного клейма - максимальный крутящий момент (рисунок 2).

Для соединения обсадных труб с резьбой «Баттресс» значение крутящего момента свинчивания следует определять на основании крутящего момента, который требовался для свинчивания каждого из нескольких соединений до основания треугольника для конкретного типоразмера и класса прочности труб.

4.5.20 Схема положения треугольного знака при свинчивании трубы с муфтой с резьбой «Баттресс» при оптимальном крутящем моменте дана на рисунке 2.



1 - полоса, размером 25×102 мм, наносимая светлой краской на конец трубы с навинченной на заводе муфтой, против треугольного знака (относительный момент); 2 - треугольный знак

Рисунок 2– Схема положения треугольного знака при свинчивании с оптимальным крутящим моментом

4.5.21 Результаты спуска обсадной колонны и ее цементирование оформляются актами по установленной форме и хранятся в деле скважины на протяжении всего периода ее эксплуатации.

#### **4.6 Требования к оборудованию, применяемому при спуске обсадных труб**

4.6.1 При спуске обсадных труб опорная поверхность элеватора должна быть плоской, а внутренний диаметр должен быть проконтролирован с целью прохождения трубы в элеватор.

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

При попадании смазки ее следует немедленно удалить.

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

4.6.4 Размеры клиньев и плашек должны соответствовать диаметру спускаемых труб.

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

#### **4.7 Рекомендации по выбору резьбовых смазок**

4.7.1 При свинчивании соединений необходимо применять определенную смазку, так как она в значительной степени влияет на герметичность резьб. Смазки для соединений должны воспринимать большие удельные давления, высокую температуру, уп-

лотнять зазоры в резьбе, легко наноситься, долго сохраняться на поверхностях резьбы и т.д.

4.7.2 Требования к эксплуатационным характеристикам многокомпонентной смазки для использования с обсадными трубами включают следующие моменты:

- совместимые фрикционные свойства, позволяющие провести свинчивание соединения правильно и равномерно;

- адекватные смазочные свойства, позволяющие предотвратить заедание или повреждение контактных поверхностей соединения во время свинчивания и развинчивания;

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

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

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

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

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

4.7.6 На рабочем месте должна находиться смазка одного типа, изготовленная по одному документу (ТУ).

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

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

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

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

## **4.8 Контроль за работой обсадных труб**

4.8.1 Методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность должны быть указаны в проекте на скважину.

4.8.2 При эксплуатации обсадных труб не должны превышать следующие предельные нагрузки (без коррозионно-активной среды):

- на наружное давление,
- на внутреннее давление,
- на осевую растягивающую силу:

для тела трубы:

- без изгиба,

- с изгибом;

(Приложения А.1, А.2 для труб по ГОСТ 632 и рекомендации ИСО 10400 для труб по API 5CT).

Для резьбовых соединений по ГОСТ 632:

с трапецеидальным профилем (ОТТМ):

- без изгиба,
- с изгибом

при моментах свинчивания

(Приложения А.3 – А.4).

с трапецеидальным профилем (Баттресс):

- без изгиба,
- с изгибом

(рекомендации ИСО 10400)

4.8.3 В процессе эксплуатации необходимо контролировать:

- момент свинчивания резьбового соединения;
- осевую силу;
- кривизну труб (искривление скважины);
- давление среды (внутреннее, наружное);
- температуру среды;
- удельный вес среды;
- коррозионно-активные компоненты среды.

#### **4.9 Основные рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций**

4.9.1 Периодичность и способы проверки состояния обсадных колонн по мере их естественного износа или аварийного разрушения (смятие, разрыв и т.п.) и необходимые мероприятия по обеспечению безопасной проводки и эксплуатации скважины должны устанавливаться проектом или планом работ, разработанным и согласованным в установленном порядке.

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

4.9.3 В качестве профилактических мер по снижению степени рисков аварийного разрушения обсадных колонн, используемых при строительстве скважин, необходимо строго руководствоваться положениями раздела 4 «Рекомендации по рациональной эксплуатации труб» данного Руководства.

