

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

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора –
Главный инженер ОАО «ТМК»


А.А. Клачков
«20» 12 2010 г.


УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ЗАО «ВНИИТнефть»


Ю.Н. Антипов
«14» 12 2010 г.


ТРУБЫ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАЗРАБОТАНО

Технический директор
ЗАО «ВНИИТнефть»


А.А. Донской
«14» 12 2010 г.

Самара, 2010 г.

Содержание

1	Термины и определения	3
2	Технические характеристики труб.....	4
2.1	Трубы стальные бесшовные	4
2.2	Трубы электросварные прямошовные	4
2.3	Трубы сварные спиральношовные большого диаметра	4
2.4	Трубы с антикоррозионным покрытием	5
3	Маркировка и упаковка	5
4	Требования и рекомендации по рациональной эксплуатации труб	22
4.1	Область применения	22
4.2	Требования к подготовке труб к эксплуатации	25
4.3	Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов	28
4.4	Укладка трубопроводов в траншею	32
4.5	Испытания трубопроводов	33
4.6	Приемка трубопроводов в эксплуатацию	35
4.7	Основные требования по надзору над эксплуатацией и контролем технического состояния трубопроводов	35
4.8	Содержание и периодичность контроля трубопроводов	37
4.9	Ремонт трубопроводов	42
5	Транспортирование и хранение труб	41
6	Требования безопасности	45
7	Установленный ресурс и гарантии изготовителя	45
8	Перечень использованных документов	46

Настоящее Руководство по эксплуатации разработано применительно к сортаменту нефтегазопроводных труб, выпускаемых по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732, ГОСТ Р 53383, ГОСТ 10704, ГОСТ 10705, ГОСТ 10706, ГОСТ 20295, стандарту API Spec 5L/ISO 3183 и техническим условиям (ТУ) и другой нормативной документации, действующей на заводах ОАО «Трубной металлургической компании» (ТМК).

Все нефтегазопроводные трубы, выпускаемые по ГОСТ, стандарту API, техническим условиям и другим нормативным документам, приведенным в настоящем руководстве, могут быть использованы для транспорта нефти, газа и попутно добываемой пластовой воды с учетом рекомендаций, приведенных в данном руководстве.

Руководство не отменяет и не противоречит действующим руководящим документам, а дополняет и конкретизирует особенности эксплуатации нефтегазопроводных труб, выпускаемых заводами ОАО «ТМК». Руководство отменяет действующий документ, выпущенный ЗАО «ВНИИТнефть» в 2005 г.

Руководство по эксплуатации нефтегазопроводных труб позволит Потребителю труб значительно облегчить работу по выбору и принятию решения по закупкам и выявить преимущества труб, выпускаемых заводами ТМК перед продукцией других заводов и фирм.

Руководство отражает необходимые вопросы эксплуатации нефтегазопроводных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса.

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

Данное руководство входит в комплект поставки каждой партии труб в компании ТМК.

1 ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Трубы нефтегазопроводные – трубы, соединяемые между собой для строительства трубопровода (нефтегазопровода).

Нефтегазопровод - трубопровод для транспортирования нефти, газа, нефтепродуктов.

Труба бесшовная стальная – стальная труба, не имеющая сварного шва или другого соединения, изготовленная одним из способовковки, прокатки, волочения или прессования.

Труба электросварная прямошовная – труба, изготовленная электросваркой под флюсом или токами высокой частоты из листа с одним продольным швом.

Труба спиральношовная – труба, которая имеет один спиральный шов, выполненный дуговой сваркой под флюсом.

Трубопровод – линейная часть трубопроводного сооружения, состоящая из соединенных между собой труб, перекачивающих и компрессорных станций.

Магистральный трубопровод – трубопровод с комплексом подземных и наземных сооружений, предназначенный для транспортирования нефти, газа, нефтепродуктов на дальние расстояния.

Промысловый трубопровод – трубопровод, соединяющий скважины с промысловым пунктом сбора нефти и газа.

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта.

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Ресурс – это суммарная наработка объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Ресурсный отказ – отказ, в результате которого объект достигает предельного состояния.

Остаточный ресурс - это суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Назначенный ресурс - это суммарная наработка объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Срок службы - это календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Назначенный срок службы - это календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Техническое состояние объекта - состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

Техническая диагностика - область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.

Техническое диагностирование - определение технического состояния объекта.

Контроль технического состояния - это проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе его технического состояния в данный момент времени (исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п.).

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБ

2.1 Трубы стальные бесшовные

2.1.1 Сортамент труб, изготавливаемых по ГОСТ 8732, ГОСТ Р 53383 и техническим условиям, приведен в таблице 1, стандарту API Spec 5L/ISO 3183 – в таблице 2.

2.1.2 Наименования нормативных технических документов на изготовление и поставку труб приведены в таблице 3.

2.1.3 Механические свойства стальных бесшовных труб, приведены в таблице 4.

2.1.4 Коррозионные свойства бесшовных труб, изготавливаемых по ТУ, приведены в таблице 5.

2.2 Трубы электросварные прямошовные

2.2.1 Сортамент труб, изготавливаемых по ГОСТ 10704, приведен в таблице 6, а по ГОСТ 20295 (тип 1) в таблице 6а.

2.2.2 Наименования нормативных документов на изготовление и поставку труб приведены в таблице 7.

2.2.3 Механические свойства электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10705 приведены в таблице 8, по ГОСТ 10706 – в таблице 8а – 8г, по ТУ в таблице 8д.

2.3 Трубы сварные спиральношовные большого диаметра

2.3.1 Сортамент электросварных спиральношовных труб большого диаметра приведен в таблицах 9.

2.3.2 Наименования нормативных документов на изготовление и поставку труб приведены в таблице 10.

2.3.3 Механические свойства труб приведены в таблице 11.

2.4 Трубы с антикоррозионным покрытием

2.4.1 Для защиты от коррозии на трубы наносятся различные виды покрытий.

На Волжском трубном заводе наносят на трубы следующие виды антикоррозионных наружных покрытий:

- двухслойное эпоксидное;
- двух и трехслойное покрытие на основе экструдированного полиолефина (полиэтилена или полипропилена);
- внутренние гладкостные (антифрикционные) покрытия.

На заводе Трубопласт наносят на трубы диаметром 57-720 мм наружные и внутренние покрытия:

- антикоррозионное наружное эпоксидное;
- антикоррозионное двух- и трехслойное наружное покрытие на основе экструдированного полиэтилена;
- антикоррозионное трехслойное наружное на основе экструдированного полипропилена;
- теплогидроизоляционное наружное покрытие на основе слоя из жесткого пенополиуретана с антикоррозионным покрытием стальной трубы и наружной защитной гидроизоляционной оболочкой;
- внутренне покрытие на основе наплавляемых эпоксидных порошковых красок с системой защиты внутренней части сварного стыка (толщина покрытия 350-450мкм).

Набором заводских покрытий и комплектаций труб материалами для антикоррозионной защиты наружной части сварного стыка на заводе «Трубопласт» реализуют полную антикоррозионную защиту стальных труб.

2.4.2 Наименования нормативных документов на изготовление, поставку труб с антикоррозионным покрытием и их назначение приведены в таблице 12.

2.4.3 Характеристики эпоксидного покрытия труб приведены в таблице 13.

2.4.4 Характеристики покрытий на основе экструдированного полиэтилена приведены в таблице 14.

2.4.5 Характеристики внутреннего гладкостного покрытия приведены в таблице 15.

3 МАРКИРОВКА И УПАКОВКА

3.1 Общие требования к маркировке, упаковке и документации на трубы должны соответствовать ГОСТ 10692 и нормативной документации на трубы.

3.2 Маркировка труб производится в соответствии с требованиями нормативной документации. Маркировка труб диаметром 159 мм и менее может выполняться на ярлыке, закрепленном на пакете труб.

Таблица 1- Сортамент труб бесшовных нефтегазопроводных, изготавливаемых по ГОСТ и техническим условиям

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм																						
	3,0	3,2	3,5	4	4,5	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	18	20	22	24	26	28	30
	Масса 1 погонного метра, кг																						
28	1,85	1,96	2,11	2,37																			
30	2,00	2,12	2,29	2,57	2,83																		
32	2,15	2,27	2,46	2,76	3,05																		
38	2,59	2,75	2,98	3,35	3,72	4,07																	
42	2,89	3,06	3,32	3,75	4,16	4,56	5,33	6,04	6,71	7,32	7,89	8,41	8,88	9,67									
45	3,11	3,30	3,58	4,04	4,49	4,93	5,77	6,56	7,30	7,99	8,63	9,22	9,77	10,70									
50	3,48	3,69	4,01	4,54	5,05	5,55	6,51	7,42	8,29	9,10	9,86	10,58	11,24	12,43	12,95								
57		4,25	4,62	5,23	5,83	6,41	7,55	8,63	9,67	10,65	11,59	12,48	13,32	14,85	15,54	16,18	17,31						
60		4,48	4,88	5,52	6,16	6,78	7,99	9,15	10,26	11,32	12,33	13,29	14,21	15,88	16,65	17,36	18,64	19,73					
73			6,00	6,81	7,60	8,38	9,91	11,39	12,82	14,21	15,54	16,82	18,05	20,37	21,46	22,49	24,41	26,14					
76		5,75	6,26	7,10	7,93	8,75	10,36	11,91	13,42	14,87	16,28	17,63	18,94	21,41	22,57	23,68	25,75	27,62					
83				7,79	8,71	9,62	11,39	13,12	14,80	16,42	18,00	19,53	21,01	23,82	25,15	26,44	28,85	31,07	33,10				
89				8,39	9,38	10,36	12,28	14,16	15,98	17,76	19,48	21,16	22,79	25,89	27,37	28,80	31,52	34,03	36,35	38,47			
102					11,96	14,21	16,40	18,55	20,64	22,69	24,69	26,63	30,38	32,18	33,93	37,29	40,44	43,40	46,17	48,73	51,10	53,27	
108					12,70	15,09	17,44	19,73	21,97	24,17	26,31	28,41	32,45	34,40	36,30	39,95	43,40	46,66	49,72	52,58	55,24	57,71	
114					13,44	15,98	18,47	20,91	23,31	25,65	27,94	30,19	34,53	36,62	38,67	42,62	46,36	49,91	53,27	56,43	59,38	62,15	
121					14,30	17,02	19,68	22,29	24,86	27,37	29,84	32,26	36,94	39,21	41,43	45,72	49,82	53,71	57,41	60,91	64,22	67,33	
127					15,04	17,90	20,72	23,48	26,19	28,85	31,47	34,03	39,01	41,43	43,80	48,39	52,78	56,97	60,96	64,76	68,36	71,76	
133						18,79	21,75	24,66	27,52	30,33	33,10	35,81	41,09	43,65	46,17	51,05	55,73	60,22	64,51	68,61	72,50	76,20	
140						19,83	22,96	26,04	29,08	32,06	34,99	37,88	43,50	46,24	48,93	54,16	59,19	64,02	68,66	73,10	77,34	81,38	
146						20,72	24,00	27,23	30,41	33,54	36,62	39,66	45,57	48,46	51,30	56,82	62,15	67,28	72,21	76,94	81,48	85,82	
152						21,60	25,03	28,41	31,74	35,02	38,25	41,43	47,65	50,68	53,66	59,48	65,11	70,53	75,76	80,79	85,62	90,26	
159						22,64	26,24	29,79	33,29	36,75	40,15	43,50	50,06	53,27	56,43	62,59	68,56	74,33	79,90	85,28	90,46	95,44	
168						23,97	27,79	31,57	35,29	38,97	42,59	46,17	53,17	56,60	59,98	66,59	73,00	79,21	85,23	91,05	96,67	102,10	
194						27,82	32,28	36,70	41,06	45,38	49,64	53,86	62,15	66,22	70,24	78,13	85,82	93,32	100,62	107,72	114,63	121,33	
203						29,15	33,84	38,47	43,06	47,60	52,09	56,52	65,25	69,55	73,79	82,12	90,26	98,20	105,95	113,49	120,84	127,99	
219						31,52	36,60	41,63	46,61	51,54	56,43	61,26	70,78	75,46	80,10	89,23	98,15	106,88	115,42	123,75	131,89	139,83	
245							41,09	46,76	52,38	57,95	63,48	68,95	79,76	85,08	90,36	100,77	110,98	120,99	130,80	140,42	149,84	159,07	
273							45,92	52,28	58,60	64,86	71,07	77,24	89,42	95,44	101,41	113,20	124,79	136,18	147,38	158,38	169,18	179,78	
325								62,54	70,14	77,68	85,18	92,63	107,38	114,68	121,93	136,28	150,44	164,39	178,15	191,72	205,09	218,25	
351								67,67	75,91	84,10	92,23	100,32	116,35	124,29	132,19	147,82	163,26	178,50	193,54	208,39			
426											102,59	112,58	122,52	142,25	152,04	161,78	181,11	200,25	219,19	237,93	256,48		

Таблица 2 – Сортамент бесшовных труб по API Spec 5L/ ISO 3183

Номинальный размер	Наружный диаметр		Толщина стенки		Погонный вес		Класс веса
	мм	дюйм	мм	дюйм	кг/м	фунт/фут	
1/8	10,3	0,405	1,7	0,068	0,36	0,24	STD
1/8	10,3	0,405	2,4	0,095	0,46	0,31	XS
¼	13,7	0,540	2,2	0,088	0,62	0,42	STD
¼	13,7	0,540	3,0	0,119	0,80	0,54	XS
3/8	17,1	0,675	2,3	0,091	0,84	0,57	STD
3/8	17,1	0,675	3,2	0,126	1,10	0,74	XS
½	21,3	0,840	2,8	0,109	1,27	0,85	STD
½	21,3	0,840	3,7	0,147	1,62	1,09	XS
¾	26,7	1,050	2,9	0,113	1,68	1,13	STD
¾	26,7	1,050	3,9	0,154	2,19	1,47	XS
1	33,4	1,315	3,4	0,133	2,50	1,68	STD
1	33,4	1,315	4,5	0,179	3,24	2,17	XS
1¼	42,2	1,660	3,6	0,140	3,39	2,27	STD
1¼	42,2	1,660	4,9	0,191	4,47	3,00	XS
1½	48,3	1,900	3,7	0,145	4,05	2,72	STD
1½	48,3	1,900	5,1	0,200	5,40	3,63	XS
2 3/8	60,3	2,375	2,1	0,083	3,02	2,03	STD
2 3/8	60,3	2,375	2,8	0,109	3,93	2,64	STD
2 3/8	60,3	2,375	3,2	0,125	4,47	3,00	STD
2 3/8	60,3	2,375	3,6	0,141	5,00	3,36	STD
2 3/8	60,3	2,375	3,9	0,154	5,43	3,65	STD
2 3/8	60,3	2,375	4,4	0,172	6,03	4,05	STD
2 3/8	60,3	2,375	4,8	0,188	6,54	4,39	STD
2 3/8	60,3	2,375	5,5	0,218	7,48	5,02	STD
2 3/8	60,3	2,375	6,4	0,250	8,45	5,76	STD
2 3/8	60,3	2,375	7,1	0,281	9,36	6,28	STD
2 7/8	73,0	2,875	3,6	0,141	6,13	4,12	STD
2 7/8	73,0	2,875	4,0	0,156	6,75	4,53	STD
2 7/8	73,0	2,875	4,4	0,172	7,40	4,97	STD
2 7/8	73,0	2,875	4,8	0,188	8,04	5,40	STD
2 7/8	73,0	2,875	5,2	0,203	8,62	5,79	STD
2 7/8	73,0	2,875	5,5	0,216	9,13	6,13	STD
2 7/8	73,0	2,875	6,4	0,250	10,44	7,01	STD
2 7/8	73,0	2,875	7,0	0,276	11,41	7,66	STD
3 ½	88,9	3,500	4,0	0,156	8,29	5,57	STD
3 ½	88,9	3,500	4,4	0,172	9,10	6,11	STD
3 ½	88,9	3,500	4,8	0,188	9,90	6,65	STD
3 ½	88,9	3,500	5,5	0,216	11,29	7,58	STD
3 ½	88,9	3,500	6,4	0,250	12,93	8,68	STD
3 ½	88,9	3,500	7,1	0,281	14,38	9,66	STD
3 ½	88,9	3,500	7,6	0,300	15,26	10,25	STD
4	101,6	4,000	5,7	0,226	13,57	9,11	STD
4	101,6	4,000	6,4	0,250	14,91	10,01	STD
4	101,6	4,000	7,1	0,281	16,62	11,16	STD
4	101,6	4,000	8,1	0,318	18,61	12,50	STD
4½	114,3	4,500	5,2	0,203	13,88	9,32	STD
4½	114,3	4,500	5,6	0,219	14,91	10,01	STD
4½	114,3	4,500	6,0	0,237	16,07	10,79	STD
4½	114,3	4,500	6,4	0,250	16,90	11,35	STD

