


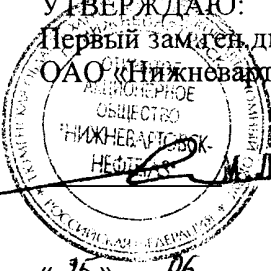


ОКП 138100

УТВЕРЖДАЮ:  
Генеральный директор  
ОАО «ВНИИТнефть»


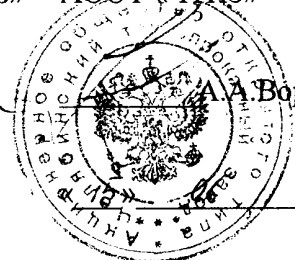
  
Б.Ф. Оловьяншиников  
  
«17» 06 1999

УТВЕРЖДАЮ:  
Первый заместитель директора  
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»

  
М.Л. Осипов  
  
«25» 06 1999

Группа В62

УТВЕРЖДАЮ:  
Технический директор  
АООТ «ЧТПЗ»

  
А.А. Воронин  
  
1999

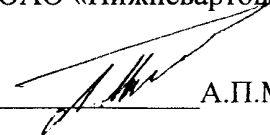
**ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ  
НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ ПОВЫШЕННОЙ ХЛАДОСТОЙКОСТИ И  
КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ДИАМЕТРОМ ОТ 102 ДО 159 ММ.**

Технические условия  
ТУ 14-158-113-99  
(Взамен ТУ 14-158-107-97)

Срок действия: с 01.08.99,

Согласованы:


Зам. нач. технического отдела  
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»

  
А.П. Медведев

«25» 06 1999

Разработаны:

Начальник технического  
отдела АООТ «ЧТПЗ»

  
И.А. Романцов

«15» 06 1999

Челябинск

1999

Настоящие технические условия распространяются на трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, предназначенные для строительства и эксплуатации нефтегазопроводов в условиях северной климатической зоны нефтедобывающих предприятий ОАО "Нижневартовскнефтегаз" при температуре окружающей среды от минус 50°C до +40 °С, температурой транспортируемых сред от +5 °С до +40°C.

Трубы отличаются от нефтегазопроводных труб обычного исполнения по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 повышенной стабильностью механических характеристик, низкой температурой вязко-хрупкого перехода, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин.

Условия эксплуатации трубопроводов характеризуются составом подтоварных вод и характеристиками транспортируемых сред типа указанных в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1

Компоненты	Концентрация мг/л
HCO <sub>3</sub>	160 – 1400
Ca <sup>2+</sup>	400 – 1400
Mg <sup>2+</sup>	80-190
Cl	4000-16000
Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	2800 -12000
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	до 5
Общая минерализация	8000-41000
PH	5,6-8,5
Растворенные газы	
O <sub>2</sub>	0-2,5
CO <sub>2</sub>	10-250
H <sub>2</sub> S	100-200

Таблица 2

Характеристика	Единица физической величины	Показатели
Скорость потока	м/с	1,0-6,0
Расход	м <sup>3</sup> /сут	5000- 17000
Содержание воды	% об.	0-100
Содержание мехпримесей	мг/л	10 – 7200
Попутный газ:		
O <sub>2</sub>	% об.	0,04 - 4,0
CO <sub>2</sub>	% об.	до 0,2
H <sub>2</sub> S	% об.	до 0,001

Эксплуатация труб, изготавливаемых по настоящим техническим условиям не исключает применения ингибиторной защиты.

Трубы изготавливаются из заготовок стали марки 20 с требованиями по ОСТ 14-21-77 или другой нормативной документацией с химическим составом, приведенным в тексте настоящих технических условий.

Пример условного обозначения:

Труба с наружным диаметром 114 мм, толщиной стенки 8 мм, из стали марки 20, исполнения А, хладостойкая и сероводородостойкая "ХК". Труба 114 x 8,0 - 20А "ХК"- ТУ 14-158-113-99.

## 1 СОРТАМЕНТ

1.1 Трубы изготавливаются наружным диаметром от 102, 108, 114, 121, 127, 133, 140, 146 и 159 мм и толщиной стенки 5,0 - 14,0 мм в соответствии с параметрическим рядом и линейной плотностью, предусмотренные ГОСТ 8732.