4.9.4 Для сокращения аварийных ситуаций при ведении работ по креплению скважин следует:

- хорошо знать горно-геологические условия строительства скважины, интервалы возможных осложнений;
- строго соблюдать требования рабочего проекта, действующих технологических регламентов, Правил безопасности в нефтяного и газовой промышленности, режимно-технологического задания, планов работ и иметь их на буровой;
- постоянно следить за состоянием ствола 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 в профилактической карте по безаварийному ведению работ на буровой;

- обеспечить выполнение требований раздела 4 «Рекомендации по рациональной эксплуатации труб» данного Руководства.

- при эксплуатации обсадных труб нагрузки на них не должны превышать предельных нагрузок в соответствии с Приложением А и ИСО 10405 для труб изготовленных по API 5CT, с учетом коэффициентов запаса прочности.

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

- при несоответствии данных заводской маркировки значениям, указанным в сертификате;
- при обнаружении в результате контроля дефектов, размеры которых превышают допустимые;
- при некачественном заводском креплении муфты (натяг не соответствует требованиям НД, явно выражена несоосность трубы и муфты и т.д.)
- в случаях, когда толщина стенки тела трубы, в том числе толщина стенки трубы под резьбой в плоскости торца, не отвечает требованиям нормативной документации;
- при обнаружении в процессе гидравлических испытаний течи трубы, нарушение герметичности резьбового соединения.

## **5. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ**

### **5.1 Транспортирование труб**

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

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

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

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

- необходимо грузить трубы на брусы и привязывать их с помощью подходящей цепи к брусам;
- необходимо грузить трубы так, чтобы муфты были на одном конце транспорта.

5.1.5 Масса пакета труб не должна превышать 5 т, а по требованию потребителя – 3 т. При увязке труб в пакеты муфты на трубах должны быть сориентированы в одну сторону.

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

## 5.2 Хранение труб

5.2.1 Все обсадные трубы в трубном подразделении должны храниться уложенными на стеллажах.

5.2.2 Отдельно на стеллажах должны складироваться:

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

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

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

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

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

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

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

Прокладки между рядами труб располагать в одной плоскости.

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

5.2.6 Резьба труб должна быть смазана антикоррозионной смазкой и защищена от повреждений предохранительными деталями;

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

## 6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

В целях обеспечения условий безопасной эксплуатации труб необходимо:

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

## **7 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ**

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

Приложение А

Таблица А.1 - Прочностные характеристики тела труб по ГОСТ 632

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Предельное наружное давление, МПа			Предельное внутреннее давление, МПа				Предельные растягивающие нагрузки, кН			
		Д	Е	Л	Д	К	Е	Л	Д	К	Е	Л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
114	5,2	20,3	-	-	30,2	-	-	-	666	-	-	-
	5,7	24,2	-	-	33,1	-	-	-	744	-	-	-
	6,4	29,5	38,6	42,7	37,2 (36,5)	- (48,0)	54,0	64,2	824 (804)	- (1058)	1196	1412
	7,4	36,9	50,3	57,1	42,9 (42,3)	(55,5)	62,4	74,2	940 (920)	(1216)	1372	1628
	8,6	45,3	63,4	73,4	50,0 (49,0)	(64,5)	72,5	86,3	1078 (1058)	(1392)	1568	1862
	10,2	-	-	93,7	-	-	-	102,3	-	-	-	2176
127	5,6	19,0	-	-	29,3	-	-	-	804	-	-	-
	6,4	24,6	31,1	33,6	33,4 (32,8)	(43,2)	48,6	57,7	920 (902)	(1176)	1332	1588
	7,5	32,2	42,7	47,7	39,2 (38,5)	(50,7)	57,0	67,6	1056 (1038)	(1372)	1548	1842
	9,2	43,0	60,0	69,2	48,1 (47,3)	(62,2)	69,8	83,0	1294 (1274)	(1666)	1882	2236
	10,7	52,3	74,1	86,7	56,0	-	81,3	96,6	1490	-	2156	2548
140	6,2	19,3	-	-	29,5 (28,9)	(38,0)	42,7	-	980 (960)	(1274)	1430	-
	7,0	24,4	30,7	33,2	33,2 (32,6)	(42,9)	48,3	57,4	1098 (1078)	(1430)	1608	1902
	7,7	28,8	37,4	41,3	36,6 (36,0)	(47,3)	53,1	63,1	1216 (1196)	(1568)	1764	2078
	9,2	37,7	51,7	58,8	43,7 (42,9)	(56,5)	63,5	75,5	1430 (1412)	(1842)	2078	2470
	10,5	45,2	63,3	73,3	49,9 (49,0)	(64,5)	72,4	86,2	1608 (1588)	(2078)	2352	2784
146	6,5	19,4	-	-	29,5 (29,0)	(38,1)	42,9	-	1078 (1058)	(1392)	1568	-
	7,0	22,4	27,7	29,8	31,8 (31,3)	(41,1)	46,2	63,5	1156 (1136)	(1490)	1686	2000
	7,7	26,7	34,2	37,4	35,0 (34,3)	(45,2)	50,8	60,4	1274 (1254)	(1646)	1842	2196
	8,5	31,4	41,6	46,3	38,6 (37,9)	(49,9)	56,1	66,7	1392 (1372)	(1804)	2020	2412
	9,5	37,1	50,7	57,5	43,1 (42,4)	(55,8)	62,7	74,5	1548 (1510)	(2000)	2234	2666
	10,7	43,7	61,0	70,4	48,6 (47,7)	(62,8)	70,6	83,9	1726 (1686)	(2234)	2510	2980

продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
168	7,3	18,3	21,9	-	28,8 (28,8)	(37,3)	41,9	49,7	1392 (1372)	(1804)	2040	2412
	8,0	22,1	27,3	-	31,6 (31,0)	(40,8)	45,8	54,4	1510 (1490)	(1962)	2216	2628
	8,9	26,9	34,4	37,6	35,1 (34,5)	(45,4)	51,0	60,6	1686 (1666)	(2176)	2450	2922
	10,6	35,4	47,9	54,2	41,9 (41,1)	(54,0)	60,7	72,2	1980 (1960)	(2568)	2882	3432
	12,1	42,6	59,3	68,3	47,7 (46,9)	(61,7)	69,3	82,4	2254 (2216)	(2902)	3274	
178	5,9	9,8	-	-	22,1	-	-	-	1216	-	-	-
	6,9	14,4	-	-	25,8 (25,3)	(33,3)	37,4	-	1412 (1372)	(1804)	2038	-
	8,1	20,3	24,6	26,3	30,3 (29,7)	(39,1)	43,9	52,3	1626 (1608)	(2118)	2372	2824
	9,2	25,9	32,8	35,8	34,3 (33,4)	(44,4)	49,9	59,3	1842 (1824)	(2392)	2686	3196
	10,4	31,7	42,1	46,9	38,8 (38,1)	(50,2)	56,4	67,1	2078 (2038)	(2686)	3020	3568
	11,5	36,9	50,2	57,0	42,9 (42,2)	(55,5)	62,4	74,1	2274 (2234)	(2942)	3314	3922
	12,7	42,3	58,7	67,6	47,4 (46,6)	(61,3)	68,8	81,9	2490 (2450)	(3216)	3628	4314
	13,7	-	65,6	76,2	-	-	74,3	88,3	-	-	3882	4628
	15,0	-	-	86,9	-	-	-	96,7	-	-	-	4980
194	7,6	14,7	-	-	26,1 (25,6)	(33,6)	37,8	-	1686 (1646)	(2176)	2450	-
	8,3	17,9	21,3	22,4	28,4 (27,9)	(36,8)	41,3	49,1	1824 (1804)	(2372)	2666	3156
	9,5	23,4	29,2	31,6	32,5 (32,0)	(42,1)	47,3	56,2	2078 (2038)	(2686)	3020	3588
	10,9	29,8	39,0	43,1	37,4 (36,7)	(48,2)	54,2	64,5	2372 (2334)	(3058)	3452	4098
	12,7	37,5	51,4	58,3	43,5 (42,4)	(56,3)	63,2	75,1	2744 (2686)	(3530)	3980	4726
	15,1	-	-	77,4	-	-	-	89,3	-	-	-	5550
219	6,7	7,9	-	-	20,3	-	-	-	1686	-	-	-
	7,7	11,4	-	-	23,3 (22,9)	(30,2)	33,9	-	1940 (1902)	(2510)	2824	-
	8,9	16,0	18,5	19,5	27,0 (26,5)	(34,8)	39,2	46,6	2234 (2196)	(2196)	2882	3236
	10,2	21,2	26,0	27,7	30,9 (30,4)	(39,9)	44,9	53,3	2530 (2490)	(3274)	3686	4372
	11,4	26,1	33,2	36,3	34,5 (33,9)	(44,6)	50,2	59,6	2824 (2764)	(3648)	4098	4864
	12,7	31,2	41,3	46,0	38,5 (37,7)	(49,7)	55,9	66,5	3118 (3058)	(4040)	4530	5392

окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	8	9	10	11	14	15	16	17
219	14,2	-	50,4	57,2	43,1 (42,3)	(55,6)	62,4	74,3	3470 (3392)	(4470)	5040	5982
245	7,9	9,2	-	-	21,5 (21,1)	(27,7)	31,2	-	2216 (2176)	(2882)	3236	-
	8,9	12,4	13,9	14,5	24,2 (23,7)	(31,3)	35,1	41,8	2490 (2450)	(3236)	3628	4314
	10,0	16,2	18,9	19,8	27,2 (26,7)	(35,1)	39,4	46,9	2784 (2744)	(3608)	4060	4824
	11,1	20,2	24,4	26,1	30,1 (29,6)	(38,9)	43,7	52,1	3078 (3020)	(3980)	4470	5334
	12,0	23,4	29,3	31,6	32,5 (32,0)	(42,1)	47,4	56,3	3314 (3254)	(4294)	4824	5746
	13,8	29,9	39,2	43,4	37,4 (36,8)	(48,4)	54,4	64,7	3784 (3726)	(4902)	5510	6550
	15,9	-	-	57,5	-	-	-	74,5	-	-	-	-

Таблица А.2 – Коэффициент снижения прочности гладкого тела трубы при изгибе,  $\lambda$

Диаметр трубы, мм	Группа прочности			
	Д	К	Е	Л
114,3	0,028	0,021	0,019	0,016
127,0	0,031	0,023	0,021	0,018
139,7	0,034	0,026	0,023	0,020
146,1	0,035	0,027	0,024	0,021
168,3	0,041	0,031	0,028	0,024
177,8	0,043	0,033	0,030	0,025
193,7	0,047	0,036	0,032	0,027
219,1	0,053	0,040	0,036	0,031
244,5	0,059	0,045	0,041	0,034

Примечание –  $n' = \frac{n}{1 - n \lambda (\alpha_0 - 0,5)}$ ,

где  $n'$ ,  $n$  – коэффициенты запаса прочности на растяжение с изгибом и без изгиба соответственно;  
 $\alpha_0$  - интенсивность искривления труб.

Таблица А.3 - Допустимые растягивающие нагрузки для соединений с резьбой трапецеидального профиля (ОТТМ) по ГОСТ 632