Продолжение таблицы 2

Номинальный размер	Наружный диаметр		Толщина стенки		Погонный вес		Класс веса
	мм	дюйм	мм	дюйм	кг/м	фунт/фут	
4½	114,3	4,500	7,1	0,281	18,85	12,66	STD
4½	114,3	4,500	7,9	0,312	20,79	13,96	STD
4½	114,3	4,500	8,6	0,337	22,31	14,98	STD
4½	114,3	4,500	11,1	0,438	28,30	19,00	STD
5 9/16	141,3	5,563	5,6	0,219	18,61	12,50	STD
5 9/16	141,3	5,563	6,6	0,258	21,77	14,62	STD
5 9/16	141,3	5,563	7,1	0,281	23,61	15,85	STD
5 9/16	141,3	5,563	7,9	0,312	26,06	17,50	STD
5 9/16	141,3	5,563	8,7	0,344	28,55	19,17	STD
5 9/16	141,3	5,563	9,5	0,375	30,95	20,78	STD
5 9/16	141,3	5,563	12,7	0,500	40,28	27,04	STD
6 5/8	168,3	6,625	6,4	0,250	25,35	17,02	-
6 5/8	168,3	6,625	7,1	0,280	28,22	18,97	STD
6 5/8	168,3	6,625	7,9	0,312	31,25	21,04	
6 5/8	168,3	6,625	8,7	0,344	34,24	23,08	
6 5/8	168,3	6,625	9,5	0,375	37,20	25,03	
6 5/8	168,3	6,625	11,0	0,432	42,67	28,57	XS
6 5/8	168,3	6,625	12,7	0,500	48,73	32,71	
6 5/8	168,3	6,625	14,3	0,562	54,31	36,39	
6 5/8	168,3	6,625	15,9	0,625	59,76	40,05	
6 5/8	168,3	6,625	18,3	0,750	67,69	45,35	
6 5/8	168,3	6,625	19,1	0,864	70,27	47,06	XXS
6 5/8	168,3	6,625	22,2	0,875	79,98	53,73	
8 5/8	219,1	8,625	7,0	0,277	36,61	24,70	
8 5/8	219,1	8,625	7,9	0,312	41,14	27,70	
8 5/8	219,1	8,625	8,2	0,322	42,65	28,55	STD
8 5/8	219,1	8,625	8,7	0,344	45,14	30,42	
8 5/8	219,1	8,625	9,5	0,375	49,10	33,04	
8 5/8	219,1	8,625	11,1	0,438	56,94	38,30	
8 5/8	219,1	8,625	12,7	0,500	64,64	43,39	XS
8 5/8	219,1	8,625	14,3	0,562	72,02	48,40	
8 5/8	219,1	8,625	15,9	0,625	79,67	53,40	
8 5/8	219,1	8,625	18,3	0,719	90,62	60,71	
8 5/8	219,1	8,625	19,1	0,750	94,20	63,08	
8 5/8	219,1	8,625	20,6	0,812	100,84	67,76	
8 5/8	219,1	8,625	22,2	0,875	107,79	72,42	XXS
8 5/8	219,1	8,625	25,4	1,000	121,32	81,44	
10¾	273,1	10,750	7,8	0,307	51,03	34,24	
10¾	273,1	10,750	8,7	0,344	56,72	38,23	
10¾	273,1	10,750	9,3	0,365	60,50	40,48	STD
10¾	273,1	10,750	11,1	0,438	71,72	48,24	
10¾	273,1	10,750	12,7	0,500	71,87	54,74	XS
10¾	273,1	10,750	14,3	0,562	81,55	61,15	
10¾	273,1	10,750	15,9	0,625	91,26	67,58	
10¾	273,1	10,750	18,3	0,719	100,85	77,03	
10¾	273,1	10,750	20,6	0,812	114,99	86,18	

Окончание таблицы 2

Номинальный размер	Наружный диаметр		Толщина стенки		Погонный вес		Класс веса
	мм	дюйм	мм	дюйм	кг/м	фунт/фут	
10 ³ / ₄	273,1	10,750	22,2	0,875	128,27	92,28	
10 ³ / ₄	273,1	10,750	23,8	0,938	137,36	98,30	
10 ³ / ₄	273,1	10,750	25,4	1,000	146,30	104,13	XXS
12 ³ / ₄	323,9	12,750	8,7	0,344	67,32	45,58	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	9,5	0,375	73,65	49,59	STD
12 ³ / ₄	323,9	12,750	10,3	0,406	79,65	53,52	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	11,1	0,438	85,62	57,59	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	12,7	0,500	97,46	65,42	XS
12 ³ / ₄	323,9	12,750	14,3	0,562	109,18	73,15	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	15,9	0,625	120,76	80,93	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	17,5	0,688	132,23	88,63	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	19,1	0,750	143,56	96,12	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	20,6	0,812	154,08	103,53	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	22,2	0,875	165,17	110,97	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	23,8	0,938	176,13	118,33	
12 ³ / ₄	323,9	12,750	25,4	1,000	186,97	125,49	XXS
12 ³ / ₄	323,9	12,750	27,0	1,062	197,68	132,57	
14	355,6	14,000	9,5	0,375	81,08	54,57	STD
14	355,6	14,000	10,3	0,406	87,71	58,94	
14	355,6	14,000	11,1	0,438	94,30	63,44	
14	355,6	14,000	11,9	0,469	100,86	67,78	
14	355,6	14,000	12,7	0,500	107,39	72,09	XS
14	355,6	14,000	14,3	0,562	120,36	80,66	
14	355,6	14,000	15,9	0,625	133,19	89,28	
14	355,6	14,000	17,5	0,688	145,91	97,81	
14	355,6	14,000	19,1	0,750	158,49	106,13	
14	355,6	14,000	20,6	0,812	170,18	114,37	
14	355,6	14,000	22,2	0,875	182,52	122,65	
14	355,6	14,000	23,8	0,938	194,74	130,85	
14	355,6	14,000	25,4	1,000	206,83	138,84	
14	355,6	14,000	27,0	1,062	218,79	146,74	
16	406,4	16,000	11,9	0,469	115,77	77,79	
16	406,4	16,000	12,7	0,500	123,30	82,77	XS
16	406,4	16,000	14,3	0,562	138,27	92,66	
16	406,4	16,000	15,9	0,625	153,11	102,63	
16	406,4	16,000	17,5	0,688	167,87	112,51	
16	406,4	16,000	19,1	0,750	182,42	122,51	
16	406,4	16,000	20,6	0,812	195,98	131,71	
16	406,4	16,000	22,2	0,875	210,33	141,34	
16	406,4	16,000	23,8	0,938	224,55	150,89	
16	406,4	16,000	25,4	1,000	238,64	160,20	
16	406,4	16,000	27,0	1,062	252,61	169,43	

Таблица 3 – Нормативные документы на изготовление и поставку труб бесшовных

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали	Группа (категория) прочности
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм		
ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортмент	28-426	3,0-30,0	10, 20, 40Х, 09Г2С, 17Г1С	
ГОСТ Р 53383-2009 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные	28-426	3,0-30,0	10, 20, 35, 45, 09Г2С, 30ХГСА, 15ХМ и т.д.	
API Spec 5L /ISO3183 Трубы для трубопроводов. Технические условия	10,3-406,4	1,7-28,6	A25; A25P; A; B; X42-X100	L175-L690
ГОСТ 30564-98 Трубы бесшовные горячедеформированные из углеродистых и легированных сталей со специальными свойствами	42-273	4,0-30,0	10, 20, 09Г2С, 10А, 20А, 09Г2СА	
ТУ 14-3-1128-2000 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства газовых месторождений ТУ14-3Р-1128-2007 Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений	57-426	4,0-25,0	10, 20, 09Г2С, 10Г2А	
ТУ 14-3-1618-89 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства нефтяных и газовых месторождений северных районов	219-426	8,0-26,0	12ГА, 16ГА, 13ГФА, 09Г2С	I, II, III
ТУ 14-3-1801-92 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенного качества для газопроводов, газлифтных систем и обустройства нефтяных и газовых месторождений северных районов	159	7,0	09Г2С	
ТУ 14-161-134-93 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем	57-159	4,0-14,0	10, 20, 35, 10Г2, 09Г2С	
ТУ 14-3-1971-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности из углеродистой стали (сталь 20 и ее модификации)	168-426	8,0-26,0	20В	K48
ТУ 14-3-1972-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости	168-426	8,0-26,0	06Х1, 06ХФ	K42, K52
ТУ 1317-204-00147016-01 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные хладостойкие, повышенной коррозионной стойкости	219-426	8,0-20,0	09ГФС, 12ГФ	K48, K50, K52
ТУ 1308-269-00147016-2003 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	168-426	8,0-26,0	20Ф (В), 06Х1Ф	K42, K48
ТУ 14-3Р-77-2004 Трубы бесшовные сероводородостойкие	57-426	4,5-28,0	20, 12ГФ	I, II категории
ТУ 14-157-60-98 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные в сероводородостойком исполнении для ОАО «ГАЗПРОМ»	108-273	6,0-18,0	20 «С» селект	
ТУ 14-3-1831-92 Трубы бесшовные сероводородостойкие из стали марки 12ГФПВ	89-159	6,0-12,0	12ГФ-ПВ	
ТУ 14-162-14-96 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости	219-325	8,0-25,0	20А, 20ЮЧА, 08ХМЧА	
ТУ 14-162-20-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтепроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	219-325	8,0-25,0	20А, 20ЮЧА, 08ХМЧА, 09СФА	
ТУ 14-161-174-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	57-168	6,0-12,0	20Дс	
ТУ 14-161-147-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные сероводородостойкие и хладостойкие. ТУ 14-161-148-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости	57-168	6,0-16,0	20, 08ХМЧА, 20 «С»	
ТУ 14-157-37-94 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 20 хладостойкие	114-273	6,0-18,0	20 селект, 20	

Продолжение таблицы 3

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали	Группа (категория) прочности
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм		
ТУ 14-157-38-94 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 09Г2С хладостойкие	114-273	6,0-18,0	09Г2С	
ТУ 14-157-54-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	108-273	6,0-18,0	20 «С» селект, 09ГСФА, 09ГСФ	
ТУ 14-161-184-2000 Трубы стальные бесшовные из стали марки 09Г2С	5,0-245,0	0,8-50,0	09Г2С	
ТУ 14-157-80-2006 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для сооружения санитарно-технических коммуникаций и водопроводов низкого давления	73	6,0-9,0	Ст 2, Ст 4, Ст 5, Ст 6, Ст 10, Ст 20	
	89	6,0-10,0		
	114; 121; 127; 133; 140; 146	6,0-14,0		
	152; 159; 168	6,0-16,0		
	178; 180; 194; 203; 219; 245; 273	6,0-20,0		
ТУ 1308-195-00147016-01 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные коррозионностойкие и хладостойкие, предназначенные для строительства, капитального ремонта и реконструкции подводных переходов	219-426	12,0-16,0	13ХФ	
ТУ 14-1-5439-2001 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной стойкости против локальной коррозии и хладостойкие	57-219	4,0-28,0	20ПКС	К42
ТУ 14-3Р-48-2001 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие для ОАО «ГАЗПРОМ»	89-273	6,0-18,0	20А, 09Г2СА, 20, 09Г2С	
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК»	57-426	5,0-26,0	20А, 20ФА, 09СФА, 08ХМФЧА, 13ХФА, 15ХФА, 15ХМФА, 20ХФА	К48, К50, К52, К54, К56
ТУ 14-156-65-2005 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для нефтепроводов	114-426	6,0-25,0	20, 09Г2С, 10Г2А	К36, К42, К48
ТУ 1308-226-00147016-02* Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные из микролегированных сталей с увеличенным ресурсом эксплуатации	57-426	5,0-25,0	08ХМФЧА, 20Ф, 20ФЧА, 12ХМФА, 06Х1Ф	К52, К56
ТУ 1317-214-00147016-02* Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной надежности при эксплуатации для месторождений ТПП «Когалымнефтегаз»	42-426	5,0-20,0	20Ф, 20ФА	К54, К55
ТУ 14-157-50-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные с повышенными эксплуатационными свойствами	108-273	6,0-18,0	20 «С» селект, 09ГСФА	
ТУ 1308-245-00147016-02 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные с повышенным ресурсом прочности, предназначенные для эксплуатации в коррозионноактивных средах	245-426	8,0-14,0	20ФА, 13ХФА	
ТУ 1317-233-00147016-02 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной надежности при эксплуатации для месторождений ОАО «Томскнефть»	219-426	8,0-26,0	13ХФА	К52
ТУ 14-1-5392-2000 Трубы биметаллические бесшовные коррозионностойкие	159-219	6,0-28,0	Основ.: 20; 10Г2; 09Г2С Плакирующий: 08Х13; 08Х18Н10; 08Х18Н10Т	К42
ТУ 1381-159-00147016-01 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные с улучшенной поверхностью для нанесения антикоррозионного покрытия	42-245	4,0-28,0	09ГСФ, 06Х1, 06ХФ	К42, К48
ТУ 14-162-24-97 Трубы бесшовные горячедеформированные для трубопроводов с резьбой ТРТ и муфты к ним	219-325	8,0-14,0	10, 20, 20А, 09Г2С	
ТУ 14-3Р- 54-2001 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 20ЮЧ	273-426	8,0-26,0	20ЮЧ, 09ГСФ, 12ГФ	К42
ТУ 14-3-1798-91 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для изготовления деталей трубопроводов	168-325	6,0-30,0	20, 09Г2С	
ТУ 14-156-93-2010 Трубы стальные бесшовные для морских подводных трубопроводов	168-426	8-28		РСТ, РСТ32, РСТ40, РСТ420

Окончание таблицы 3

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали	Группа (категория) прочности
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм		
ТУ 14-ЗР-91-2004 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной стойкости против локальной коррозии и хладостойкие для месторождений ОАО «СургутНГ»	57-426	5,0-28,0	20КТ	К48, К52
ТУ1317-023-48124013-05 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «Юганскнефтегаз»	57-426	5,0-28,0	13ХФА, 08ХМФЧА	К42, К52
ТУ 14-ЗР-90-2007 Трубы бесшовные сероводородостойкие из стали типа Х42SS	21,3-426	2,8-28,0	Х42SS	

* Более детальные сведения в ТУ завода-изготовителя

Таблица 4 - Механические свойства труб бесшовных нефтегазопроводных

Нормативный документ	Марка стали	Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, σ_b , Н/мм ²	Предел текучести, σ_t , Н/мм ²	σ_t/σ_b	Относительное удлинение, δ_s , %	Ударная вязкость, Дж/см ²		
			не менее			не более	не менее		
ГОСТ 8731-74	10		353	216		24			
	20		412	245		21			
	40Х		657	-		9			
ГОСТР 53383	10		353	216		24			
	20		412	245		21			
	35		510	294		17			
	45		588	323		14			
	09Г2С		470	265		21			
	10Г2		421	265		21			
	20Х		431	-		16			
	40Х		657	-		9			
	30ХГСА		686	-		11			
	15ХМ		431	225		21			
	30ХМА		588	392		13			
12ХН2		539	392		14				
API Spec 5L/ ISO 3183	PSL 1								
	L175	A25	310	175		*			
	L175P	A25P	310	175		*			
	L210	A	335	210		*			
	L245	B	415	245		*			
	L290	X42	415	290		*			
	L320	X46	435	320		*			
	L360	X52	460	360		*			
	L390	X56	490	390		*			
	L415	X60	520	415		*			
	L450	X65	535	450		*			
	L485	X70	570	485		*			
	PSL 2								
	L245	B	415-760	245-450	0,93	*			
	L290	X42	415-760	290-495	0,93	*			
	L320	X46	435-760	320-525	0,93	*			
	L360	X52	460-760	360-530	0,93	*			
	L390	X56	490-760	390-545	0,93	*			
	L415	X60	520-760	415-565	0,93	*			
	L450	X65	535	450		*			
	L485	X70	570-760	485-635	0,93	*			
	L555	X80	625-825	555-705	0,93	*			
	L625	X90	695-915	625-775	0,95	*			
L690	X100	760-990	690-840	0,97	*				
PSL 2 для кислых сред									
L245S	BS	415-760	245-450	0,93	*				
L290S	X42S	415-760	290-495	0,93	*				
L320S	X46S	435-760	320-525	0,93	*				
L360S	X52S	460-760	360-530	0,93	*				