1.2 Предельные отклонения не должны превышать:

- по наружному диаметру  $\pm 1,0\%$ ;
- по толщине стенки  $\pm 12,5\%$ .

По требованию потребителя производится поставка труб с повышенными предельными отклонениями по наружному диаметру  $\pm 0,8\%$ .

1.3 Трубы изготавливаются ограниченной длины исполнения А и Б.

Исполнение А: от 8,0 до 11,6 м;

Исполнение Б: от 10,5 до 11,6 м.

1.4 Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна не должна превышать 0,2% длины трубы.

1.5 Овальность и разностенность труб не должна выводить размер трубы за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % номинального диаметра.

## 2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1 Трубы бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости должны соответствовать требованиям настоящих технических условий.

2.2 Трубы изготавливаются из стали марки 20 с химическим составом, указанным в таблице 3.

Таблица 3

Массовая доля элементов, %							
Углерод	Кремний	Марганец	Алюминий	Сера	Фосфор	Медь	Азот
0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	0,02-0,05	0,013	0,018	0,25	0,008

2.2.1 В готовом металле допускаются отклонения по химическому составу в соответствии с ГОСТ 1050-88, кроме того - для алюминия + 0,005% . При массовой доле азота более 0,008% обязательно микролегирование ванадием не менее 0,03%.

2.3 Трубы должны быть подвергнуты термической обработке по режимам предприятия-изготовителя.

2.4 Механические свойства труб должны соответствовать приведенным в таблице 4.

Таблица 4

Наименование показателя	Величина показателя	
Временное сопротивление разрыву $\sigma_b$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	не менее	502(51,2)
	не более	627 (64,0)
Предел текучести $\sigma_t$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	не менее	338 (34,5)
	не более	470 (48,0)
Относительное удлинение $\delta_5$ , %	не менее	25,0
Отношение $\sigma_t/\sigma_b$	не более	0,80
Твердость, HRB	не более	92,0
Ударная вязкость KCV, Дж/см <sup>2</sup> (кгсм/см <sup>2</sup> ), на продольных образцах не менее	при температуре испытания:	
	+20°C	147 (15)
	минус 40°C	8,2 (10)
	минус 50°C	39,5 (4)
Доля вязкой составляющей на продольных образцах Шарпи после их испытания на ударный изгиб при температуре минус 50°C должна быть не менее 50%.		

2.4.1 Испытания на ударный изгиб при температуре + 20°C и минус 40°C проводятся по требованию потребителя.

2.5 Термообработанные трубы после правки подвергаются отпуску при температуре не менее 500°C.

2.6 Полосчатость структуры не должна превышать 2 балла, размер зерна должен быть не менее 8 балла.

2.7 Загрязненность стали неметаллическими включениями (ОС, ОТ, СП, СХ, С) не должна превышать по среднему баллу - 2,5.

2.8 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом, при этом допускается образование фаски под углом не менее 70° к оси трубы. Концы труб должны быть зачищены от заусенцев.

По требованию потребителя на концах труб с толщиной стенки более 6,0 мм должна быть снята фаска под углом 35°+5° к торцу трубы. При этом должно быть оставлено торцовое кольцо шириной 1-3 мм.

2.9 При удалении внутренних заусенцев допускается образование внутренней фаски по углом не более 7° к оси трубы.

Другие требования по отделке концов труб согласовываются между изготовителем и потребителем дополнительно при оформлении заказа.

2.10 Трубы должны выдерживать испытание на сплющивание до получения между сплющивающими поверхностями расстояния Н в миллиметрах, определяемого по формуле:

$$H = \frac{1,085 \times S}{0,08 + S/D_n} \quad (1)$$

где: S - номинальная толщина стенки, мм;

D<sub>n</sub> - номинальный наружный диаметр, мм.

2.11 На поверхности труб не допускаются трещины, плены, рванины и закаты. Допускаются незначительные забоины, вмятины, риски, тонкий слой окалины,

следы зачистки дефектов и мелкие пленки, обусловленные способом производства, если они не выводят толщину стенки за пределы минусовых отклонений.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщина стенки труб после зачистки не выходит за пределы допусков на толщину стенки.

2.12 Трубы должны быть подвергнуты 100%-му неразрушающему контролю с настройкой чувствительности аппаратуры по продольной прямоугольной риске глубиной 10% от номинальной толщины стенки.