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ОТТМ по ГОСТ 632 с нормальным диаметром муфт исполнения А (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН			Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ОТТМ по ГОСТ 632 с нормальным диаметром муфт исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,8 от разрушающей нагрузки), кН				Наружный диаметр муфты, мм	Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ОТТМ по ГОСТ 632 со специальными муфтами с уменьшенным наружным диаметром исполнения А (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,75 от разрушающей нагрузки), кН			Допустимые растягивающие нагрузки для обсадных труб ОТТМ по ГОСТ 632 со специальными муфтами с уменьшенным наружным диаметром исполнения Б (с учетом запаса прочности для резьбового соединения 1,8 от разрушающей нагрузки), кН		
		Д	Е	Л	Д	К	Е	Л		Д	Е	Л	Д	Е	Л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
114	6,4	657 <sup>1</sup>	696	765	-	-	-	-	123,8	657 <sup>1</sup>	696	765	-	-	-
	7,4	755 <sup>1</sup>	823	902	715 <sup>2</sup>	794	804	882		755 <sup>1</sup>	823	931	725 <sup>2</sup>	804	882
	8,6	863 <sup>1</sup>	971	1069	823 <sup>2</sup>	941	941	1039		823 <sup>1</sup>	873	961	804	843	931
127	10,2	1010 <sup>1</sup>	1118	1235	-	-	-	-	136,5	823 <sup>1</sup>	873	961	-	-	-
	6,4	735 <sup>1</sup>	784	863	-	-	-	-		735 <sup>1</sup>	784	863	-	-	-
	7,5	853 <sup>1</sup>	941	1029	804 <sup>2</sup>	902	912	1000		853 <sup>1</sup>	941	1029	823 <sup>2</sup>	912	1000
	9,2	1029 <sup>1</sup>	1167	1284	980 <sup>2</sup>	1127	1137	1255		922 <sup>1</sup>	971	1069	902	941	1039
140	10,7	1186 <sup>1</sup>	1363	1500	-	-	-	-	149,2	922 <sup>1</sup>	971	1069	-	-	-
	6,2	784 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-		784 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	7,0	882 <sup>1</sup>	961	1059	-	-	-	-		882 <sup>1</sup>	961	1059	-	-	-
	7,7	971 <sup>1</sup>	1069	1177	912 <sup>2</sup>	1039	1039	1137		971 <sup>1</sup>	1069	1177	931 <sup>2</sup>	10399	1137
	9,2	1137 <sup>1</sup>	1294	1422	1078 <sup>2</sup>	1255	1255	1382		1029	1088	1196	1010	1059	1167
146	10,5	1294 <sup>1</sup>	1490	1637	1216 <sup>2</sup>	1441	1451	1588	156,0	1029	1088	1196	1010	1059	1167
	6,5	863 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-		863 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	7,0	931 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-		931 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	7,7	1020 <sup>1</sup>	1118	1235	961 <sup>2</sup>	1088	1088	1196		1020 <sup>1</sup>	1118	1235	156,0	980 <sup>2</sup>	1088
	8,5	1108 <sup>1</sup>	1245	1373	1049 <sup>2</sup>	1206	1216	1333		1118	1177	1294	-	1076	1147
	9,5	1226 <sup>1</sup>	1412	1549	1167 <sup>2</sup>	1363	1372	1510		1118	1177	1294	-	-	-
	10,7	1373 <sup>1</sup>	1598	1755	1304 <sup>2</sup>	1539	1549	1706		-	-	-	-	-	-
168	7,3	1118 <sup>1</sup>	1226	-	-	-	-	-	177,8	1118 <sup>1</sup>	1226	-	-	-	-
	8,0	1226 <sup>1</sup>	1353	1490	1157 <sup>2</sup>	1314	1324	-		1216 <sup>1</sup>	1333	1461	1157 <sup>2</sup>	1314	1324
	8,9	1353 <sup>1</sup>	1530	1677	1274 <sup>2</sup>	1480	1480	1627		1265	1333	1461	1274 <sup>2</sup>	1480	1480
	10,6	1588 <sup>1</sup>	1843	2020	1500 <sup>2</sup>	1784	1784	1971		1265	1333	1461	1500 <sup>2</sup>	1784	1784
	12,1	1804 <sup>1</sup>	2108	2324	1706 <sup>2</sup>	2039	2049	2255		-	-	-	1706 <sup>2</sup>	2039	2049
178	6,9	1118 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-	187,3	1128 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	8,1	1304 <sup>1</sup>	1461	1608	1235 <sup>2</sup>	1412	1422	1559		1314 <sup>1</sup>	1432	1579	187,3	1255 <sup>2</sup>	1392
	9,2	1480 <sup>1</sup>	1676	1843	1392 <sup>2</sup>	1627	1627	1794		1363	1432	1579	-	-	-
	10,4	1667 <sup>1</sup>	1912	2098	1569 <sup>2</sup>	1853	1863	2049		1363	1432	1579	-	-	-
	11,5	1814 <sup>1</sup>	2128	2334	1726 <sup>2</sup>	2059	2069	2275		-	-	-	-	-	-
	12,7	2000 <sup>1</sup>	2285	2510	1882 <sup>2</sup>	2275	2216	2441		-	-	-	-	-	-
	13,7	-	2285	2510	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
	15,0	-	-	2510	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
194	7,6	1343 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-	206,4	1353 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	8,3	1471 <sup>1</sup>	1637	1804	-	-	-	-		1471 <sup>1</sup>	1637	1304	-	-	-
	9,5	1677 <sup>1</sup>	1902	2089	1578 <sup>2</sup>	1843	1853	2030		1667 <sup>1</sup>	1902	2089	1608 <sup>2</sup>	1853	2030
	10,9	1892 <sup>1</sup>	2206	2422	1794 <sup>2</sup>	2128	2137	2353		1892	1991	2196	1833	1941	2128
	12,7	2187 <sup>1</sup>	2579	2834	2059 <sup>2</sup>	2490	2500	2745		1892	1991	2196	-	-	-
	15,1	-	-	3383	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-