Продолжение таблицы 4

Нормативный документ	Марка стали	Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, σ_v , Н/мм ²	Предел текучести, σ_T , Н/мм ²	σ_T/σ_v	Относительное удлинение, δ_5 , %	Ударная вязкость, Дж/см ²		
			не менее	не более			не менее	не менее	
	L390S	X56S	490-760	390-545	0,93	*			
	L415S	X60S	520-760	415-565	0,93	*			
	L450S	X65S	535-760	450-600	0,93	*			
	L485S	X70S	570-760	485-635	0,93	*			
API Spec 5L/ ISO 3183	PSL 2 для морских сред								
	L245O	BO	415-760	245-450	0,93	*			
	L290O	X42O	415-760	290-495	0,93	*			
	L320O	X46O	435-760	320-520	0,93	*			
	L360O	X52O	460-760	360-525	0,93	*			
	L390O	X56O	490-760	390-540	0,93	*			
	L415O	X60O	520-760	415-565	0,93	*			
	L450O	X65O	535-760	450-570	0,93	*			
	L485O	X70O	570-760	485-605	0,93	*			
L555O	X80O	626-825	555-675	0,93	*				
ТУ 14-3-1128-2000	10		353	216		24	S до10мм вкл. Sот10до15мм вкл. Sсвыше 15мм	KCU ⁻⁴⁰ 29,4 KCU ⁻⁴⁰ 39,2 KCU ⁻⁴⁰ 49,0	KCV ⁻²⁰ 29,4
	20		412	245		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше15мм	KCU ⁻⁴⁰ 29,4 KCU ⁻⁴⁰ 39,2 KCU ⁻⁴⁰ 49,0	KCV ⁻²⁰ 29,4 - -
	10Г2А		421	265		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше15мм	KCU ⁻⁶⁰ 29,4 KCU ⁻⁶⁰ 39,2 KCV ⁻⁶⁰ 49,5	KCV ⁻⁴⁰ 29,4
	09Г2С		470-588	265		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше 15 мм	KCU ⁻⁶⁰ 29,4 KCU ⁻⁶⁰ 39,2 KCU ⁻⁶⁰ 49,0	KCV ^{-34,-40,-60} 29,4
ТУ 14-3Р-1128-2007	10		353	216		24	S до10мм вкл. Sот10до15мм вкл. Sсвыше 15мм	KCU ⁻⁴⁰ 29,4 KCU ⁻⁴⁰ 39,2 KCU ⁻⁴⁰ 49,0	KCV ⁻²⁰ 29,4
	20		412	245		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше15мм	KCU ⁻⁴⁰ 29,4 KCU ⁻⁴⁰ 39,2 KCU ⁻⁴⁰ 49,0	KCV ⁻²⁰ 29,4 - -
	10Г2А		421	265		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше15мм	KCU ⁻⁶⁰ 29,4 KCU ⁻⁶⁰ 39,2 KCV ⁻⁶⁰ 49,5	KCV ⁻⁴⁰ 29,4
	09Г2С		470	265		21	S до 10мм вкл. Sот10до15мм вкл. S свыше 15 мм	KCU ⁻⁶⁰ 29,4 KCU ⁻⁶⁰ 39,2 KCU ⁻⁶⁰ 49,0	KCV ^{-34,-40,-60} 29,4
ТУ 14-3-1618-89	13ГФА	I	410	240		23			KCV ⁻³⁰ 245
		II	471	290		22			KCV ⁻³⁰ 245
		III	539.5	392.4		20			KCV ⁻³⁰ 245
ТУ 14-3Р-77-2004	20	I	413-550	241	0,85	22	KCV ⁻²⁰ 294	KCV ⁻³⁰ 294	
	12ГФ	II	413-550	290	0,85	24	KCV ⁻²⁰ 392	KCV ⁻³⁰ 392	
ТУ14-3-1971-97	20В	K48	470	338-451	0,8	25		KCV ⁻⁴⁰ 98	
ТУ 14-3-1972-97	06Х1	K42	412	289-412	0,8	25	KCV ⁻³⁰ 147	KCV ⁻⁴⁰ 196	
	06ХФ	K52	510	386-510	0,8	25	KCV ⁻³⁰ 98	KCV ⁻⁴⁰ 147	
ТУ 1308-269-00147016-2003	20Ф(В) 06ХФ	K48	470	338-451	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 147	KCV ⁻⁴⁰ 98	KCV ⁻⁶⁰ 49
		K42	412	289-412	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 196	KCV ⁻⁴⁰ 196	KCV ⁻⁶⁰ 147
		K52	510	385-510	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 196	KCV ⁻⁴⁰ 147	KCV ⁻⁶⁰ 98
ТУ 1381-159-00147016-01	06Х1, 06ХФ, 09ГСФ	K42	410	245-410	0,75	24			KCU ⁻⁶⁰ 29-49
		K48	470	338-451	0,75	24			KCU ⁻⁶⁰ 29-94
ТУ 1317 - 006.1 - 593377520 - 2003	20А, 20ФА, 08ХМФЧА, 13ХФА, 15ХФА, 15ХМФА, 20ХФА	K48	470	338-451	0,80	25,0	KCV ⁻⁵⁰ 98	Твердость HRB, не более 98	Доля вязкой составляющей, % не менее 50 при минус 50°С
		K50	491	343-470	0,80	25,0			
		K52	510	372-491	0,85	23,0			
		K54	530	383-510	0,85	23,0			
		K56	549	392-539	0,85	23,0			

Окончание таблицы 4

Нормативный документ	Марка стали	Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, σ_b , Н/мм ²	Предел текучести, σ_T , Н/мм ²	σ_T/σ_b	Относительное удлинение, δ_5 , %	Ударная вязкость, Дж/см ²		
			не менее	не более			не более	не менее	
ТУ 1317-214-00147016-02**	20Ф	К54	539	382-590	0,85	25	KCV ⁶⁰ 98		Доля вязкой составляющей, % не менее 70 при минус 60°С
ТУ 1381 - 204 - 00147016 - 01	09ГСФ	К48	470-588	314	0,85	25			KCU ⁶⁰ 49
		К50	490-608	343	0,85	25			
	12ГФ	К50	490-608	343	0,85	25			KCV ⁵⁰ 98
		К52	510-627	372	0,85	25			
ТУ 1308-226-00147016-02**	12ХМФА		512	386-512	0,85	23	KCV ⁺²⁰ 205 KCV ⁺²⁰ 196	KCV ⁻⁶⁰ 127	KCV ⁵⁰ 98 KCV ⁵⁰ 67 KCV ⁶⁰ 98
	08ХМФЧА		502	402-510	0,8	23		KCV ⁻⁴⁰ 196	
	20ФЧА		502	338-470	0,8	23		-	
	20Ф		512	386-512	0,85	25			
	06Х1Ф		512	386-512	0,85	25		KCV ⁶⁰ 127	
ТУ 14-157-37-94	20А	-	412	245	-	21	-	KCV ⁴⁰ 29	
ТУ 14-157-38-94	09Г2СА	-	450	325	-	21	-	KCV ⁴⁰ 34	KCU ⁷⁰ 29
ТУ 14-3Р-48-2001	20А	-	412	245	-	21	-	KCV ⁴⁰ 29	-
	09Г2СА	-	470	325	-	21	-	KCV ⁴⁰ 34	-
ТУ 14-157-50-97	20 «С» селект, 20ЮЧ		502-598	388-450	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 167	KCV ⁴⁰ 147	KCV ⁷⁰ 98
ТУ 14-157-54-97		09ГСФ	461-559	325-441	0,8	26 28	KCV ⁺²⁰ 196	KCV ⁴⁰ 167	KCV ⁷⁰ 147
ТУ 14-157-60-98	20 «С» селект		470-598	314-451		25	KCV ⁺²⁰ 167	KCV ⁴⁰ 147	KCV ⁷⁰ 98
ТУ 14-3-1801-92	09Г2С	К48	470	314	0,82	22		KCU ⁶⁰ 147	KCV ⁶⁰ 98
		К50	490	343	0,82	22		KCU ⁶⁰ 147	KCV ⁶⁰ 98
ТУ 14-161-147-94**	20 08ХМЧА		502-598	338-470	0,80	25	KCV ⁺²⁰ 147	KCV ⁴⁰ 98	KCU ⁷⁰ 69
ТУ 14-161-148-94**									KCV ⁷⁰ ≥69
ТУ 14-161-174-97	20Дс		502-598	338-470	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 196	KCV ⁴⁰ 147	KCV ⁶⁰ 98
ТУ 14-162-14-96 ТУ 14-162-20-96	20А 20ЮЧА 08ХМЧА 09СФА		502-627	338-470	0,8	25	продольные		
			502-627	338-470			KCV ⁺²⁰ 167	KCV ⁴⁰ 78	
			502-627	372-509			KCV ⁵⁰ 78	KCV ⁵⁰ 29	
			461-627	338-470			KCV ⁺²⁰ 206	KCV ⁺²⁰ 108	
			461-627	338-470			KCV ⁵⁰ 127	KCV ⁵⁰ 49	
ТУ 1308 - 245 - 00147016 - 02	20ФА		502	338-510	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 147		KCV ⁵⁰ 98
	13ХФА		502-627	353-470	0,8	25	KCV ⁺²⁰ 196		KCV ⁵⁰ 98
ТУ 1308 - 195 - 00147016 - 01	13ХФ		510	412-539	0,85	23	KCV ⁺²⁰ 294	KCV ⁴⁰ 196	KCV ⁶⁰ 70
ТУ 14-1-5439-2001	20ПКС	К42	410	245-410	0,75	24	KCU ⁶⁰ 29-49	KCV ²⁰ 25	
ТУ14-1-5392-2000	20	К42	431	255		22	KCU ⁺²⁰ 78		
	10Г2		421	265		21	KCU ⁺²⁰ 118	KCU ⁴⁰ 25	
	09Г2С		460	303		21	KCU ⁺²⁰ 60	KCU ⁴⁰ 34	
ТУ 1317 - 233 - 00147016 - 02	13ХФА	К52	502-686	353-519	0,85	23	KCV ⁺²⁰ 205		KCV ⁶⁰ 127
ТУ 1317 - 204 - 00147016 - 01	09ГСФ	К52	510-627	372	0,85	25			
	12ГФ	К52		372	0,85	25		KCV ⁵⁰ 98	
ТУ 14-3Р-91-2004	20КТ							Толщина стенки	
		К48	470	294		22	KCV ²⁰ 39,2	5-10	KCU ⁶⁰ 29,4
		К52	510	353		20		10-15	KCU ⁶⁰ 39,2
К42	412	245	-	21	15-26	KCU ⁶⁰ 49,0			
ТУ 1317-023-48124013-05	13ХФА 08ХМФЧА	К52	510	353	0,85	23	KCV ⁶⁰ 98	Твердость HRB, не более 92	Доля вязкой составляющей, % не менее 70 при минус 60°С
ТУ 14-3Р-90-2007	X42SS		412	289-402	0,85	Прод. 28,0 Поппер. 24,0	Прод KCV ⁴⁰ 98.	Попер. KCV ⁴⁰ 49	Твердость HRB не более 200
ТУ 14-156-93-2010		PCT	440-520	235	0,90	22	Группа L	Группа G	
		PCT32	44-570	315	0,90	22	KCV 29***	KCV 40***	
		PCT36	490-630	355	0,90	21	KCV 31***	KCV 40***	
		PCT40	510-660	390	0,90	20	KCV 36***	KCV 50***	
		PCT420	530-680	420	0,92	19	KCV 39***	KCV 57***	

* Рассчитывается по формуле, указанной в спецификации API

** Более детальные данные в ТУ завода-изготовителя.

Твердость HRB по ТУ 1308-226-00147016-02 не более 92-93, по ТУ 14-161-147-94 и ТУ 14-161-148-94 не более 92.

*** Температура испытания по спецификации.

Таблица 5 – Критерии коррозионной стойкости бесшовных труб.

Нормативный документ	Марка стали	Свойства				
		Коррозионное растрескивание	Стойкость к сульфидному растрескиванию под напряжением	Скорость коррозии		
		Метод испытаний				
		NACE MR 0284		NACE MR 0177		Методика ЗАО «ВНИИТнефть», «СТО РосНИТИ 00190420-001-2007» и другая НД
		Показатель				
		Предельный коэффициент		Пороговое напряжение, СКРН	Скорость общей коррозии в модельных средах	
длины, CLR	толщины, CTR					
		не более		не более	не более	
ТУ14-3-1971-97	20В	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-3-1972-97	06Х1, 06ХФ	3%	6%	80% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-1-5439-2001	20ПКС	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 1308-195-00147016-01	13ХФ	0%	0%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 1317-214-00147016-02	20Ф	1,5%	3%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ1317 - 204-00147016-01	09ГСФ 12ГФ	3%	6%	65% от σ_T 75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 1308-226-00147016 -02	12ХМФА	1%	3%	80% от σ_T	0,5 мм/год	
	08ХМФЧА	0 %	0 %	75% от σ_T	0,3 мм/год	
	20ФЧА	1%	3%	70% от σ_T	0,5мм/год	
	20Ф	1%	3%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
	06Х1Ф	1 %	3 %	80% от σ_T	0,3 мм/год	
ТУ 1317-233-00147016-02	13ХФА	1,5%	3%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-162-14-96	20А, 20Ю4А, 15А, 08ХМ4А	3%	6%	70% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-162-20-97	20, 20Ю4, 08ХМ4А	3%	6%	70% от σ_T 75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-161-174-97	20Дс	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-161-147-94	20	3%	6%	75% от σ_T	-	
ТУ 14-161-148-94	20, 08ХМЧА	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-157-60-98	20 «С» селект	1%	3%	70% от σ_T	-	
ТУ 14-157-50-97	20 «С» селект	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 14-157-54-97	20 «С» селект, 09ГСФ	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
ТУ 1317-006.1-593377520-2003	20А, 20ФА, 09СФА, 13ХФА	3%	6%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
	15ХФА, 15ХМФА	1%	2%	75% от σ_T	0,3 мм/год	
	08ХМФЧА, 20ХФА	0%	0%	80% от σ_T	0,3 мм/год	
ТУ 14-3Р-90-2007	X42SS	0%	0%	80% от σ_T	-	
ТУ 1317-023-48124013-05	13ХФА	1%	3%	75% от σ_T	0,5 мм/год	
	08ХМФЧА	1%	1%	80% от σ_T	0,5 мм/год	

3.3 По дополнительному требованию потребителя трубы должны иметь на наружной поверхности временное консервационное покрытие, обеспечивающее необходимую противокоррозионную защиту поверхности труб во время транспортирования.

3.4 Трубы могут поставляться с защитным полимерным покрытием. Изготовитель труб должен обеспечить защиту покрытия от истирания и других повреждений при транспортировании.

3.5 Концы труб должны быть плотно закрыты специальными заглушками (пробками, колпачками). Заглушки после их использования утилизируются потребителем.

3.6 По дополнительному требованию потребителя для районов Крайнего Севера и приравненных к ним выполняется упаковка труб в соответствии с ГОСТ 15846.

3.7 Партия готовых труб должна сопровождаться документом о качестве (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества труб требованиям технических условий. Документ должен содержать информацию в соответствии с нормативным документом на трубы.

3.8 При поставке труб с полимерным покрытием в сертификате качества на трубы указывается нормативный документ на покрытие.

Таблица 6 – Сортамент труб сварных прямошовных по ГОСТ 10704

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм																								
	1,0	1,2	1,4	(1,5)	1,6	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,2	3,5	3,8	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0
	Масса 1 погонного метра, кг																								
10	0,222	0,260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10,2	0,227	0,266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	0,271	0,320	0,366	0,388	0,410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	0,370	0,438	0,504	0,536	0,568	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0,419	0,497	0,573	0,610	0,719	0,789	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	0,444	0,527	0,608	0,647	0,687	0,764	0,838	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	0,469	0,556	0,642	0,684	0,726	0,808	0,888	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21,3	0,501	0,595	0,687	0,732	0,777	0,866	0,952	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	0,518	0,616	0,711	0,758	0,805	0,897	0,986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	0,567	0,675	0,780	0,832	0,884	0,985	1,09	1,18	1,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	0,592	0,704	0,815	0,869	0,923	1,03	1,13	1,24	1,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	0,617	0,734	0,849	0,906	0,963	1,07	1,18	1,29	1,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	0,641	0,764	0,884	0,943	1,00	1,12	1,23	1,35	1,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	0,666	0,793	0,918	0,980	1,04	1,16	1,28	1,40	1,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	0,715	0,852	0,987	1,05	1,12	1,25	1,38	1,51	1,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	0,765	0,911	1,06	1,13	1,20	1,34	1,48	1,62	1,82	2,02	2,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	0,789	0,941	1,09	1,17	1,24	1,38	1,53	1,67	1,88	2,09	2,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33,7	-	0,962	1,12	1,19	1,27	1,42	1,56	1,71	1,92	2,13	2,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	-	1,00	1,16	1,24	1,32	1,47	1,63	1,78	2,00	2,22	2,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	-	1,03	1,19	1,28	1,36	1,52	1,68	1,83	2,07	2,29	2,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	-	1,09	1,26	1,35	1,44	1,61	1,78	1,94	2,19	2,43	2,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	-	1,15	1,33	1,42	1,52	1,70	1,87	2,05	2,31	2,57	2,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	-	1,21	1,40	1,50	1,59	1,78	1,97	2,16	2,44	2,71	2,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44,5	-	1,28	1,49	1,59	1,69	1,90	2,10	2,29	2,59	2,88	3,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	-	1,3	1,51	1,61	1,71	1,92	2,12	2,32	2,62	2,91	3,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	-	-	1,61	1,72	1,83	2,05	2,27	2,48	2,81	3,12	3,33	3,54	3,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48,3	-	-	1,62	1,73	1,84	2,06	2,28	2,50	2,82	3,14	3,35	3,56	3,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	-	-	1,71	1,83	1,95	2,18	2,42	2,65	2,99	3,33	3,55	3,77	4,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	-	-	1,78	1,91	2,03	2,27	2,52	2,76	3,11	3,47	3,70	3,93	4,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	-	-	1,82	1,94	2,07	2,32	2,56	2,81	3,18	3,54	3,77	4,01	4,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	-	-	1,92	2,05	2,19	2,45	2,71	2,97	3,36	3,74	4,00	4,25	4,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	-	-	2,02	2,16	2,30	2,58	2,86	3,14	3,55	3,95	4,22	4,48	4,88	5,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63,5	-	-	2,14	2,29	2,44	2,74	3,03	3,33	3,76	4,19	4,48	4,76	5,18	5,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	-	-	2,47	2,64	2,82	3,16	3,50	3,84	4,35	4,85	5,18	5,51	6,00	6,48	6,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	-	-	2,58	2,76	2,94	3,29	3,65	4,00	4,53	5,05	5,40	5,75	6,26	6,77	7,10	7,93	8,75	9,56	-	-	-	-	-	-	-
89	-	-	-	-	3,45	3,87	4,29	4,71	5,33	5,95	6,36	6,77	7,38	7,98	8,38	9,38	10,36	11,33	-	-	-	-	-	-	-
95	-	-	-	-	-	-	4,59	-	5,70	-	-	7,24	-	-	-	11,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	-	-	-	-	-	4,45	4,93	5,41	6,13	6,85	7,32	7,80	8,50	9,20	9,67	10,82	11,96	13,09	-	-	-	-	-	-	-
108	-	-	-	-	-	4,71	5,23	5,74	6,50	7,26	7,77	8,27	9,02	9,76	10,26	11,49	12,70	13,90	-	-	-	-	-	-	-
114	-	-	-	-	-	7,98	5,52	6,07	6,87	7,68	8,21	8,84	9,54	10,33	10,85	12,15	13,44	14,72	-	-	-	-	-	-	-
127	-	-	-	-	-	5,56	6,17	6,77	7,68	8,58	9,17	9,77	10,66	11,55	12,13	13,59	15,04	16,48	-	-	-	-	-	-	-
133	-	-	-	-	-	5,82	6,46	7,10	8,05	8,99	9,62	10,24	11,18	12,11	12,73	14,26	15,78	17,29	-	-	-	-	-	-	-
140	-	-	-	-	-	6,13	6,81	7,48	8,48	9,47	10,14	10,80	11,78	12,76	13,48	15,04	16,65	18,24	-	-	-	-	-	-	-
152	-	-	-	-	-	6,67	7,40	8,13	9,22	10,30	11,02	11,74	12,82	13,89	14,60	16,37	18,13	19,87	-	-	-	-	-	-	-
159	-	-	-	-	-	7,38	8,19	9,00	10,20	11,41	11,54	12,30	13,42	14,52	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24	26,24
168	-	-	-	-	-	7,81	8,67	9,53	10,81	12,08	12,21	13,01	14,20	15,39	16,18	18,14	20,10	22,04	23,97	27,79	31,57	-	-	-	-
177,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,93	13,78	15,04	16,31	17,14	19,23	21,31	23,37	25,42	29,49	33,50	-	-	-	-
193,7	-	-	-	-	-	-	9,46	10,39	11,79	13,18	14,11	15,03	16,42	17,80	18,71	21,00	23,27	25,53	27,77	32,23	36,64	-	-	-	-
219	-	-	-	-	-	-	-	-	13,35	14,93	15,98	17,03	18,60	20,17	21,21	23,80	26,39	28,96	31,52	36,60	41,63	46,61	-	-	-
244,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,87	19,04	20,80	22,56	23,72	26,63	29,53	32,42	35,42	41,00	46,66	52,27	-	-	-
273	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,26	25,23	26,54	29,80	33,05	36,28	39,51	45,92	52,28	58,60	-	-	-
325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,67	35,57	39,46	43,34	47,20	54,90	62,54	70,14	-	-	-

