МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ГОСГОРТЕХНАДЗОР РФ

СОГЛАСОВАНЫ
с Госгортехнадзором РФ
27.12.93 г. № 10-03/337

УТВЕРЖДЕНЫ
Минтопэнерго РФ
30.12.93 г.

ПРАВИЛА
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕВИЗИИ, РЕМОНТУ И ОТБРАКОВКЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

РД 39-132-94

Москва
НПО ОБТ
1994

ББК 31.352Н
П 68

УДК [622.691.4:658.588.8](083.131)

Руководящий документ разработан Институтом проблем транспорта энергетических ресурсов (ИПТЭР) при участии Гипротюменнефтегаза, ВНИИПО, МВД РФ, ВНИИТнефти, Роснефти и Госгортехнадзора России.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Шарифуллин Ф. М., Гумеров А. Г., Азметов Х. А.,
Гумеров Р. С., Кутуков Е. Г., Дадонов Ю. А.,
Драгунов Ю. М., Манушакян И. С., Мокроусов С. Н.,
Лейзерова Л. И., Бондаренко Н. М.

ISBN5-8103-00047-3

© Минтопэнерго РФ, 1994
© Госгортехнадзор РФ, 1994

Издание официальное

© НПО ОБТ, 1994

Перепечатка, копирование и все другие виды размножения
ЗАПРЕЩЕНЫ
и преследуются законом Российской Федерации

Правила устанавливают требования к эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов для транспорта нефти, газа и попутно добываемой пластовой воды.

В Правилах приведены основные положения по проведению осмотров, ревизий, периодических испытаний линейной части нефтепромысловых трубопроводов, обслуживанию и ревизии запорной арматуры, выполнению работ по диагностике и отбраковке трубопроводов, работ по защите трубопроводов от внешней и внутренней коррозии, проведению ремонтных работ, в том числе работ с применением энергии взрыва, работ по консервации и демонтажу трубопроводов. Рассмотрены вопросы расследования и ликвидации аварий на трубопроводах, приводятся требования к выполнению сварочных работ на них. Разработаны положения по контролю за проходным давлением в системах сбора, очистке трубопроводов от парафина, воды и механических примесей, уходу за трассой, организации патрульной службы, эксплуатации охранных зон.

В Правилах дается новая классификация трубопроводов различного назначения, более полно отражающая влияние различных факторов на степень их опасности.

Разработаны требования к обеспечению качества проектирования трубопроводов систем сбора нефти, газа и воды, переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, защитных зон вокруг трубопроводов, к оснащению систем трубопроводов средствами контроля, регулирования и противоаварийной защиты, проведению очистки трубопроводов от различных отложений.

Разработаны требования, предъявляемые к материалам и конструкциям промысловых стальных трубопроводов, строительству промысловых трубопроводов, контролю качества строительства, испытанию и приемке их в эксплуатацию.

Приведены положения по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей природной среды при эксплуатации промысловых трубопроводов.

Кроме вопросов эксплуатации промысловых трубопроводов,

в Правилах уделено серьезное внимание вопросам проектирования, строительства, приемки в эксплуатацию построенных объектов, использованию материалов и конструкций трубопроводов. Разработанные в этих разделах требования полезны как эксплуатационникам, так и разработчикам нормативных документов по проектированию, строительству и приемке в эксплуатацию, так как они отражают реальные условия эксплуатации.

Настоящие Правила вступают в силу с 1 июля 1994 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Правила устанавливают основные требования по проектированию, строительству и эксплуатации трубопроводов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды нефтяных месторождений и регламентируют вопросы выбора материалов и деталей трубопроводов, их сварки, строительства, испытаний и приемки трубопроводов в эксплуатацию, обслуживания, выполнения ремонтных работ, защиты от коррозии, расследования и ликвидации аварий, диагностики и отбраковки трубопроводов, охраны труда, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.

Требования распространяются на трубопроводы для внутрипромыслового сбора и транспорта нефти и сопутствующих ей компонентов — газа и пластовой воды с содержанием сероводорода в газе в концентрации, обуславливающей при рабочем давлении парциальное давление сероводорода до 10 000 Па, или в жидкости, находящейся в равновесии с сероводородсодержащим газом под давлением, обуславливающим парциальное давление сероводорода до 10 000 Па, или в жидкости, содержащей растворенный сероводород в количестве, соответствующем его растворимости при парциальном давлении до 10 000 Па.

В состав трубопроводов входят:

а) выкидные трубопроводы от скважин для транспортирования продукции нефтяных скважин до замерных установок;

б) нефтесборные трубопроводы для транспорта продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти (нефтегазопроводы);

в) газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до установок подготовки газа (УПГ) или до потребителей;

г) нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной, обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и дожимных насосных станций (ДНС) до центральных пунктов сбора (ЦПС);

д) газопроводы для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;

е) газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;

ж) трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты с давлением закачки 10 МПа и более;

з) водоводы поддержания пластового давления для транспорта пресной, пластовой и подтоварной воды на КНС (кустовой насосной станции);

и) нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от центральных пунктов сбора и подготовки нефти до сооружений магистрального транспорта;

к) газопроводы для транспортирования газа от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта;

л) ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных месторождений;

м) внутриплощадочные трубопроводы, транспортирующие продукт на объектах его подготовки.