окончание таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
219	7,7	1549 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-	-	231,8	1549 <sup>1</sup>	-	-	-	-	-
	8,9	1785 <sup>1</sup>	2000	2216	1686 <sup>2</sup>	1892	1951	2157		1785 <sup>1</sup>	2000	2216	1716 <sup>2</sup>	1951	2157
	10,2	2030 <sup>1</sup>	2314	2569	1922 <sup>2</sup>	2186	2245	2500		2030 <sup>1</sup>	2295	2530	1951 <sup>2</sup>	2235	2461
	11,4	2255 <sup>1</sup>	2520	2893	2128 <sup>2</sup>	2392	2451	2814		2187	2295	2530	2128	2235	2461
	12,7	2500 <sup>1</sup>	2903	3236	2363 <sup>2</sup>	2745	2824	3148		2187	2295	2530	2128	2235	2461
	14,2	-	3256	3628	2618 <sup>2</sup>	3089	3857	3530		-	-	-	2128	2235	2461
245	7,9	1755	-	-	-	-	-	-	257,2	1755	-	-	-	-	-
	8,9	2000 <sup>1</sup>	2246	2491	-	-	-	-		2000 <sup>1</sup>	2246	2481	1922 <sup>2</sup>	2186	2422
	10,0	2236 <sup>1</sup>	2540	2824	1882 <sup>2</sup>	2118	2186	2422		2236 <sup>1</sup>	2540	2814	2147 <sup>2</sup>	2471	2736
	11,1	2471 <sup>1</sup>	2834	3158	2108 <sup>2</sup>	2402	2471	2745		2432	2559	2814	2363	2490	2736
	12,0	2657 <sup>1</sup>	3079	3432	2334 <sup>2</sup>	2677	2755	3069		2432	2559	2814	2363	2490	2736
	13,8	3040 <sup>1</sup>	3560	3962	2510 <sup>2</sup>	2902	2991	3334							
	15,9	-	-	4580	-	-	-	-							

Примечания -

Для труб исполнения А

1 - допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают 0,8 предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,25)

Для труб исполнения Б

2 - допустимые нагрузки, при которых напряжения в теле труб достигают 0,77 от предела текучести (коэффициент запаса прочности равен 1,3)

Допустимые растягивающие нагрузки, приведенные в настоящем приложении, относятся к вертикальным скважинам и к скважинам с интенсивностью искривления ствола до 3,5° на 10 м.

Таблица А.4 – Снижение допустимой растягивающей нагрузки для резьб с трапецеидальным профилем резьбы по ГОСТ 632, при изгибе

Диаметр, мм	Интенсивность искривления, град/10м	
	≤ 3	≤ 5
114,3-168,3	0	0
177,8-340,0	0	на 10%

Таблица А.5- Моменты свинчивания для обсадных труб с резьбой трапецеидально-го профиля (ОТТМ) по ГОСТ 632