Окончание таблицы 6

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм																															
	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0	10	11	12	13	14	16	17,5	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32		
	Масса 1 погонного метра, кг																															
355,6	34,68	38,96	43,23	47,49	51,73	60,18	68,58	76,93	85,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
377	36,79	41,34	45,87	50,39	54,90	63,87	72,80	81,68	90,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
406,4	39,70	44,60	49,50	54,38	59,25	68,95	78,60	88,20	97,76	107,26	116,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
426	41,63	46,78	51,91	57,04	62,15	72,33	82,47	92,55	102,59	112,58	122,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(478)	-	-	58,32	64,09	69,84	81,31	92,73	104,10	115,42	126,69	137,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
530	-	-	64,74	71,14	77,54	90,29	102,99	115,64	128,24	140,79	153,30	165,75	178,15	202,82	221,18	227,28	239,44	263,61	275,62	278,58	299,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
630	-	-	-	-	-	107,55	122,72	137,83	152,90	167,92	182,89	197,81	212,68	242,27	264,34	271,67	286,30	300,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
720	-	-	-	-	-	123,09	140,47	157,81	175,10	192,33	209,52	226,66	243,75	277,79	303,18	311,62	328,47	345,26	362,01	378,70	395,35	411,95	411,95	428,49	444,99	461,41	477,84	510,49	-	-		
820	-	-	-	-	-	140,35	160,20	180,00	199,76	219,46	239,12	258,72	278,28	317,25	346,34	356,01	375,32	394,58	413,79	432,96	452,07	471,13	490,15	509,11	528,03	546,89	565,71	584,48	-	-		
920	-	-	-	-	-	157,61	179,93	202,20	224,42	246,59	268,71	290,78	312,81	356,70	389,5	400,40	422,18	443,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1020	-	-	-	-	-	199,66	224,39	249,08	273,72	298,31	322,84	347,33	396,16	432,65	444,79	469,04	493,23	517,37	541,47	565,51	589,51	613,45	637,35	661,20	685,00	708,75	732,45	756,10	779,70	-		
1120	-	-	-	-	-	219,39	246,59	273,74	300,86	327,90	354,90	381,86	435,62	475,81	481,19	515,89	542,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1220	-	-	-	-	-	268,7	284,0	327,97	357,49	386,96	416,38	475,08	518,97	533,58	562,75	591,88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1420	-	-	-	-	-	-	-	347,73	382,23	416,68	451,08	485,44	554,00	588,20	605,29	622,36	656,46	690,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

Таблица 6а – Сортамент труб сварных прямошовных по ГОСТ 20295 (тип 1)

Номинальный наружный диаметр труб, мм	Теоретическая масса 1 м трубы, кг, при номинальной толщине стенки, мм																									
	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	
114	8,21	9,54	10,85	12,15	13,44	14,72	15,98	17,23	18,47	19,70	20,91	22,11	23,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
140	10,14	11,78	13,42	15,04	16,65	18,24	19,83	21,40	22,96	24,51	26,04	27,56	29,07	32,06	34,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
146	10,58	12,30	14,01	15,70	17,39	19,06	20,71	22,36	23,99	25,62	27,22	28,82	30,41	33,54	36,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
159	11,54	13,42	15,29	17,15	18,99	20,82	22,64	24,44	26,24	28,02	29,79	31,55	33,29	36,74	40,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
168	12,21	14,20	16,18	18,15	20,10	22,04	23,97	25,89	27,79	29,68	31,57	33,43	35,29	38,96	42,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
178	12,95	15,06	17,16	19,25	21,33	23,40	25,45	27,49	29,52	31,53	33,54	35,53	37,51	41,43	45,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
219	15,98	18,60	21,21	23,80	26,39	28,96	31,52	34,06	36,60	39,12	41,63	44,12	46,61	51,54	56,42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
245	-	-	23,77	26,69	29,59	32,49	35,36	38,23	41,09	43,93	46,76	49,57	52,38	57,95	63,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
273	-	-	26,54	29,80	33,05	36,28	39,51	42,72	45,92	49,11	52,28	55,44	58,60	64,86	71,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
325	-	-	31,67	35,57	39,46	43,34	47,20	51,05	54,90	58,73	62,54	66,35	70,14	77,68	85,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
377	-	-	-	41,34	45,87	50,39	54,90	59,39	63,87	68,34	72,80	77,25	81,68	90,51	99,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
426	-	-	-	-	51,91	57,04	62,15	67,25	72,33	77,41	82,47	87,52	92,56	102,59	112,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
530	-	-	-	-	64,74	71,14	77,54	83,92	90,29	96,64	102,99	109,32	115,64	128,24	140,79	153,30	165,75	178,15	190,50	202,82	215,07	227,28	239,44	251,55	263,61	

Таблица 7 – Нормативные документы на изготовление и поставку труб электросварных прямошовных

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	
ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия Сортамент по ГОСТ 10704. Для трубопроводов и конструкций различного назначения	10-530	1,0-32,0	08кп, 08пс, 08, 08Ю, 10кп, 10пс, 10, 15кп, 15пс, 15, 20кп, 20пс, 20, Ст2кп, Ст2пс, Ст2сп, Ст3кп, Ст3пс, Ст3сп, Ст4кп, Ст4пс, Ст4сп, 22ГЮ, 20Ф, 20-КСХ, 06ГБ, 09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 08ХМФЧА, 22ГФ, 26ХМА
ГОСТ 10706-76 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования Сортамент по ГОСТ 10704	530-1420	8,0-32,0	Ст2кп, Ст2пс, Ст2сп, Ст3кп, Ст3пс, Ст3сп. Низколегированная сталь (C ₂ ≤0,48%)
ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия	114 - 1420	8,0 – 25,0	Зсп (К34), 20 (К42), низколегированные (К50, К52, К55, К60)
ГОСТ 52079-2003 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия.	114-1420		К34 – К48
API Spec 5L /ISO 3183 Трубы для трубопроводов. Технические условия	88,9-508,0		A25; A; B; X42; X46; X52; X56; X60; X65
ТУ 14-162-43-98 Трубы стальные электросварные из низколегированных сталей. (Сортамент по ГОСТ 10704-91)	89 - 530		09Г2С; 16ГС; 17ГС; 17Г1С по ГОСТ 19281 и сталь 22ГЮ по ТУ14-106-502
ТУ 14-3Р-98-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и стойкости против локальной коррозии	168-530		20КСХ
ТУ 1303-006.3-593377520-2003 Трубы стальные электросварные нефтегазопроводные, выполненные сваркой ТВЧ, повышенной эксплуатационной надежности предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК»	168-530		20Ф, 09ГСФ, 09ФСБ, 13ХФА, 15ХМФА, 08ХМФЧА
ТУ 14-156-77-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление 9,8 МПа.	530-1420	8,0-32,0	К52, К54, К55, К56, К60, X56, X60, X65, X70
ТУ 14-156-78-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К60 диаметром 530-1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 11,8 МПа	530-1420	11,8-37,9	К60
ТУ 14-156-80-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные обычного и хладостойкого исполнения для магистральных нефтепроводов	530-1220	8,0-35,0	К42-К60
ТУ 14-156-82-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные прямошовные класса прочности К65 диаметром 1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 11,8 МПа	1420	23,0-33,4	К65
ТУ 14-156-81-2008 Трубы электросварные прямошовные для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»	1067, 1220	10,0-35,0	К56, К60
API Spec 5L/ISO 3183 Технические условия на трубы для трубопроводов	508-1422	7,9-31,8	X42-X70
ТУ 14-156-85-2009 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1220 мм газонефтепроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20 КСХ для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	530-1220	8,0-25,0	К52
ТУ 1303-006.2-593377520-2003 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие, выполненные электродуговой автоматической сваркой под флюсом, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК»	530-1220		09ГСФ, 20Ф
ТУ 14-156-87-2010 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «НК»Роснефть»	530-1220	8-25	X52, X56, X60 K48, K52, K56
ТУ 14-156-91-2010 Трубы стальные электросварные для нефтегазопроводов.	530-820		X52, X56, X60, X65, X70
ТУ 14-156-92-2010 Трубы стальные электросварные прямошовные для морских подводных трубопроводов	508-820	Макс. 32	К52, К54, К56

Таблица 8 – Механические свойства основного металла термически обработанных и горячередающих электросварных прямошовных труб из углеродистых сталей по ГОСТ 10705

Марка стали	Временное сопротивление разрыву, σ_b , Н/мм ²	Предел текучести, σ_t , Н/мм ²	Относительное удлинение, δ_5 , %
08Ю	255	174	30
08кп	294	174	27
08, 08пс, 10кп	314	196	25
10, 10пс, 15кп, Ст2пс, Ст2сп, Ст2кп	333	206	24
15, 15пс, 20кп, Ст3сп, Ст3пс, Ст3кп	372	225	22
20, 20пс, Ст4сп, Ст4пс, Ст4кп	412	245	21
20Ф, 20-КСХ, 06ГБ	470	294	20,0
09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 22ГФ, 08ХМФЧА, 26ХМА	490	343	20,0

Механические свойства термически обработанных труб из стали марки 22ГЮ устанавливаются по соглашению сторон

Таблица 8а – Механические свойства основного металла электросварных прямошовных труб без термической обработки и с термической обработкой сварного соединения по ГОСТ 10705

Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , Н/мм ² , при наружном диаметре труб D, мм			Предел текучести σ_T , Н/мм ²	Относительное удлинение δ_5 , %, при наружном диаметре труб D, мм		
	от 10 до 19	свыше 19 до 60	свыше 60 до 152		от 10 до 60 при толщине стенки более 0,06D		свыше 60 до 152
08Ю	314	294	264	176	7	16	25
08пс, 08кп	372	314	294	176	6	15	23
08	372	314	294	186	6	15	23
10кп, Ст2кп	372	333	314	176	6	15	23
10пс, Ст2пс	372	333	314	186	6	15	23
10, Ст2сп	372	333	314	196	6	15	23
15кп	441	372	353	186	5	14	21
15пс, 20кп	441	372	353	196	5	14	21
15, 20пс	441	372	353	206	5	14	21
20	441	372	353	216	5	14	21
Ст3кп	441	392	372	196	5	13	20
Ст3пс	441	392	372	206	5	13	20
Ст3сп	441	392	372	216	5	13	20
Ст4кп, Ст4пс	490	431	412	216	4	11	19
Ст4сп	490	431	412	325	4	11	19
22ГЮ	-	-	490	344	-	-	15
20Ф, 20-КСХ, 06ГБ	-	-	470	265	-	-	18
09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 22ГФ, 08ХМФЧА, 26ХМА	-	-	490	323	-	-	18

Марка стали	Толщина стенки, мм	Временное сопротивление разрыву σ_B , Н/мм ²	Предел текучести σ_T , Н/мм ²	Относительное удлинение δ_5 , %, при наружном диаметре труб D, мм		
				св.152 до 244.5	св. 244.5 до 377	св. 377 до 530
не менее						
08, 08пс, 08кп	6 и менее	-	-	18	20	20
10, 10пс, 10кп, Ст2кп	более 6	314	196	15	15	16
Ст2сп, Ст2пс	6 и менее	-	-	17	18	20
	более 6	333	206	14	14	15
15, 15пс, 15кп, 20, 20кп	6 и менее	353	216	17	18	20
	более 6	-	-	14	14	15
Ст3сп, Ст3пс, Ст3кп	6 и менее	353	216	17	17	19
	более 6	-	-	14	14	14
Ст4сп, Ст4пс, Ст4кп	6 и менее	402	225	15	17	18
	более 6	-	-	11	12	13
22ГЮ	Все толщины	490	344	15	15	15
20Ф, 20-КСХ, 06ГБ	Все толщины	470	265	18	18	18
09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 22ГФ, 08ХМФЧА, 26ХМА	Все толщины	490	323	18	18	18
13Г1С-У	Все толщины	540	373	18	18	18

Механические свойства труб из низколегированных марок стали, не указанных в таблице устанавливаются по соглашению сторон.

Таблица 8б – Нормы ударной вязкости для термически обработанных труб по ГОСТ 10705 (по требованию потребителя)

Марка стали	Ударная вязкость КСУ, Дж/см ² , при температуре испытания, °С		
	+20	-20	+20 (после механического старения)
не менее			
Ст3сп, Ст3пс, 10, 15, 20	78,4	39,2	39,2
20Ф, 20-КСХ, 06ГБ, 09Г2С, 09ГСФ, 13ХФА, 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 08ХМФЧА, 22ГФ, 26ХМА	78,4	39,2	-

Примечание. Данные для труб с толщиной стенки не менее 6
Нормы ударной вязкости труб из стали марки 22ГЮ устанавливаются по соглашению сторон

Таблица 8в – Механические свойства основного металла труб электросварных прямошовных по ГОСТ 10706

Марка стали	Временное сопротивление разрыву σ_B , кгс/мм ² (МН/м ²)	Предел текучести σ_T , кгс/мм ² (МН/м ²)	Относительное удлинение δ_5 , %
Ст2кп	33(325)	22(215)	22
Ст2пс, Ст2сп	34(335)	23(225)	22
Ст3кп	37(365)	24(235)	20
Ст3пс, Ст3сп	38(372)	25(245)	20
Низколегированная сталь	45(440)	27(265)	18

Таблица 8г – Нормы ударной вязкости основного металла труб группы В по ГОСТ 10706

Марка стали	Толщина стенки трубы, мм	Ударная вязкость КСU, кгс·м/см ² (М Дж/м ²), при температуре испытания, °С		
		+20	-20	-40
СтЗпс3, СтЗсп3	От 5 до 9 включ. Св.9 до 25 Св. 25	6,0 (0,59)	-	-
		5,0 (0,49)	-	-
		3,0 (0,29)	-	-
СтЗпс4, СтЗсп4	От 5 до 9 включ. Св.9 до 25 Св. 25	-	2,0 (0,2)	-
		-	1,5 (0,15)	-
		-	-	-
Низколегированная сталь	Все стенки	-	-	2,5 (0,24)

Примечание. По соглашению с потребителем ударная вязкость основного металла труб из низколегированной стали при минус 60°С должна быть не менее 2,5 кгс·м/см² (0,24 М Дж/м²)

Таблица 8 д – Механические свойства основного металла труб электросварных прямошовных, изготовленных по ТУ

Нормативный документ	Марка стали	Группа прочности	Временное сопротивление разрыву, σ_b , Н/мм ²	Предел текучести, σ_f , Н/мм ²	σ_f/σ_b		Относительное удлинение, δ_5 , %	Твердость, HRB	Доля вязкой составляющей, %		Ударная вязкость, Дж/см ²	
					не более	не менее			не более	не менее	не менее	
ТУ 14-3Р-98-2008	20КСХ											
ТУ 1303-006.3-593377520-2003		K48	470	338-451	0,87	20	92	50 (при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59			
		K50	502	343-470	0,87	20	92	50 (при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59			
		K52	510	353-510	0,87	20	92	50(при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59			
		K54	529	383-529	0,87	20	92	50(при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59			
ТУ 14-156-77-2008		K56	549	392-539	0,87	20	92	50(при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59			
		K55, K56, K60, X56, X60, X65, X70	510-590 490-565	360-480 386-483		20		50-85 (при -20°С)	KCV ²⁰ 39,2-107,8	KCU ⁶⁰ 34,3-58,8		
		K60	590	485	0,90	20	-	85(при -20°С)	KCV ²⁰ 100-170			
		K42	410	245	0,9	21	-	-	KCV 58,8-78,5*	KCU 34,3-58,8*		
K48	470	265	21	-		-						
K50	490	345	20	-		-						
K52	510	355	20	-		-						
K54	530	380	20	-		-						
K55	540	390	20	-		-						
K56	550	410	20	-		-						
ТУ 14-156-81-2008		K56	550	410	0,90	20	-	60*	KCV 58,8-78,5*	KCU 49,0-58,8*		
		K60	590	460	0,90	20	-					
ТУ 14-156-82-2008		K65	640	555		18		85(при -20°С)	KCV ²⁰ 250			
ТУ 14-156-85-2009	20КСХ	K52	510-628	355	0,89	20		50(при -20°С)	KCV ²⁰ 39,2	KCU ⁶⁰ 39,2		
ТУ 1303-006.2-593377520-2003		K48	470	338-451	0,87	20	92	50(при -50°С)	KCV ⁵⁰ 59,0			
		K50	491	343-470	0,87	20	92					
		K52	510	353-539	0,87	20	92					
		K54	529	383-529	0,87	20	92					
		K56	549	392-539	0,87	20	92					
ТУ 14-156-87-2010		X52	460-760	360-530	0,89	Таб. 7 API 5L/ I SO3183	20,0	55 (при -20°С)	KCV ²⁰ 59,0	KCU ⁶⁰ S до 12,0мм вкл. - 34,3 свыше 12,0 до 25,0мм вкл. - 39,2		
		X56	490-760	390-545	0,89							
		X60	520-760	415-565	0,90							
		K48	470-590	315-435	0,89						20,0	
		K52	510-630	350-470	0,89						20,0	
		K56	550-670	410-530	0,90						20,0	
ТУ 14-156-91-2010		X52	460-760	360-530	0,90	По примеч. f к таб.7 API 5L/ I SO3183			KCV 29,4-49,0*	KCU ⁴⁰ S от 6 до 12мм вкл. -34,3 свыше 12 до 25 мм - 39,2 свыше 25 мм -44,1		
		X56	490-760	390-545	0,90							
		X60	520-760	415-565	0,90							
		X65	535-760	450-600	0,9							
		X70	570-760	485-635	0,92							
ТУ 14-156-92-2010		PCT36W	490-630	355	0,90	21		**	**			
		PCT420W	530-680	420	0,92	19						