2.13 Трубы должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением.

Величину гидравлического давления (P) вычисляют по формуле (ГОСТ 3845):

$$P = \frac{200 * S * R}{D_n - S}, \text{ кгс./см}^2$$

где: S - минимальная с учетом минусового допуска толщина стенки трубы, мм;

D<sub>n</sub> - номинальный наружный диаметр, мм;

R - допускаемое напряжение равное 0,8 от минимально нормируемого значения предела текучести для данной марки стали, кгс/см<sup>2</sup>.

Если расчетное давление (P) превышает 200 кгс/см<sup>2</sup>, то испытательное давление принимается равным 200 кгс/см<sup>2</sup>.

2.14 Эквивалент углерода металла не должен превышать 0,35% и рассчитывается по формуле:

$$C_3 = C + Mn/6, \% \quad (3)$$

2.15 Трубы должны выдерживать испытания на водородное растрескивание. Предельные значения коэффициентов длины (CLR) и толщины трещин (CTR) не должны превышать: CLR - 3%, CTR - 6%.

2.16 Трубы должны выдерживать испытания на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН). Пороговое напряжение СКРН ( $\sigma_{th}$ ) на продольных образцах должно быть не менее 70%.

По требованию потребителя определяется критическая интенсивность напряжений в вершине коррозионной трещины (K<sub>Issc</sub>), величина которой должна быть не менее 150 кгс/мм<sup>3/2</sup> (35 Мпа м<sup>1/2</sup>).

2.17 Скорость общей коррозии металла не должна превышать 0,5 мм/год.

2.18 Отгрузка труб производится до получения результатов испытаний по п. 2.15, 2.16, 2.17.

2.19 Остальные технические требования по ГОСТ 8731.

### 3 ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

3.1 Трубы предъявляются к приемке партиями до 200 шт. Партия должна состоять из труб одного размера, изготовленных из металла одной плавки, одного вида термообработки.

Партия сопровождается документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества труб требованиям настоящих технических условий, в котором указывается:

- наименование завода-изготовителя труб;
- номинальные размеры трубы (наружный диаметр, толщина стенки);
- номер технических условий, по которым изготовлены трубы;
- номера партий, номера плавки;
- химический состав плавки;
- результаты механических и технологических испытаний;
- результаты контроля неразрушающими методами;
- эквивалент углерода по каждой плавке;
- дату изготовления труб.

В связи с длительными сроками проведения испытаний, отгрузка труб потребителю производится до получения результатов испытания; результаты коррозионных испытаний будут отправляться заказчику дополнительно к сертификату.

3.2 Каждая труба подвергается осмотру, обмеру и дефектоскопии по регламентам завода-изготовителя.

3.3 Химический состав стали труб принимается по документу о качестве завода-изготовителя труб.

Дополнительно от 3-х труб плавки проводится контрольный химический анализ.

3.4 Контроль микроструктуры (величина зерна, полосчатость), механических свойств и испытания на сплющивание проводят на двух трубах от каждой партии. Контроль загрязненности стали неметаллическими включениями осуществляется в соответствии с регламентом завода-изготовителя.

3.5 Гидроиспытанию или альтернативной проверке подвергается каждая труба в партии.

3.6 Стойкость металла труб против водородного растрескивания, сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением, скорость общей коррозии контролируется на одной трубе от партии. После получения результатов коррозионных испытаний от ОАО ВНИИТнефть, АООТ "ЧТПЗ" предоставляет их потребителю труб в течение 2 месяцев.

Контроль указанных свойств металла производить на ограниченном количестве партий, но не менее чем на 5 партиях труб каждой новой марки стали или каждой новой технологии термообработки. В дальнейшем эти свойства гарантируются изготовителем на основании заключения АОА "ВНИИТнефть" и определяется по требованию потребителя.

3.7 При получении неудовлетворительных результатов испытаний, проводимых заводом, хотя бы по одному из показателей, по нему проводят повторные испытания на удвоенном количестве образцов от той же партии.

Результаты повторных испытаний являются окончательными и распространяются на всю партию. Допускается подвергать трубы повторным термическим обработкам и предъявлять их к сдаче после проведения контроля в объеме первичных испытаний. Допускается производить поштучный контроль каждой трубы.