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Моменты свинчивания для обсадных труб с трапецеидальной резьбой ОТТМ по ГОСТ 632, Н·м			
		Группа прочности			
		Д	К	Е	Л
114,3	5,7	4242	4866	5150	5591
	6,4	4791	5496	5816	6314
	7,4	5963	6840	7239	7859
	8,6	6715	7703	8152	8850
	10,2	7545	8655	9159	9943
127,0	6,4	5062	5807	6146	6672
	7,5	5878	6743	7136	7747
	9,2	7549	8660	9165	9949
	10,7	8369	9600	10160	11030
139,7	6,2	5110	5862	6203	6734
	7,0	6035	6922	7326	7953
	7,7	6864	7873	8332	9046
	9,2	7912	9075	9605	10427
	10,5	8673	9948	10528	11429
146,1	6,5	5798	6651	7039	7641
	7,0	6279	7202	7622	8275
	7,7	7533	8641	9145	9928
	8,5	8250	9463	10015	10873
	9,5	9062	10394	11000	11942
	10,7	9930	11390	12054	13086
168,3	7,3	6832	7836	8293	9003
	8,0	7467	8566	9065	9841
	8,9	8214	9422	9971	10825
	10,6	10299	11813	12502	13572
	12,1	11303	12966	13722	14897
177,8	6,9	6500	7456	7890	8566
	8,1	7592	8709	9217	1000
	9,2	9231	10589	11206	12166
	10,4	10138	11629	12307	13360
	11,5	10871	12470	13197	14327
	12,7	11583	13286	14061	15265
	13,7	12115	13897	14708	15967
	15,0	12739	14612	15464	16788
193,7	7,6	7987	9161	9695	10525
	8,3	8726	10010	10593	11500
	9,5	10773	12358	13078	14198
	10,9	12062	13836	14642	15896
	12,7	13492	15476	16379	17781
	15,1	15089	17308	18317	19885
219,1	7,7	8826	10124	10714	11632
	8,9	10241	11748	12432	13497
	10,2	12133	13917	14729	15990
	11,4	13890	15933	16862	18305
	12,7	15089	17308	18318	19886
	14,2	16327	18728	19820	21517
244,5	7,9	9077	10412	11019	11962
	8,9	10245	11752	12437	13502
	10,0	11930	13685	14482	15722
	11,1	13602	15602	16512	17926
	12,0	14468	16596	17564	19068
	13,8	16022	18379	19451	21116
	15,9	17585	20172	21348	23176

Примечание – значение моментов свинчивания, указанные в данной таблице, являются ориентировочными и могут уточняться в процессе набора статистических данных для конкретных условий сборки резьбовых соединений.

Приложение Б  
(справочное)

Перечень документов, использованных при составлении Руководства

- |      |                  |   |
|------|------------------|---|
| [1]  | ГОСТ 632-80      | Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия   |
| [2]  | ГОСТ 53366-2009  | Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия   |
| [3]  | API Spec Std 5B  | Требования к резьбе, калибровке и контролю резьб обсадных, насосно-компрессорных и трубопроводных труб  |
| [4]  | API Spec 5CT     | Технические условия на обсадные и насосно-компрессорные трубы   |
| [5]  | API 5A3-96       | Практическое Руководство по резьбовым смазкам для обсадных труб, НКТ и трубопроводов  |
| [6]  | API RP 5CI       | Эксплуатация и обслуживание обсадных и насосно-компрессорных труб. Руководящие указания   |
| [7]  | API 5BI (RP 5B1) | Рекомендуемая технология измерения и контроля резьбы для обсадных, колонковых и трубопроводных труб   |
| [8]  | API RP 5A3       | Рекомендуемая методика по резьбовым многокомпонентным смазкам для обсадных, насосно-компрессорных и магистральных труб. 2-е издание, июль 2003г.  |
| [9]  | ISO 10405:2000   | Нефтяная и газовая промышленность. Техническое обслуживание и использование обсадных труб скважин и трубопроводов   |
| [10] | ISO 10400        | Нефтегазовая промышленность – Расчетные формулы и расчеты по определению характеристик обсадных, насосно-компрессорных, бурильных и нефтегазопроводных труб, используемых в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб. |
| [11] |                  | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 12.03.2013 г.   |
| [12] |                  | Инструкция по расчету обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. М., 1997 г.   |
| [13] |                  | Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по количеству от 15.06.1965 г. № П-6 (с дополнениями и изменениями от 14.11.1974 г. № 98)                      |
| [14] |                  | Инструкция о порядке приемки продукции производственно-технического назначения и товаров народного потребления по качеству от 25.04.1966 г. № П-7 (с дополнениями и изменениями от 14.11.74 г. № 98)                          |
| [15] |                  | Рекомендации по выбору резьбовых соединений обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб, используемых при строительстве наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин                                    |
| [16] |                  | Рекомендации по эксплуатации и порядку разбраковки обсадных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса. М., 2000 г.  |