* температура испытания в соответствии со спецификацией

** Значения ударной вязкости, доли вязкой составляющей в соответствии с ТУ завода-изготовителя

Таблица 9 – Сортамент труб электросварных спиральношовных большого диаметра

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм																										
	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,0	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	14,5	15,0	16,0	18,0	20,0	22,0	24,0	25,0		
	Масса 1 погонного метра, кг																										
530	78,7	85,2	91,6	98,1	104,5	111,0	117,4	123,8	130,2	136,5	142,2	149,2	155,6														
630	93,7	101,4	109,2	116,9	124,5	132,2	139,9	147,5	155,2	162,8	170,4	178,0	185,6														
720	107,2	116,1	124,9	133,8	142,6	151,4	160,2	168,9	177,7	186,5	195,2	203,9	212,7	221,3	230,1												
820					162,6	172,6	182,7	192,7	202,7	212,7	222,7	232,7	242,7	252,6	262,6												
920					182,6	193,9	205,2	216,5	227,8	239,0	250,3	261,5	272,7														
1020							227,7	240,3	252,8	265,3	277,8	290,3	302,8	315,2	327,7	340,1	352,5	367,4	377,3	402,1							
1220								287,8	302,9	317,9	332,9	347,9	362,8	377,8	392,7	407,7	422,6	440,5	452,4	482,2							
1420													422,9	440,4	457,8	475,3	492,7	510,2	527,5	562,3	631,7	700,8	758,5				
1620																	562,8	582,7	602,6	642,4	721,8	801,0	867,0	944,6	998,1		
1720																		597,8	619,0	640,1	682,4	766,8	851,0	935,0	1018,8	1060,7	
1820																		632,9	655,3	677,7	722,5	811,9	901,1	990,1	1078,9	1123,3	
2020																		702,9	727,9	752,8	802,6	902,0	1001,2	1100,2	1199,0	1248,4	
2220																					882,7	992,1	1101,3	1210,3	1319,2	1373,5	
2520																						1002,8	1127,2	1251,5	1375,5	1499,4	1561,2

Таблица 10 – Нормативные документы на изготовление и поставку труб электросварных спиральношовных большого диаметра

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали, класс прочности
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	
ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов	530-1020	6-12	К34, К42, К50, К52, К55, К60
API Spec 5L./ISO3183	610-2032	6,4-21,6	А, В, X42-X70
ТУ 1104-138100-357-02-96 Трубы стальные электросварные спиральношовные наружным диаметром 720, 820, 1020, 1220 мм с антикоррозионным наружным покрытием для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см ²)	720-1220	7-14	17Г1С, 17Г1С-У; К52, К55, К60
ТУ 14-3-1976-99 Трубы стальные электросварные спиральношовные с антикоррозионным наружным покрытием для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см ²)	530-1220	7-16	17Г1С, 17Г1С-У, 13ГС, 13Г1С-У, 10Г2ФБ и др. низколегированные. К56, К60
ТУ 14-3-1977-2000 Трубы стальные электросварные спиральношовные с наружным антикоррозионным покрытием диаметром 1420 мм для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см ²)	1420	15,7	Низколегированные К60
ТУ 1381-144-00147016-01 Трубы спиральношовные, нефтегазопроводные, подвергнутые объемной термической обработке, хладостойкие, повышенной коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»	530-1220	7-12	20, К48 09ГСФ, К52
ТУ 1381-158-00147016-01 Трубы стальные электросварные спиральношовные, подвергнутые объемной термообработке, предназначенные для сооружения промысловых трубопроводов для сред с повышенной коррозионной активностью	530-1220	7-12	20, К48, 09ГСФ К52
ТУ 14-3-1970-97 Трубы стальные электросварные спиральношовные с повышенной коррозионной и хладостойкостью из углеродистой качественной стали марки 20.	530-1220	8-16	20, 20Ф К48, К52
ТУ 14-3-1973-98 Трубы стальные электросварные спиральношовные из низколегированной стали с наружным антикоррозионным покрытием для сооружения магистральных нефтепроводов.	530-1220	7-15	20, 17Г1С, 17Г1С-У, 13ГС, 13Г1С-У, 10Г2ФБ К52, К56, К60, X70
ТУ 14-ЗР-60-2002 Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 мм для работы под давлением до 8,3 МПа (84 кгс/см ²)	1420	15,7-21,8	10Г2ФБ, X70
ТУ 1381-213-00147016-02 Трубы стальные нефтегазопроводные спиральношовные, подвергнутые объемной термообработке, повышенной надежности при эксплуатации	530-720	7-12	20 К48, К52
ТУ 14-ЗР-52-2001 Трубы стальные электросварные спиральношовные из низколегированной стали марки 06ГФБАА для сооружения магистральных трубопроводов	530-1220	7-15	06ГФБАА К52, К54, К56
ТУ 1303-006.4-593377520-2003 Трубы стальные электросварные спиральношовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК»	530-820	7-12	20Ф, 09Г2СФ, К48, К50, К52
ТУ 14-156-55-2005 Трубы стальные электросварные спиральношовные обычного и хладостойкого исполнения для магистральных нефтепроводов	530-1220	7-16	К42-К60

Окончание таблицы 10

Наименование нормативного документа	Размеры труб		Марка стали, класс прочности
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	
ГОСТ Р 52079-2003 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия	530-1420	7-22	К34, К38, К42, К48, К50, К52, К54, К56, К60
ТУ 14-156-76-2007 Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 мм для работы под давлением до 9,8 МПа (100 кгс/см ²). Технические условия	1420	21,6	К60, Х70
ТУ 14-156-67-2006 Трубы стальные электросварные спиральношовные для изготовления защитных футляров (кожухов) диаметром 1420, 1720, 1820 мм.	1420-1820	15,7; 18,7; 20,0	К60
ТУ 14-156-70-2006 Трубы стальные электросварные спиральношовные для изготовления защитных футляров (кожухов) конструкции «труба в трубе»	1420; 1620	22,0; 24,0	К60
ТУ 14-156-56-2005 Трубы стальные электросварные спиральношовные повышенной эксплуатационной надежности для магистральных нефтепроводов.	530-1220	6,0-16,0	К52-К60
ТУ 14-3-1363-97 Трубы стальные электросварные спиральношовные наружным диаметром 1420 мм для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см ²)	1420	15,7; 16,8; 18,7	10Г2ФБ, Х70

4 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

4.1 Область применения

Трубопроводы могут эксплуатироваться в различных областях после расчетной и экспериментальной проверки на стойкость к следующим видам воздействия:

- силовая нагрузка (внутреннее давление, вес трубопровода и среды, воздействие окружающей среды);
- деформационная нагрузка (изменение температуры, упругий изгиб, движение грунта, землетрясение);
- коррозионное воздействие на внутреннюю поверхность трубы транспортируемой среды (растворение металла общее и локальное; растрескивание металла под напряжением);
- воздействие низких температур окружающей среды (снижение сопротивления металла к ударным нагрузкам).

Расчет магистральных трубопроводов производится по СНиП 2.05.06-85. Расчет промышленных трубопроводов производится по СП 34-116-97 с учетом влияния агрессивного воздействия перекачиваемых сред. Рекомендации по выбору материала и НД в зависимости от агрессивности транспортируемой среды и условий эксплуатации указаны в «Классификаторе промышленных сред» (Приложение к руководству по эксплуатации нефтегазопроводных, насосно-компрессорных и обсадных труб).

Область применения труб указана в технических условиях на изготовление и поставку труб.

Таблица 11 – Механические свойства труб электросварных спиральношовных большого диаметра

Наименование нормативного документа	Класс прочности, временное сопротивление разрыву σ_b , МПа (кгс/мм ²), не менее	Предел текучести σ_T , МПа (кгс/мм ²), не менее	Относительное удлинение δ_5 , %, не менее	Ударная вязкость КСЧ при температуре испытаний C° , Дж/см ² (кгс x м/см ²), не менее	Ударная вязкость КСЧ при температуре испытаний C° , Дж/см ² (кгс x м/см ²), не менее	Для вязкой составляющей в изломе на образцах ИПГ при температуре испытаний C° , %, не менее	Угол изгиба сварного соединения, градусов, не менее
ГОСТ 20295-85	K34 333 (34)	206 (21)	24	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K38 372 (38)	235 (24)	22	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K42 412 (42)	245 (25)	21	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K50 485 (50)	343 (35)	20	-60 39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K52 510 (52)	353 (36)	20	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K56 539 (55)	372 (38)	20	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
	K60 588 (60)	412 (42)	16	-40 29,4 (3) –39,2 (4)	-10 29,4 (3)	-	100
ТУ 1303-011-00212179-2003	K42 412 (42)	245 (25)	23	-20 29,4 (3)	-	-	100
ТУ 1004-138100-357-02-96	K52 510 (52)	363 (37)	21	-40 29,4 (3) –39,4 (4)	-5 29,4 (3) –39,2 (4)	-5 50	180
	K56 549 (56)	441 (45)	20	-60 39,4 (4)	-15 39,2 (4)	-15 50	180
	K60 588 (60)	441 (45)	20	-60 39,2 (4) –49,0 (5)	-15 39,2 (3) –58,8 (6)	-15 50-70	180
ТУ 14-3-1970-97	K48 470 (48)	294 (30)	25	-40 39,4 (4)	+20 78,0 (8)	-	180
	K52 510 (52)	353 (36)	20	-40 39,4 (4)	+20 78,0 (8)	-	180
ТУ 14-3-1973-97	K52 510 (52)	353 (36)	20	-60 39,0 (4)	-15 39,0 (4)	-15 80	180
	K56 549 (56)	441 (45)	20-24	-60 98(10) – 147 (15)	-15 98,0 (10)	-20 95	180
	K60 588 (60)	441 (45) – 482 (49)	20-23	-60 98(10) – 147 (15)	-15 98,0 (10)	-20 95	180
	X70 588 (60)	482 (49)	23	-60 147 (15)	-15 98,0 (10)	-20 95	180
ТУ 14-3-1976-99	K60 550 (56)	441 (45)	20	-	-60 29,4 (3) –58,8 (6)	-60 50-70	180
	K60 588 (60)	441 (45)	20	-	-60 29,4 (3) –58,8 (6)	-60 50-70	180
ТУ 14-3-1977-2000	K60 590-690 (60-70)	460-560 (47-57)	20	-60 49,0 (5)	-20 78,4 (8)	-20 80	180
ТУ 14-3-954-2001	L 40 392 (40)	265 (27)	23	-20 49,0 (5)	-	-	100
	K42 412 (42)	245 (25)	23	-	-	-	100
	K52 510 (52)	353 (36)	20	-40 39,2 (4)	-	-	100
	K60 588 (60)	412 (42)	20	-40 39,2 (4)	-	-	100
ТУ 14-3-1975-99	K60 590 (60)	460 (47)	20	-60 64,0 (6,5)	-20 88 (9)	-20 85	100
ТУ 14-3-52-2001	K52 510 (52)	370 (38)	20	-60 118,0 (12)	-60 59,0 (6)	-20 60	180
	K54 530 (54)	390 (40)	20	-60 118,0 (12)	-60 59,0 (6)	-20 60	180
	K56 550 (56)	410 (42)	20	-60 118,0 (12)	-20 98,0 (10)	-20 60	180
ТУ 14-3P-60-2002	K60 588 (60)	461 (47)	20	-60 49,0 (5)	-20 78,4 (8) – 88,3 (9)	-20 80-85	180
ТУ 1381-144-00147016-01	K48 470-588 (48-60)	314 (32)	23	-60 49,0 (5)	-20 49,0 (5)	-15 80	180
	K52 510-630 (52-64)	350 (36)	20	-60 59,0 (6)	-40 59,0 (6)	-15 80	180
ТУ 1381-158-00147016-01	K48 470-588 (48-60)	314 (32)	23	-60 49,0 (5)	-20 49,0 (5)	-15 80	180
	K52 510-630 (52-64)	350 (36)	20	-60 59,0 (6)	-40 59,0 (6)	-15 80	180
ТУ 1381-213-00147016-2002	K48 470 (48)	314 (32)	23	-	-50 78,4 (8)	-50 50	180
	K52 510 (52)	350 (36)	20	-	-50 78,4 (8)	-50 50	180
ТУ 14-156-55-2005	K42-K60 410-590 (42-56)	245-460 (25-47)	21-20	-60 34,3 (3,5)-49,0(5,0)	-20 39,2 (4,0)-78,5(8,0)	-	180
ТУ 14-156-76-2007	K60, X70 590(60)	480 (49)	20	-60 79 (8,0)	-20 108 (11,0)	85	180
ТУ 14-156-67-2006	K52 510 (52)	355 (36)	20	-60 29,4 (3,0)	-	-	-
ТУ 14-156-70-2006	K60 590 (60)	460 (47)	20	-60 49 (5,0)	-20 88,3 (9,0) Ø1420	-	180
					-20 93,1 (9,5) Ø1620		
ТУ 14-156-56-2005	K52 510 (52)	355 (36)	20	-	-20 98 (10)	-	180
	K54 530 (54)	380 (39)	20		-40 78 (8)		
	K55 540 (55)	390 (40)	20		-60 59 (6)		
	K56 550 (56)	410 (42)	20		-		
	K60 590 (60)	460 (47)	20		-		

Таблица 12 – Нормативные документы на изготовление и поставку труб с покрытием и их назначение

Наименование нормативного документа	Назначение труб с покрытием
ГОСТ 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	Защита от подземной и атмосферной коррозии магистральных трубопроводов
ТУ 14-ЗР-33-2000 Трубы стальные электросварные диаметром 530-1420 с наружным трехслойным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для магистральных газопроводов	Для подземной прокладки магистральных газопроводов
ТУ 14-ЗР-49-2003 Трубы стальные бесшовные и сварные диаметром 102-1420 мм с наружным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.	Для строительства магистральных нефтепроводов, подземной, подводной и наземной (в насыпи) прокладки
ТУ 14-156-57-2005 Трубы стальные бесшовные с наружным трехслойным полипропиленовым покрытием для строительства магистральных нефтепроводов	Для строительства магистральных нефтепроводов, на футляры (кожухи) трубопроводов, для переходов, прокладываемых методами ННБ и микротуннелирования
ТУ 14-156-69-2006 Трубы стальные бесшовные и сварные с наружным двухслойным эпоксидным покрытием для строительства магистральных трубопроводов	Для строительства нефте- и газопроводов диаметром 114-1420 мм подземной, подводной и наземной (в насыпи) прокладки
ТУ 1381-00900154341-02 Трубы стальные диаметром 57-530 мм с наружным антикоррозионным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций	Для строительства магистральных трубопроводов (газо-, нефте-, продуктопроводов) и отводов от них, городских газовых и водопроводных сетей.
ТУ 1381-012-00154341-02 Трубы стальные диаметром 102-530 мм с внутренним защитным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций	Для нефтепроводов, продуктопроводов и водоводов
ТУ 1468-014- 32256008-07 Соединительные детали диаметром 57-530 мм с наружным и внутренним защитным покрытием на основе наплавляемых порошковых композиций	Для строительства подземных трубопроводов, систем сбора нефти и систем поддержания пластового давления, горячего и холодного водоснабжения
ТУ 14-156-74-2008 Трубы стальные электросварные для газопроводов диаметром 406-1420 мм с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	Для подземной прокладки магистральных газопроводов
ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб	Для строительства морских, шельфовых трубопроводов и строительства методами бестраншейной прокладки
ТУ 14-156-79-2008 Трубы стальные бесшовные и сварные диаметром 530-1420 мм с внутренним гладкостным покрытием	Для магистральных газопроводов на рабочее давление 11,8 МПа

Таблица 13 – Характеристики эпоксидного покрытия

Показатели	Параметры
	Тип исполнения – нормальное «Н»
1 Толщина, не менее, мм	0,40
2 Диэлектрическая сплошность, кВ, не менее	Отсутствие пробоя при электрическом напряжении 3,5 кВ
3 Ударная прочность, не менее, Дж при температуре - 20±10°C при температуре - 40±5°C при температуре - 60±5°C	10,0 7,0 10,0
4 Пенетрация, не более, мм при температуре +20±10°C при температуре +80±5°C	0,10 0,15
5 Деформация при изгибе, не менее, % при температуре +20±10°C при температуре -40±5°C	5 3
6 Переходное электросопротивление, не менее, Ом/м ² начальное после 30 суток в 3% растворе NaCl при температуре + 80±5°C	110 ⁹ 110 ⁷
7 Катодное отслаивание, не более, см ² после 30 суток в 3% растворе NaCl при температуре + 20±5°C после 30 суток в 3% растворе NaCl при температуре + 80±5°C	8,0 15,0

Таблица 14 – Трехслойное покрытие на основе экструдированного полиэтилена

Показатели	Параметры
1 Толщина, не менее, мкм (мм) 1 – й слой 2 – й слой 3 – й слой для тела трубы для шва	100-175 (4-7) 150-400 (6-18) 3000 2500
2 Отступ покрытия от края трубы, мм фаска покрытия, град.	130-180 20-45
3 Адгезионная прочность, Н, см ширины при температуре +20 ±5°C при температуре +20 ±5°C	150 40
4 Сопротивление вдавливанию, не более, мм при температуре +25 ±2°C при температуре +50 ±2°C	0,2 0,3
5 Ударная вязкость, не менее, Дж при температуре +23 ±2°C	18
6 Относительное удлинение при разрыве, % не менее, при температуре -45 ±5°C	100
7 Катодное нарушение связей, не более, см ²	4
8 Степень отвердевания эпоксидного праймера	- 2 <ΔTg<+3

Таблица 15 – Внутреннее гладкостное покрытие

Наименование показателя	Единица измерения	Норма
1 Толщина отвержденного покрытия	мкм	60-150
2 Адгезия покрытия методом решетчатого надреза	балл	1
3 Адгезия покрытия после 240 часов выдержки в воде при температуре (20±5)°C методом решетчатого надреза, не более	балл	2
4 Стойкость покрытия к изгибу	мм	10
5 Твердость по Бухгольцу, не менее	усл. ед.	94
6 Наличие пор в покрытии, не более а) в неотвержденном б) в отвержденном	шт/см ²	0
7 Стойкость покрытия к изменению газового давления	-	1 После 10 цикла: Отсутствие пузырей, разрушений
8 Стойкость покрытия к изменению гидравлического давления	-	После 1 цикла: Отсутствие пузырей, разрушений
9 Стойкость к воздействию солевого тумана при температуре (20±5)°C в течение 240 часов	-	Отсутствие пузырей, отслоений
10 Шероховатость покрытия (R _z), не более	мкм	15

4.2 Требования к подготовке труб к эксплуатации

4.2.1 В производство допускают трубы только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов-поставщиков, подтверждающих качественные показатели труб. При неполных сертификатных данных или отсутствии сертификатов трубы можно применять только после проведения испытаний и исследований, подтверждающих их соответствие требованиям стандартов или технических условий.