3.8 В случае, если результаты окончательных испытаний по п. 2.15 - 2.17 неудовлетворительны, решение о использовании таких труб принимается потребителем по рекомендации ОАО ВНИИТнефть.

3.9 Остальные требования к правилам приемки по ГОСТ 8731.

#### 4 МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ

4.1 Осмотр труб производится без применения увеличительных приборов. Глубину дефектов проверяют надпиловкой или иным способом.

4.2 При возникновении разногласий по химическому составу, химический состав определяют по соответствующим нормативным документам.

Для определения химического состава стали, пробы отбирают в соответствии с ГОСТ 7565.

4.3 Для определенного вида испытаний от каждой отобранной трубы вырезают:

- для испытания на растяжение и сплющивание - по одному образцу;
- для испытания на ударный изгиб - три образца;
- для контроля микроструктуры и твердости - по одному образцу;
- для испытания на стойкость против водородного растрескивания - три образца;
- для испытания на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением - шесть образцов;
- для контроля скорости общей коррозии металла - шесть образцов.

4.4 Испытание на растяжение проводят по ГОСТ 10006.

4.5 Испытание на сплющивание проводят по ГОСТ 8695.

4.6 Испытание на твердость проводят по ГОСТ 9012.

4.7 Испытание на ударный изгиб проводят по ГОСТ 9454 на образцах типа 11-14. Значение ударной вязкости определяется как среднее арифметическое значение по результатам испытаний трех образцов. На одном образце допускается снижение ударной вязкости на 9,8 Дж/см<sup>2</sup> (1 кгсм/см<sup>2</sup>) относительно нормативного значения.

4.8 Полосчатость структуры контролируется по ГОСТ 5640.

4.9 Контроль величины зерна осуществляется методом сравнения со шкалой по ГОСТ 5639.

4.10 Загрязненность стали неметаллическими включениями контролируется по ГОСТ 1778 (метод Ш-6).

4.11 Гидравлическое испытание труб проводят по ГОСТ 3845.

4.12 Альтернативный контроль гидроплотности проводят по стандарту SEP 1925, SEP 1915.

4.13 Неразрушающий контроль труб производится по методике завода-изготовителя труб.

4.14 Испытание на стойкость металла труб к водородному растрескиванию проводится ОАО "ВНИИТнефть" или заводом-изготовителем по методике NACE TM 02-84.

4.15 Испытание на стойкость металла к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением проводится ОАО "ВНИИТнефть" или заводом-изготовителем по методике NACE TM 01-77(90).

4.16 Величина порогового напряжения контролируется по стандарту NACE TM 01-77(90), метод А.

4.17 Критическая интенсивность напряжений в вершине коррозионной трещины контролируется по стандарту NACE TM 01-77(90), метод Д.

4.18 Скорость общей коррозии оценивается ОАО "ВНИИТнефть" или заводом-изготовителем по методике ОАО "ВНИИТнефть".

4.19 Остальные требования к методам испытаний по ГОСТ 8731.

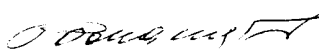
## 5 МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.

5.1 Требования к маркировке, упаковке, транспортированию и хранению труб в соответствии с ГОСТ 10692.

5.1.1 Дополнительно на наружной поверхности одного из концов каждой трубы наносят маркировку зеленой несмываемой краской в виде пояса.

ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫ:

Начальник технического отдела  
ОАО "ЧТПЗ"

 И. А. Романцов  
30.07.99

**Перечень ссылочной нормативно-технической документации**

Обозначение документов, На которые дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, в котором дана ссылка
ОСТ 14-21-77	Вводная часть
ГОСТ 8731-74	Вводная часть, 3.9,4.19
ГОСТ 8732-78	Вводная часть, 1,1
ГОСТ 1050-88	2.2.1
ГОСТ 7565-81	4.2
ГОСТ 10006-80	4.4
ГОСТ 8695-75	4.5
ГОСТ 9012-59	4.6
ГОСТ 9454	4.7
ГОСТ 5640-68	4.8
ГОСТ 5639-82	4.9
ГОСТ1778	4.10
ГОСТ 3845-75	4.11
SEP 1925-80	4.12
SEP 1915-94	4.12
NACE TM-02-84	4.13
NASE TM01-77(90)	4.15,4.16,4.17
ГОСТ 10692-80	5.1