4.2.2 Трубы, поступающие для строительства трубопровода, подвергаются входному контролю в объеме, установленном нормативным документом. Контрольные параметры и предельные отклонения параметров, указаны в соответствующих

нормативных документах на поставку. Входной контроль включает следующие основные этапы:

4.2.3 Визуальный контроль

4.2.3.1 Проверка наличия и содержание маркировки.

4.2.3.2 Тщательный осмотр всей наружной поверхности трубы, перекачиваемой по направляющим инспекционного стола, без применения увеличительных приборов.

4.2.3.3 Тщательный осмотр внутренней поверхности концов труб на видимую длину с помощью подсвечивания внутренней поверхности с обоих концов одновременно.

4.2.3.4 В соответствии с требованиями нормативной документации, глубина залегания дефектов на наружной поверхности может определяться с помощью средств измерения, как разность фактического диаметра трубы в точке, находящейся рядом с дефектом и в месте дефекта после механической зачистки до полного удаления дефекта.

Глубина дефектов на внутренней поверхности не определяется.

Допустимость дефекта определяется требованиями нормативной документации на продукцию.

При необходимости, в выборочном порядке, труба может быть разрезана на части и подвергнута более тщательному осмотру или исследованию дефектов.

4.2.4 Контроль геометрических параметров труб

4.2.4.1 Контроль геометрических размеров и кривизны проводится средствами измерений, предусмотренными действующей нормативной и технической документацией.

Допускается проводить контроль другими средствами измерений, метрологические характеристики которых обеспечивают требуемую точность.

Персонал, осуществляющий контроль, должен убедиться в исправности средств измерения, проверить наличие маркировки и документа (сертификат о калибровке, свидетельство о поверке, аттестат, паспорт, протокол), подтверждающего проведение поверки и калибровки.

4.2.4.2 Контроль толщины стенки проводится измерением не менее чем в двух взаимно перпендикулярных плоскостях поперечного сечения трубы, в диаметрально противоположных точках. Начальной точкой для измерения выбирается визуально видимая максимальная или минимальная толщина стенки.

При необходимости измерения могут быть осуществлены на любом расстоянии от конца трубы после ее разрезки в соответствующем месте.

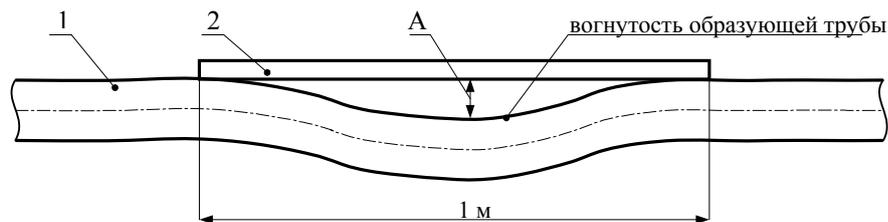
4.2.4.3 Контроль наружного диаметра проводится не менее чем двумя измерениями на концах трубы с определением максимального и минимального размера на расстоянии 5...20 мм от торца трубы. Для определения фактического диаметра по длине труб, измерение проводится через каждые 500 мм.

4.2.4.4 Контроль длины проводится путем наложения средства измерения (рулетка, линейка) на тело трубы, вдоль ее оси, совмещая при этом нулевую отметку средства измерения с одним торцом и считывая показания средства измерения, совпадающие с другим торцом трубы.

4.2.4.5 Контроль угла фаски проводится угломером с нониусом: одна измерительная поверхность угломера прикладывается к торцу трубы, а другая к поверхности фаски и по шкале отсчета определяется угол.

4.2.4.6 Контроль ширины торцевого кольца проводят путем наложения линейки, штангенциркуля на измеряемую поверхность перпендикулярно оси трубы, совмещая при этом нулевую отметку средства измерения с одним краем торца и отсчитывая показания средства измерения, совпадающие с другим краем торца.

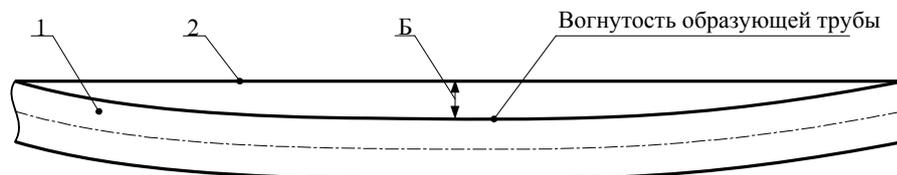
4.2.4.7 При контроле кривизны труб любого участка на 1 метре длины находят визуально вогнутую образующую трубы и прикладывают к ней метровую поверочную линейку. На этой образующей с помощью щупа измеряют максимальную величину кривизны «А» нормированного участка трубы (рисунок 1).



1 – труба; 2 – линейка

Рисунок 1 – Контроль кривизны любого участка трубы на длине 1 метр

4.2.4.8 Измерение кривизны всей длины трубы проводится при помощи натянутой вдоль боковой поверхности струны (шнура, лески) от одного конца трубы до другого. Между образующей поверхностью трубы и натянутой струной с помощью измерительной линейки определяется максимальный зазор «Б» (рисунок 2).

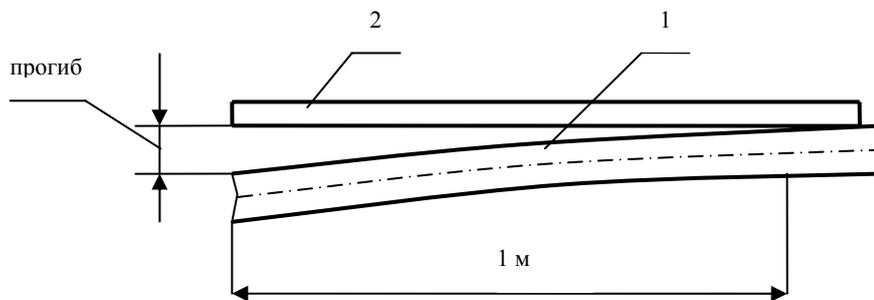


1 – труба; 2 – шнур, леска

Рисунок 2 – Контроль кривизны всей длины трубы

4.2.4.9 При контроле изогнутости на концевых участках, равных одной трети длины, на 1 метре трубы находят визуально вогнутую образующую трубы и прикладывают к ней метровую поверочную линейку. На этой образующей с помощью щупа измеряют максимальную величину зазора (стрелу прогиба).

Изогнутость на концевых участках определяется исходя из величины стрелы прогиба и вычисляется как частное от деления стрелы прогиба в миллиметрах на расстоянии от места измерения стрелы прогиба до ближайшего конца трубы в метрах (рисунок 3).



1 – труба; 2 – линейка

Рисунок 3 – Контроль изогнутости на концевых участках трубы

4.2.5 Трубы, прошедшие проверку, должны быть промаркированы.

Маркировка производится на расстоянии 100-150 мм от торца несмываемой краской в следующем порядке:

- порядковый номер трубы;

- индекс категории, к которой отнесена труба после освидетельствования:

П – пригодный для использования в газонефтепроводном строительстве;

Р – требующие ремонта для дальнейшего использования в газонефтепроводном строительстве;

У – пригодные для использования в других отраслях народного хозяйства;

Б – непригодные к дальнейшему использованию.

4.2.6 По результатам входного контроля комиссия, назначенная приказом по организации, составляет акт, в котором указывается число освидетельствованных труб и число труб с различными индексами категории.

В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы требуют ремонта или непригодны для дальнейшего использования.

4.3 Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов

4.3.1 Сборку, сварку и контроль качества сварных соединений трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с СНиП III-42-80* и РД 39-132-94*.

4.3.2 Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

- произвести визуальный осмотр поверхности труб (при этом трубы не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку труб);

- очистить внутреннюю полость труб от попавшего внутрь грунта, грязи, снега;

- выправить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;

- очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

При стыковой сварке оплавлением следует дополнительно зачищать торец труб и пояс под контактные башмаки сварочной машины

4.3.3 Допускается правка плавных вмятин на торцах труб глубиной до 3,5 % диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устрой-

ствами. При этом на трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм²) допускается правка вмятин и деформированных концов труб при положительных температурах без подогрева. При отрицательных температурах окружающего воздуха необходим подогрев на 100-150⁰С. На трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм²) и более – с местным подогревом на 150-200⁰С при любых температурах окружающего воздуха.

Участки и торцы труб с вмятиной глубиной более 3,5 % диаметра трубы или имеющие надрывы необходимо вырезать.

Допускается ремонт сваркой забоин и задигов фасок глубиной до 5 мм

Концы труб с забоинами и задирами фасок глубиной более 5 мм следует обрезать.

4.3.4 Сборка труб диаметром 500 мм и более должна производиться на внутренних центраторах. Трубы меньшего диаметра можно собирать с использованием внутренних и наружных центраторов. Независимо от диаметра труб сборка захлестов и других стыков, где применение внутренних центраторов невозможно, производится с применением наружных центраторов.

4.3.5 При сборке труб с одинаковой нормативной толщиной стенки смещение кромок допускается на величину до 20 % толщины стенки трубы, но не более 3 мм при дуговых методах сварки и не более 2 мм при стыковой сварке оплавлением.

4.3.6 Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями (тройниками, переходами, днищами, отводами) допускается при следующих условиях:

- если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых 12 мм и менее) не превышает 2,5 мм;
- если разность толщин стенок стыкуемых труб или труб с деталями (максимальная из которых более 12 мм) не превышает 3 мм.

Соединение труб или труб с деталями с большей разностенностью толщин стенок осуществляется путем вварки между стыкуемыми трубами или трубами с деталями переходников или вставок промежуточной толщины, длина которых должна быть не менее 250 мм.

При разнотолщинности до 1,5 толщины допускаются непосредственная сборка и сварка труб при специальной разделке кромок более толстой стенки трубы или детали. Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов должны соответствовать указанным на рисунке 4.

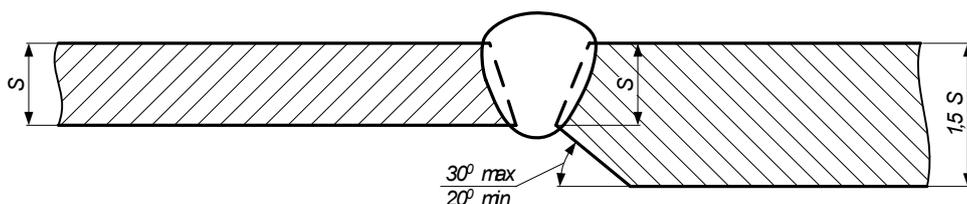


Рисунок 4 – Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов разнотолщинных труб (до 1,5 толщины стенки)

Смещение кромок при сварке разностенных труб, измеряемое по наружной поверхности, не должно превышать допусков, установленных требованиями п. 3.2.6 настоящего раздела.

Подварка изнутри корня шва разностенных труб диаметром 1000 мм и более по всему периметру стыка обязательна, при этом должен быть очищен подварочный слой от шлака, собраны и удалены из труб огарки электродов и шлак.

4.3.7 Каждый стык должен иметь клеймо сварщика или бригады сварщиков, выполняющих сварку. На стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм^2) клейма должны наноситься механическим способом или наплавкой. Стыки труб из стали с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм^2) и более маркируются несмываемой краской снаружи трубы.

Клейма наносятся на расстоянии 100-150 мм от стыка в верхней полуокружности трубы.

4.3.8 Приварка каких либо элементов, кроме катодных выводов, в местах расположения поперечных кольцевых, спиральных и продольных заводских сварных швов, не допускается. В случае если проектом предусмотрена приварка элементов к телу трубы, расстояние между швами трубопровода и швом привариваемого элемента должно быть не менее 100 мм.

4.3.9 Непосредственное соединение труб с запорной и распределительной арматурой разрешается при условии, что толщина свариваемой кромки патрубка арматуры не превышает 1,5 толщины стенки стыкуемой с ней трубы в случае специальной подготовки кромок патрубка арматуры в заводских условиях согласно рисунку 5.

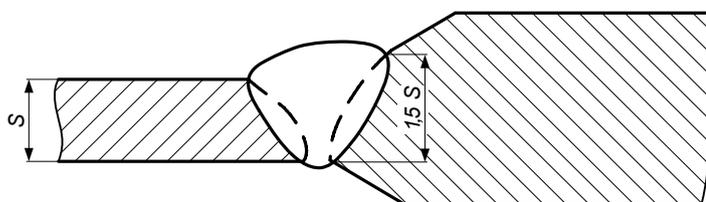


Рисунок 5 – Подготовка кромок патрубков арматуры при непосредственном соединении их с трубами

Во всех случаях, когда специальная разделка кромок патрубка арматуры выполнена не в заводских условиях, а также когда толщина свариваемой кромки патрубка превышает 1,5 толщины стенки стыкуемой с ней трубы, соединение следует производить путем вварки между стыкуемой трубой и арматурой специального переходника или переходного кольца.

4.3.10 При сварке трубопровода в нитку сварные стыки должны быть привязаны к пикетам трассы и зафиксированы в исполнительной документации.

4.3.11 При перерыве в работе более 2 ч концы свариваемого участка трубопровода следует закрывать инвентарными заглушками для предотвращения попадания внутрь трубы снега, грязи т.п.

4.3.12 Кольцевые стыки стальных магистральных трубопроводов могут свариваться дуговыми методами сварки или стыковой сваркой оплавлением.

4.3.13 Допускается выполнение сварочных работ при температуре воздуха до минус 50⁰С.

При скорости ветра более 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий запрещается.

4.3.14 Монтаж трубопроводов следует выполнять только на монтажных опорах. Применение грунтовых и снежных призм для монтажа трубопровода не допускается.

4.3.15 К прихватке и сварке магистральных трубопроводов допускаются сварщики, сдавшие экзамены в соответствии с Правилами аттестации сварщиков Госгортехнадзора России.

4.3.16 Контроль поперечных сварных соединений трубопроводов

4.3.16.1 Контроль сварных стыков трубопроводов производится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопроводов;

- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;

- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;

- по результатам механических испытаний сварных соединений.

Неразрушающий контроль проводят специально обученные и аттестованные в соответствии с «Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02 (утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 23.01.02 № 3) специалисты.

4.3.16.2 Операционный контроль должен выполняться производителями работ и мастерами, а самоконтроль исполнителями работ.

При операционном контроле должно проверяться соответствие выполняемых работ рабочим чертежам, требованиям настоящего раздела, государственным стандартам и инструкциям, утвержденным в установленном порядке.

4.3.16.3 Стыки, выполненные дуговой сваркой, очищаются от шлака и повергаются внешнему осмотру. При этом они не должны иметь трещин, подрезов глубиной более 0,5 мм, недопустимых смещений кромок, кратеров и выходящих на поверхность пор.

Усиление шва должно быть высотой в пределах от 1 до 3 мм и иметь плавный переход к основному металлу.

4.3.16.4 Стыки, выполненные стыковой сваркой оплавлением, после снятия внутреннего и наружного грата должны иметь усиление высотой не более 3 мм. При снятии внутреннего и наружного грата не допускается уменьшение толщины стенки трубы.

Смещение кромок после сварки не должно превышать 25 % толщины стенки, но не более 3 мм. Допускаются местные смещения на 20 % периметра стыка, величина которых не превышает 30 % толщины стенки, но не более 4 мм непровара по кромкам и между слоями в неповоротных стыках труб, выполненных автоматической дуговой сваркой, не должна превышать 50 мм на участке шва длиной 350 мм.

4.3.16.5 Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, допускается в следующих случаях:

- если суммарная длина дефектных участков не превышает $1/6$ периметра стыка;
- если длина выявленных в стыке трещин не превышает 50 мм.
- При наличии трещин суммарной длиной более 50 мм стыки подлежат удалению.

4.3.16.6 Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, следует производить следующими способами:

- подваркой изнутри трубы дефектных участков в корне шва;
- наплавкой ниточных валиков высотой не более 3 мм при ремонте наружных и внутренних подрезов;
- вышлифовкой и последующей заваркой участков швов со шлаковыми включениями и порами;
- при ремонте стыка с трещиной длиной до 50 мм засверливаются два отверстия на расстоянии не менее 30 мм от краев трещины с каждой стороны, дефектный участок вышлифовывается полностью и заваривается вновь в несколько слоев;
- обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

4.3.16.7 Все исправленные участки стыков должны быть подвергнуты внешнему осмотру, радиографическому контролю. Повторный ремонт стыков не допускается.

4.3.16.8 Результаты проверки стыков физическими методами необходимо оформлять в виде заключений. Заключение, радиографические снимки, зарегистрированные результаты ультразвуковой дефектоскопии и ферромагнитные ленты со стыков, подвергавшихся контролю, хранятся в полевой испытательной лаборатории (ПИЛ) до сдачи трубопровода в эксплуатацию.

4.4 Укладка трубопроводов в траншею

4.4.1 Трубопровод следует укладывать в траншею в соответствии с требованиями проекта, в зависимости от принятой технологии и способа производства работ следующими методами:

- опусканием трубопровода с одновременной его изоляцией механизированным методом (при совмещенном способе производства изоляционно-укладочных работ);
- опусканием с бермы траншеи ранее заизолированных участков трубопровода (при раздельном способе производства работ);
- продольным протаскиванием ранее подготовленных плетей вдоль траншеи на плаву с последующим их погружением на дно.

4.4.2 При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

- правильный выбор количества и расстановки кранов-трубоукладчиков и минимально необходимой для производства работ высоты подъема трубопровода над землей с целью предохранения трубопровода от перенапряжения, изломов и вмятин;
- сохранность изоляционного покрытия трубопровода;
- полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине;

- проектное положение трубопровода.

4.4.3 Производство изоляционно-укладочных работ совмещенным способом должно осуществляться с применением кранов-трубоукладчиков, оснащенных троллейными подвесками. При необходимости подъема (поддержания) изолированного трубопровода кранами – трубоукладчиками за изоляционной машиной должны применяться мягкие полотенца.

4.4.4 При раздельном способе производства работ по изоляции и укладке изолированный трубопровод следует опускать кранами-трубоукладчиками, оснащенными мягкими полотенцами.

4.4.5 Допуски на положение трубопровода в траншее: минимальное расстояние (зазор) между трубопроводом и стенками траншеи – 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов или анкерных устройств, - $0,45D + 100$ мм, где D – диаметр трубопровода.

4.5 Испытания трубопроводов

4.5.1 Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

4.5.2 Испытание трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) или пневматическим (воздухом, природным газом) способом для газопроводов и гидравлическим способом для нефте- и нефтепродуктопроводов.

Испытания газопроводов в горной и пересеченной местности разрешается проводить комбинированным способом (воздухом и водой или газом и водой).

Гидравлическое испытание трубопроводов водой при отрицательной температуре воздуха допускается только при условии предохранения трубопровода, линейной арматуры и приборов от замораживания.

4.5.3 Способы испытания, границы участков, величин испытательных давлений и схема проведения испытания, в которой указаны места забора и слива воды, согласованные с заинтересованными организациями, а также пункты подачи газа и обустройство временных коммуникаций определяются проектом.

4.5.4 Подвергаемый испытанию на прочность и проверке на герметичность трубопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой.

Линейная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента при испытании в случае, если перепад давлений не превышает максимальной величины, допустимой для данного типа арматуры.

4.5.5 Проверку на герметичность участков всех трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего, принятого по проекту.

4.5.6 При пневматическом испытании заполнение трубопровода и подъем давления в нем до испытательного ($P_{исп}$) должны вестись через полностью открытые краны байпасных линий при закрытых линейных кранах.

4.5.7 Для выявления утечек воздуха или природного газа в процессе закачки их в трубопровод следует добавлять одорант.

4.5.8 При пневматическом испытании подъем давления в трубопроводе следует производить плавно [не более 0,3 МПа (3 кгс/см²) в час] с осмотром трассы при величине давления, равной 0,3 испытательного, но не выше 2 МПа (20 кгс/см²). На время осмотра подъем давления должен быть прекращен. Дальнейший подъем давления до испытательного, следует производить без остановок. Под испытательным давлением трубопровод должен быть выдержан для стабилизации давления и температуры в течение 12 ч при открытых кранах байпасных линий и закрытых линейных кранах. Затем следует снизить давление до рабочего, после чего закрыть краны байпасных линий и провести осмотр трассы, наблюдения и замеры величины давления в течение не менее 12 ч.

4.5.9 При подъеме давления от 0,3 $P_{исп}$ до $P_{исп}$ в течение 12 ч при стабилизации давления, температуры и испытаниях на прочность осмотр трассы запрещается.

Осмотр трассы следует производить только после снижения испытательного давления до рабочего с целью проверки трубопровода на герметичность.

4.5.10 При заполнении трубопроводов водой для гидравлического испытания из труб должен быть полностью удален воздух. Удаление воздуха осуществляется поршнями-разделителями или через воздухопускные краны, устанавливаемые в местах возможного скопления воздуха.

4.5.11 Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При пневматическом испытании трубопровода на прочность допускается снижение давления на 2 % за 12 ч.

4.5.12 При обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

4.5.13 После испытания трубопровода на прочность и проверки на герметичность гидравлическим способом из него должна быть полностью удалена вода.

4.5.14 Полное удаление воды из газопроводов должно производиться с пропуском не менее двух (основного и контрольного) поршней-разделителей под давлением сжатого воздуха или в исключительных случаях природного газа.

Скорость движения поршней-разделителей при удалении воды из газопроводов должна быть в пределах 3 – 10 км/ч.

4.5.15 Результаты удаления воды из газопровода следует считать удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды и он вышел из газопровода не разрушенным. В противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей по газопроводу необходимо повторить.

4.5.16 Полное удаление воды из нефте- и нефтепродуктопровода производится одним поршнем-разделителем, перемещаемым под давлением транспортируемого продукта или самим транспортируемым продуктом.

При отсутствии продукта к моменту окончания испытания удаление воды производится двумя поршнями-разделителями, перемещаемыми под давлением сжатого воздуха.

4.5.17 Способ удаления воды из нефте- и нефтепродуктопроводов устанавливается заказчиком, который обеспечивает своевременную подачу нефти или нефтепродукта.

Заполнение трубопровода на участках переходов через водные преграды нефтью или нефтепродуктами должно производиться таким образом, чтобы полностью исключить возможность поступления в полость трубопровода воздуха.

4.5.18 При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться поверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1 и со предельной шкалой на давление около $4/3$ испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

4.5.19 О производстве и результатах очистки полости, а также испытаниях трубопроводов на прочность и проверки их на герметичность необходимо составить акты по соответствующим формам.

Способы, технология, режимы и параметры очистки полости, испытания и удаления воды устанавливаются ведомственными строительными нормами ВСН 011.

4.5.20 Приемка трубопровода в эксплуатацию производится государственной приемочной комиссией, назначенной заказчиком после приемки трубопровода рабочей комиссией.

4.6 Приемка трубопроводов в эксплуатацию

4.6.1 Ввод в эксплуатацию осуществляется после приема трубопровода в соответствии с требованиями СНиП 3.01.04, ВСН 012 и других общероссийских или ведомственных нормативных документов.

4.6.2 Прием в эксплуатацию трубопроводов, предназначенных для транспортировки сероводородсодержащего газа и нефти, запрещается, если строительством не закончены полностью (согласно проекту) объекты, обеспечивающие безопасность людей и защиту окружающей среды.

4.6.3 Прием в эксплуатацию трубопроводов проводится вместе с ингибиторпроводами и другими установками, предназначенными для защиты металла трубы и арматуры от коррозионного воздействия или сероводородного растрескивания.

4.6.4 Эксплуатация трубопровода, не принятого государственной приемочной комиссией, не допускается.

Датой ввода в эксплуатацию трубопровода считается дата подписания акта государственной приемочной комиссией.

4.7 Основные требования по надзору за эксплуатацией и контролем технического состояния трубопроводов

4.7.1 Степень охвата, глубина и периодичность контроля и диагностики должны формироваться в зависимости от категории участков. Базой наблюдения за состоянием трассы должно являться планово-высотное положение линейной части трубопровода, на основе которой осуществляется привязка точек контроля. На особо опасных участках должны устанавливаться стационарные средства превентивной диагностики, работающие в режиме непрерывного опроса, например, акустико-эмиссионные системы для обнаружения зарождающихся и развивающихся трещин.

4.7.2 Линейная часть трубопровода и наиболее ответственные ее элементы (подводные переходы, байпасы и т.д.) должны оснащаться стационарными датчиками диагностических устройств, съем информации, с которых осуществляется передвижными лабораториями при периодическом обследовании. Периодическая диагностика должна включать в себя приборное обследование участков трубопровода в процессе его эксплуатации. Периодичность и объем обследования каждого из участков зависит от категории.

4.7.3 Для проведения работ по диагностике и контролю действующих трубопроводов в первую очередь необходимо выполнить следующие мероприятия:

1) Провести выбор участков трубопровода, на которых наиболее вероятно образование и развитие дефектов и коррозионных повреждений.

2) Определить фактическое местоположение и профиль трассы трубопровода, провести оценку качества изоляции, на ответственных участках провести оценку напряженного состояния.

3) Выбрать средства диагностики и контроля для проведения практической диагностики.

На первом этапе необходимо определить держателей проектной и строительной документации, провести анализ проектных данных, исполнительной (строительной) эксплуатационной документации, информации по аварийности. Должны быть получены предварительные данные о физико-химических свойствах транспортируемой жидкости для выбора участков трассы, на которых наиболее вероятно образование и развитие дефектов и коррозионных повреждений.

На втором этапе должны быть проведены следующие практические работы:

- определение марки стали трубопровода;
- оценка качества изоляции;
- топографические и геодезические исследования;
- определение фактических напряжений на участках трубопровода;
- определение физико-химических свойств транспортируемой жидкости.

4.7.4 Результатом должна быть схема контролируемых участков в горизонтальной и вертикальной проекциях с нанесенными точками контроля, таблица с физико-химическими свойствами перекачиваемой жидкости.

Выбор средств диагностики и контроля проводят в зависимости от получения данных по первому и второму этапу.

4.7.5 Типы дефектов и повреждений

4.7.5.1 Дефекты и повреждения основного металла:

- коррозионные повреждения с разграничением по виду:
 - равномерная коррозия (коррозия охватывает всю поверхность металла);
 - местная (при охвате отдельных участков поверхности);
 - язвенная, точечная и пятнистая в виде отдельных точечных и пятнистых язвенных поражений, в том числе сквозных;
 - канавочная коррозия (коррозионные поражения имеют специфический вид канавки (ручейка)
 - коррозионное растрескивание;
- задиры, трещины, прожоги, оплавления, царапины, расслоения, неметаллические включения, закаты;
- старение материала, изменение физико-механических свойств;
- общие и местные деформации, вмятины, выпучены.

4.7.5.2 Дефекты и повреждения сварных швов:

- несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП и стандартов;
- трещины всех видов и направлений;
- наплывы, подрезы, прожоги, не заваренные кратеры, непровары, пористость и другие технологические дефекты;
- отсутствие плавных переходов от одного сечения к другому;
- несоответствие общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта. Несоответствие линии укладки трубопровода требованиям проекта.

4.7.6 Основные нагрузки и факторы, влияющие на техническое состояние трубопроводов в процессе эксплуатации

4.7.6.1 Эксплуатационные нагрузки.

Эксплуатационными нагрузками являются:

- рабочее давление среды в трубопроводе;
- температурная нагрузка;
- весовая нагрузка в местах переходов.

4.7.6.2 Эксплуатационными факторами, влияющими на техническое состояние и нагрузку, являются:

- коррозия металла;
- эрозионное стирание стенок рабочей средой;
- изменение физико-механических свойств металлов.

4.8 Содержание и периодичность контроля трубопроводов

4.8.1 Наружный осмотр.

4.8.1.1 Наружный осмотр (плановый).

Наблюдение за состоянием трассы трубопроводов, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли с целью выявления нелегальных переездов, размывов, деформаций, визуальный контроль утечек.

4.8.1.2 Наружный осмотр (внеочередной).

Проводится после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечек нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

4.8.1.3 Периодичность наружного осмотра устанавливается руководством Предприятия в зависимости от местных условий, сложности рельефа, трассы, времени года и срока эксплуатации. Результаты осмотров должны фиксироваться в эксплуатационном журнале.

4.8.2 Контрольный осмотр

4.8.2.1 При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию сварных швов;
- состоянию зон возможного скопления пластовой воды, конденсата, твердых осадков;
- состоянию фланцевых соединений;
- правильность работы опор;
- состоянию и работе компенсирующих устройств;
- состоянию уплотнений арматуры;
- вибрации трубопроводов;
- состоянию изоляции и антикоррозионных покрытий;
- состоянию гнутых отводов, сварных тройников, переходов и других фасонных деталей.

4.8.2.2 Контрольный осмотр проводится специально назначенными лицами не реже 1 раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Трубопроводы подверженные вибрации – не реже одного раза в три месяца.

4.8.2.3 Дополнительный осмотр (определяется по результатам контрольного осмотра).

4.8.2.4 Дополнительному досрочному осмотру подвергаются трубопроводы при обнаружении повышенной скорости коррозии по образцам-свидетелям или с помощью зонда – коррозиметра.

4.8.2.5 Результаты контрольных осмотров и замеров толщин стенок всех трубопроводов должны фиксироваться в документах соответствующих служб и вноситься в паспорт трубопровода.

4.8.3 Ревизия выборочная

Выбор участков для ревизии осуществляет эксплуатирующее предприятие и утверждает главный инженер предприятия.

Выбираются участки минимальной протяженности, работающие в наиболее тяжелых условиях, а также тупиковые и временно не работающие участки.

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через 1 год.

4.8.3.1 При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;

- провести (по возможности) внутренний осмотр трубопровода (демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых и других разъемных соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном трубопроводе производят вырезку участка трубопровода длиной, равной двум-трем его диаметрам, желательно со сварным швом, приспособленным для работ в особо тяжелых условиях);

- простучать молотком (при отсутствии изоляции) и промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах, наиболее подверженных износу;

- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма лучами;

- проверить состояние фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизируемом участке;

- разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;

- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно - прокладок;

- испытать трубопровод в случаях производства на нем ремонтных работ.

4.8.3.2 Механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение.

4.8.3.3 Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

4.8.3.4 При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка трубопровода дополнительной ревизии подвергается другой участок, а количество аналогичных трубопроводов, подвергаемых ревизии, увеличивается вдвое.

4.8.3.5 Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина стенки трубы или другой детали под воздействием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы трубопровода должна быть проверена расчетом.

4.8.3.6 При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков должна быть проведена генеральная ревизия этого трубопровода с ревизией пяти участков, расположенных равномерно по всей длине трубопровода.

4.8.3.7 Все обнаруженные в результате ревизии дефекты должны быть устранены, а пришедшие в негодность участки и детали трубопроводов заменены новыми. При неудовлетворительных результатах генеральной ревизии трубопроводы выбраковываются.

4.8.3.8 Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке, сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

Испытания действующих трубопроводов

1) Испытания на прочность являются средством подтверждения надежности и работоспособности эксплуатируемого трубопровода или его участков и должны проводиться:

- после капитального ремонта с заменой труб;
- после реконструкции;
- в случаях, если они не могут быть подвергнуты внутритрубной диагностике;
- при аттестации нефтегазопровода.

Испытания должны проводиться в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

2) Решение о проведении испытаний должно приниматься эксплуатирующей организацией на основе результатов анализа аварийности с учетом выполнения плановых мероприятий по повышению надежности, требований охраны окружающей среды, необходимости повышения максимального разрешенного рабочего давления или реконструкции трубопровода.

3) Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния трубопровода, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы трубопровода.

Протяженность испытываемых участков линейной части трубопровода не должна превышать 30-40 км.

4) Выявленные при испытаниях повреждения трубопровода должны немедленно устраняться.

После устранения повреждений испытания трубопровода продолжаются по установленной Программе или Проекту. Характер каждого выявленного при испытаниях дефекта или повреждения трубопровода, а также работы по их устранению должны отражаться в специальном акте.

5) Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось в пределах допустимых норм и не были обнаружены утечки.

После окончания испытаний должен быть оформлен акт установленной формы.

4.8.3.9 Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии, к которому прикладываются все протоколы и заключения о проведенных исследованиях.

Акт и остальные документы прикладываются к паспорту на трубопровод.

4.8.3.10 Сроки проведения ревизии нефтегазосборных трубопроводов устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов,

результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов между ревизиями.

4.9 Ремонт трубопроводов

4.9.1 Оценка технического состояния оборудования и сооружений трубопроводов.

4.9.1.1 Оценка технического состояния линейной части трубопровода, выбор вида и способа ремонта должны проводиться на основе результатов комплексных обследований.

4.9.1.2 В состав комплексных обследований входит:

- диагностическое обследование линейной части трубопроводов;
- дефектоскопия стенки трубопровода или сварных стыков с применением акустико-эмиссионных, ультразвуковых методов;
- анализ изменений защитного потенциала трубопровода за период эксплуатации;
- определение технического состояния изоляции;
- анализ статистических данных аварийности;
- оценка загруженности трубопровода.

4.9.1.3 По результатам анализа комплексных обследований и обработки данных производится:

- уточнение местоположения дефектного участка нефтепровода;
- планирование мероприятий по предотвращению возможного разрушения трубопровода;
- выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков их проведения в зависимости от характера дефектов с учетом загруженности МН на рассматриваемый период и в перспективе.

4.9.2 Определение вида ремонтных работ.

4.9.2.1 На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта или реконструкции трубопровода:

- а) ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб;
- б) выборочный ремонт коротких участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов (установка ремонтных конструкций) с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки) и заменой изоляции;
- в) ремонт протяженных участков трубопровода с ремонтом стенки трубы и сварочных швов и заменой изоляции (сплошная замена изоляции по действующим технологиям);
- г) ремонт трубопровода с заменой отдельных участков или всего трубопровода.

Каждому виду ремонта должен соответствовать метод (технология) ремонта, который устанавливается нормативным документом.

4.9.2.2 Планирование очередности работ по ремонту и предотвращению возможных разрушений трубопровода проводится в зависимости от характера и степени опасности дефектов, с учетом технического состояния нефтепровода.

5 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ТРУБ

5.1 Транспортирование и хранение труб должны производиться в соответствии с ГОСТ 10692 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.

5.2 При транспортировании штабели труб или пакеты разделяют прокладками. На пол вагона или кузова автомашины должны быть уложены подкладки или пакеты труб должны иметь транспортные хомуты.

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

Для погрузки и разгрузки труб кранами и трубоукладчиками следует применять траверсы, мягкие канаты и мягкие полотнца; погрузка и разгрузка труб увеличенной длины должны производиться с применением специальной оснастки.

Перекатку труб и трубных секций разрешается производить только по лагам.

5.3 Разгрузка труб из вагонов.

Трубы из железнодорожного состава следует разгружать через один вагон или вести работы по обе стороны пути в шахматном порядке. Разгрузку разрешается выполнять только специально обученной бригаде под руководством ответственного лица. Особо опасными для нарушения качества труб и для самих исполнителей является момент открывания люков полувагонов, бортов платформ и снятие стоек.

Разгруженные трубы укладывают на прирельсовые стеллажи, расположенные на высоте не менее 300 мм от уровня земли и имеющие горизонтальную опорную поверхность во избежание самопроизвольного перекачивания труб. Высота штабеля не должна превышать 2,8 м при длине его не менее пятикратной высоты. Между каждым рядом труб укладывают прочные деревянные прокладки толщиной не менее 35-40 мм с набитыми на конце планками, предохраняющими трубы от раскатывания.

5.4 Разгрузка труб с трубовозов.

Разгрузку на стеллажи, а также погрузку со стеллажей производят имеющимися грузоподъемными механизмами или при помощи специальных накатов. При этом порядок погрузочно-разгрузочных работ и нормы складирования на стеллажах не отличаются от описанных выше. При накатывании труб на стеллажи вручную высота штабеля не должна превышать 1,5 м.

5.5 Выбор вида транспорта и транспортных средств для перевозки труб и трубных секций следует производить с учетом результатов технико-экономических расчетов в зависимости от объема грузов, дальности перевозок, времени года и местных условий.

Транспортные средства должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими сохранность, как самих труб (секций, трубной арматуры), так и покрытий, нанесенных на них.

5.6 Перемещение труб и трубных секций волоком запрещается.

5.7 Предельное количество труб и трубных секций, перевозимых на автомобилях и тракторах, с учетом грузоподъемности машин и размеров труб определяется по таблице 15.

5.8 Необходимая ширина дороги в зоне поворота, исходя из вписываемости транспортных машин в прямоугольный поворот, определяется по таблице 2.

5.9 Доставка секций и труб должна осуществляться на транспортных средствах (платформах), исключая возникновение изгибающих нагрузок на тело трубы.

5.10 Транспортирование трубных секций длиной до 24 м в горных условиях на участках с уклонами 10-15° следует выполнять трубовозами на колесном ходу. На участках с уклонами более 15° следует применять машины на гусеничном ходу.

5.11 Для особо трудных участков трассы и пересеченной местности необходимо предусматривать дежурные тракторы – тягачи или тракторные самоходные лебедки

Таблица 16 – Предельное количество труб и трубных секций, перевозимых на автомобилях и тракторах

Грузоподъемность, т	Диаметр трубы, мм														
	1420 × 17			1220 × 13			1020 × 13			820 × 9			720 × 10		
	Длина трубы или трубных секций, м														
	12	24	36	12	24	36	12	24	36	12	24	36	12	24	36
9	1	-	-	2	1	-	2	1	-	3	2	1	5	3	1
18	2	-	1	3	2	1	5	2	2	5	3	2	7	5	4
30	-	2	1	3	3	2	5	3	2	5	5	3	9	9	5
50	-	2	2	3	3	3	5	5	5	6	6	6	9	9	9

Таблица 17 – Необходимая ширина дороги в зоне поворота

Ширина входного проезда, м	Длина автопоезда, м				
	12	16	20	24	28
	Ширина дороги в зоне поворота, м				
5	15	18	22	26	28
10	11,5	14	17,5	20	23
15	8	12	14	17	19
20	7,5	9	12	14	17
25	7	8	11	13	15

5.12 При невозможности доставки труб и трубных секций автомобильными транспортными средствами непосредственно к месту монтажных работ на трассе следует предусматривать промежуточные пункты перегрузки трубных секций на гусеничные транспортные средства. Места размещения пунктов надо выбирать с учетом устройства разворотов транспортных средств и двустороннего проезда.

5.13 Пункты перегрузки должны быть обеспечены погрузочно-разгрузочными средствами.

5.14 Хранение труб.

5.14.1 При хранении и складировании трубы должны быть рассортированы партиями по размерам и группам прочности, предотвращающими возможность их перепутывания.

Трубы должны складироваться и храниться на стеллажах складов открытого хранения, рассортированными по размерам и классам.

Нижний и последующий ряды труб укладываются на прокладки. В качестве прокладок применяют деревянные рейки, длинномерные резиновые или армированные изделия.

Допускается хранение труб без прокладок на специальных стеллажах, исключая перекачивание и контакт труб.

5.14.2 Трубы должны храниться на стеллажах или площадках открытого хранения, при этом они должны иметь консервационное покрытие для категорий условий транспортирования и хранения С, Ж, ОЖ по ГОСТ 9.014. Предельный срок консервационной защиты 6 месяцев.

5.14.3 Тонкостенные бесшовные, электросварные и другие трубы специальных назначений должны храниться в закрытых помещениях. Допускается хранение труб под навесом при условии защиты их от попадания атмосферных осадков.

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Трубопроводные объекты относятся к категории опасных производственных объектов.

6.2 Организация работ по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации магистрального нефтепровода осуществляется на основании Федерального Закона «О промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов», Постановления Правительства Российской Федерации от 10.03.99 № 263 и других действующих правовых актов и нормативных документов.

6.3 Система управления промышленной безопасностью производственных объектов трубопроводов должна предусматривать:

- идентификацию опасных производственных объектов;
- лицензирование деятельности по эксплуатации;
- организацию эксплуатации трубопроводов с соблюдением требований нормативных документов;
- непрерывный контроль (мониторинг) состояния безопасности объектов;
- оценку состояния безопасности объектов и прогноз его изменения;
- выработку методов и планов поддержания безопасности объектов в пределах норм и допустимых рисков и реализацию этих планов;
- поддержание в готовности систем управления и оповещения, сил и средств по ликвидации аварий и их последствий на трубопроводах, взаимодействие с формированиями МЧС России;
- взаимодействие с органами государственного надзора и контроля;
- обязательное страхование рисков ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасных производственных объектов;
- разработку деклараций безопасности объектов трубопроводов.

6.4 Трасса трубопровода должна патрулироваться с целью контроля состояния охранной зоны и прилегающей территории, выявления факторов, которые могут создавать угрозу безопасности и надежности эксплуатации трубопровода.

7 УСТАНОВЛЕННЫЙ РЕСУРС И ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

Изготовитель гарантирует соответствие труб требованиям ГОСТ, ТУ в течение 1 года с момента их изготовления, при соблюдении требований РЭ

Потребителю предоставляется право проведения любых исследований и испытаний, как на территории завода-изготовителя, так и на собственной территории, с целью проверки соответствия труб требованиям ГОСТ, ТУ.

8 ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

- 1 ГОСТ 9.014-78 ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.
- 2 ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.
- 3 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.
- 4 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 5 ГОСТ 10705-80* Трубы стальные электросварные. Технические условия.
- 6 ГОСТ 10692-80 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
- 7 ГОСТ 15846-2002 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.
- 8 ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных нефтепроводов. Технические условия.
- 9 ГОСТ Р 53383-2009 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия.
- 10 ANSI/API Specification 5L (44-е издание) Трубы для трубопроводов. Технические условия/ ISO 3183:2007 Нефтегазовая промышленность – Трубы стальные для трубопроводных транспортных систем.
- 11 РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
- 12 СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.
- 13 СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительных объектов.
- 14 СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
- 15 СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых трубопроводов.
- 16 ВСН-011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытания.
- 17 ВСН-012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II. Формы документации и правила её оформления в процессе сдачи-приёма.
- 18 ТУ 14-3-1128-2000 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства газовых месторождений
- 19 ТУ14-3Р-1128-2007 Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений
- 20 ТУ 14-3-1618-89 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства нефтяных и газовых месторождений северных районов

- 21 ТУ 14-3-1801-92 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенного качества для газопроводов, газлифтных систем и обустройства нефтяных и газовых месторождений северных районов
- 22 ТУ 14-161-134-93 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем
- 23 ТУ 14-3-1971-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности из углеродистой стали (сталь 20 и ее модификации)
- 24 ТУ 14-3-1972-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости
- 25 ТУ 1317-204-00147016-01 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные хладостойкие, повышенной коррозионной стойкости
- 26 ТУ 1308-269-00147016-2003 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 27 ТУ 14-ЗР-77-2004 Трубы бесшовные сероводородостойкие
- 28 ТУ 14-157-60-98 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные в сероводородостойком исполнении для ОАО «ГАЗПРОМ»
- 29 ТУ 14-3-1831-92 Трубы бесшовные сероводородостойкие из стали марки 12ГФПВ
- 30 ТУ 14-162-14-96 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости
- 31 ТУ 14-162-20-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтепроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 32 ТУ 14-161-174-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 33 ТУ 14-161-147-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные сероводородостойкие и хладостойкие.
- 34 ТУ 14-161-148-94 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости
- 35 ТУ 14-157-37-94 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 20 хладостойкие
- 36 ТУ 14-157-38-94 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 09Г2С хладостойкие
- 37 ТУ 14-157-54-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 38 ТУ 14-161-184-2000 Трубы стальные бесшовные из стали марки 09Г2С
- 39 ТУ 14-157-80-2006 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для сооружения санитарно-технических коммуникаций и водопроводов низкого давления

- 40 ТУ 1308-195-00147016-01 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные коррозионностойкие и хладостойкие, предназначенные для строительства, капитального ремонта и реконструкции подводных переходов
- 41 ТУ 14-1-5439-2001 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной стойкости против локальной коррозии и хладостойкие
- 42 ТУ 14-ЗР-48-2001 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие для ОАО «ГАЗПРОМ»

- 43 ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК»
- 44 ТУ 14-156-65-2005 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для нефтепроводов
- 45 ТУ 1308-226-00147016-02 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные из микролегированных сталей с увеличенным ресурсом эксплуатации
- 46 ТУ1317-214-00147016-02 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной надежности при эксплуатации для месторождений ТПП «Когалымнефтегаз»
- 47 ТУ 14-157-50-97 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные с повышенными эксплуатационными свойствами
- 48 ТУ 1308-245-00147016-02 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные с повышенным ресурсом прочности, предназначенные для эксплуатации в коррозионноактивных средах
- 49 ТУ1317-233-00147016-02 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной надежности при эксплуатации для месторождений ОАО «Томскнефть»
- 50 ТУ 14-1-5392-2000 Трубы биметаллические бесшовные коррозионностойкие
- 51 ТУ1381-159-00147016-01 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные с улучшенной поверхностью для нанесения антикоррозионного покрытия
- 52 ТУ 14-162-24-97 Трубы бесшовные горячедеформированные для трубопроводов с резьбой ТРТ и муфты к ним
- 53 ТУ 14-ЗР- 54-2001 Трубы бесшовные горячедеформированные из стали марки 20ЮЧ
- 54 ТУ 14-3-1798-91 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для изготовления деталей трубопроводов
- 55 ТУ 14-ЗР-91-2004 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной стойкости против локальной коррозии и хладостойкие для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 56 ТУ1317-023-48124013-05 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «Юганскнефтегаз»
- 57 ТУ 14-ЗР-90-2007 Трубы бесшовные сероводородостойкие из стали типа Х42SS
- 58 ТУ 14-162-43-98 Трубы стальные электросварные из низколегированных сталей
- 59 ТУ 14-ЗР-98-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной хладостойкости и стойкости против локальной коррозии
- 60 ТУ 1303-006.3-593377520-2003 Трубы стальные электросварные нефтегазопроводные, выполненные сваркой ТВЧ, повышенной эксплуатационной надежности предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК»
- 61 ТУ 14-156-77-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление 9,8 МПа
- 62 ТУ 14-156-78-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные класса прочности К60 диаметром 530-1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 11,8 МПа
- 63 ТУ 14-156-80-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные обычного и хладостойкого исполнения для магистральных нефтепроводов

- 64 ТУ 14-156-82-2008 Трубы стальные электросварные прямошовные прямошовные класса прочности K65 диаметром 1420 мм для магистральных газопроводов на рабочее давление до 11,8 МПа
- 65 ТУ 14-156-81-2008 Трубы электросварные прямошовные для магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан»
- 66 ТУ 14-156-85-2009 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 530-1220 мм газонефтепроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20 КСХ для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 67 ТУ 1303-006.2-593377520-2003 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие, выполненные электродуговой автоматической сваркой под флюсом, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК»
- 68 ТУ 14-156-87-2010 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «НК»Роснефть»
- 69 ТУ 14-156-91-2010 Трубы стальные электросварные для нефтегазопроводов
- 70 ТУ 14-156-92-2010 Трубы стальные электросварные прямошовные для морских подводных трубопроводов
- 71 ТУ 14-156-93-2010 Трубы стальные бесшовные для морских подводных трубопроводов
- 72 ТУ 1104-138100-357-02-96 Трубы стальные электросварные спиральношовные наружным диаметром 720, 820, 1020, 1220 мм с антикоррозионным наружным покрытием для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см²)
- 73 ТУ 14-3-1976-99 Трубы стальные электросварные спиральношовные с антикоррозионным наружным покрытием для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см²)
- 74 ТУ 14-3-1977-2000 Трубы стальные электросварные спиральношовные с наружным антикоррозионным покрытием диаметром 1420 мм для работы под давлением до 7,4 МПа (75 кгс/см²)
- 75 ТУ 1381-144-00147016-01 Трубы спиральношовные, нефтегазопроводные, подвергнутые объемной термической обработке, хладостойкие, повышенной коррозионной стойкости для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»
- 76 ТУ 1381-158-00147016-01 трубы стальные электросварные спиральношовные, подвергнутые объемной термообработке, предназначенные для сооружения промысловых трубопроводов для сред с повышенной коррозионной активностью
- 77 ТУ 14-3-1970-97 трубы стальные электросварные спиральношовные с повышенной коррозионной и хладостойкостью из углеродистой качественной стали марки 20.
- 78 ТУ 14-3-1973-98 Трубы стальные электросварные спиральношовные из низколегированной стали с наружным антикоррозионным покрытием для сооружения магистральных нефтепроводов
- 79 ТУ 14-ЗР-60-2002 Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 мм для работы под давлением до 8,3 мпа (84 кгс/см²)
- 80 ТУ 1381-213-00147016-02 Трубы стальные нефтегазопроводные спиральношовные, подвергнутые объемной термообработке, повышенной надежности при эксплуатации
- 81 ТУ 14-ЗР-52-2001 Трубы стальные электросварные спиральношовные из низколегированной стали марки 06гфбаа для сооружения магистральных трубопроводов

- 82 ТУ 1303-006.4-593377520-2003 Трубы стальные электросварные спиральношовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для обустройства месторождений ОАО «ТНК»
- 83 ТУ 14-156-55-2005 Трубы стальные электросварные спиральношовные обычного и хладостойкого исполнения для магистральных нефтепроводов
- 84 ТУ 14-156-76-2007 Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 мм для работы под давлением до 9,8 МПа (100 кгс/см²)
- 85 ТУ 14-156-67-2006 Трубы стальные электросварные спиральношовные для изготовления защитных футляров (кожухов) диаметром 1420, 1720, 1820мм
- 86 ТУ 14-156-70-2006 Трубы стальные электросварные спиральношовные для изготовления защитных футляров (кожухов) конструкции «труба в трубе»
- 87 ТУ 14-156-56-2005 Трубы стальные электросварные спиральношовные повышенной эксплуатационной надежности для магистральных нефтепроводов
- 88 ТУ 14-3-1363-97 Трубы стальные электросварные спиральношовные наружным диаметром 1420 мм для работы под давлением до 7,4 МПа
- 89 ТУ 14-3Р-49-2003 Трубы стальные бесшовные и сварные диаметром 102-1420 мм с наружным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена
- 90 ТУ 14-156-57-2005 Трубы стальные бесшовные с наружным трехслойным полипропиленовым покрытием для строительства магистральных нефтепроводов
- 91 ТУ 14-156-69-2006 Трубы стальные бесшовные и сварные с наружным двухслойным эпоксидным покрытием для строительства магистральных трубопроводов
- 92 ТУ 1381-00900154341-02 Трубы стальные диаметром 57-530 мм с наружным антикоррозионным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций
- 93 ТУ 1381-012-00154341-02 Трубы стальные диаметром 102-530 мм с внутренним защитным покрытием на основе порошковых эпоксидных композиций
- 94 ТУ 1468-014-32256008-07 Соединительные детали диаметром 57-530 мм с наружным и внутренним защитным покрытием на основе наплавляемых порошковых композиций
- 95 ТУ 14-156-74-2008 Трубы стальные электросварные для газопроводов диаметром 406-1420 мм с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием
- 96 ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 Технические требования на заводское полиэтиленовое покрытие труб
- 97 ТУ 14-156-79-2008 Трубы стальные бесшовные и сварные диаметром 530-1420 мм с внутренним гладкостным покрытием