Границами внутриплощадочных промысловых трубопроводов являются ограждения соответствующих площадок, а при отсутствии ограждения — пределы отсыпки соответствующих площадок.

Трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°С выше 0,2 МПа и свободном состоянии, в дальнейшем именуются нефтегазопроводами, а транспортирующие разгазированную нефть — нефтепроводами.

1.2. Правила не распространяются:

на магистральные трубопроводы независимо от транспортируемого продукта;

тепловые сети, линии водоснабжения и канализации;

трубопроводы из неметаллических материалов (в том числе бронированные стальными трубами);

трубопроводы из чугунных труб;

Таблица 1.1

Фактические сроки службы промысловых трубопроводов по регионам отрасли

Назначение трубопровода, транспортируемая среда	Фактические сроки службы по регионам добычи, годы			
	Урал — Поволжье	Зап. Сибирь	южные районы	другие районы
Нефтегазосборные трубопроводы для транспорта продукции нефтяных скважин до центральных пунктов сбора и дожимных насосных станций (выкидные линии, нефтегазосборные коллекторы, газопроводы, внутриплощадочные трубопроводы) при содержании сероводорода до 300 Па.	10	10	8	12
Те же трубопроводы, но при содержании сероводорода в продукции скважин свыше 300 Па.	5	5	4	6
Трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и захоронения пластовых и сточных вод при содержании сероводорода до 300 Па.	6	7	5	8
Те же трубопроводы, но при содержании сероводорода свыше 300 Па.	3	4	3	6
Трубопроводы пресных вод.	15	15	15	15
Нефтепроводы, газопроводы для транспортирования товарной нефти и газа от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта, газопроводы для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи, газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи.	20	20	20	20

промысловые трубопроводы, транспортирующие среды с содержанием сероводорода, обуславливающим его парциальное давление свыше 10 000 Па.

1.3. Эксплуатация и ремонт трубопроводов пара и горячей воды первой категории диаметром 51 мм и более, а также трубопроводов всех других категорий диаметром 76 мм и более осуществляются в соответствии с действующими "Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды", утвержденными Госгортехнадзором РФ.

1.4. Эксплуатация и ремонт газопроводов, подконтрольных Госгортехнадзору РФ, осуществляются в соответствии с "Правилами безопасности в газовом хозяйстве".

1.5. С вводом в действие настоящих Правил утрачивают силу РД 39-0147103-344–86 "Правила технической эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа", а также рекомендованные Госгортехнадзором РФ "Руководящие указания по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов с давлением до 100 кгс/см^2" (Ру-75) и выпущенный вместо вышеуказанного документа РД 38.13.004–86 "Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см^2)" Министерством нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

1.6. Срок службы трубопроводов различного назначения, определенный на основе обобщения статистических данных по замене их в процессе эксплуатации для различных регионов отрасли, приведен в табл. 1.1.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Все внутрипромысловые трубопроводы в зависимости от их назначения, диаметра, рабочего давления, газового фактора и коррозионной активности транспортируемой среды подразделяются на четыре категории.

2.2. Категория трубопроводов определяется по сумме баллов $K=\dot{\Sigma}K_i$, где K_i — определяется по зависимостям, полученным на основании экспертных оценок влияния вышеперечисленных факторов на надежность работы трубопровода.

К первой категории относятся трубопроводы с суммой баллов $K>50$; ко второй — с суммой баллов $33<K\leqslant 50$; к третьей — с суммой баллов $16\leqslant K\leqslant 33$; к четвертой — с суммой баллов $K<16$.

Таблица 2.1

Значение коэффициента K_1 для различных видов трубопроводов

Назначение трубопровода	Значение коэффициента K_1
Газопровод внутриплощадочный	20
Нефтегазопровод внутриплощадочный	18
Нефтепровод внутриплощадочный	16
Водовод внутриплощадочный	14
Газопровод внутрипромысловый	12
Нефтепровод внутрипромысловый	10
Нефтегазопроводный коллектор I порядка	8
Нефтегазопроводный коллектор II порядка	6
Водовод внутрипромысловый	4
Выкидная линия скважин	2

2.3. Коэффициент K_1 определяется в зависимости от назначения трубопровода по табл. 2.1.

Коллектор II порядка — нефтегазосборный трубопровод, отводящий продукцию нескольких кустов скважин до врезки его в коллектор I порядка.

Коллектор I порядка — нефтегазосборный трубопровод, объединяющий продукцию нескольких коллекторов II порядка до входа его в пункт подготовки.

2.4. Коэффициент K_2 учитывает ответственность трубопровода в зависимости от диаметра.

$$K_2 = 0,01 Д,$$

где Д — наружный диаметр трубопровода, мм.

2.5. Коэффициент K_3 учитывает влияние рабочего давления на относительную опасность его для людей и окружающей среды и определяется по зависимости:

$$K_3 = P раб.,$$

где Р раб. — рабочее давление в трубопроводе, МПа.

2.6. Коэффициент K_4 учитывает влияние газового фактора на надежность работы промыслового трубопровода и определяется по зависимости:

$$K_4 = 0,06\,Гф,$$

где Гф — газовый фактор данного месторождения, $м^3/м$.

2.7. Коэффициент K_5 учитывает влияние скорости коррозии трубопровода (внутренней или внешней в зависимости от ее преобладающего влияния) на надежность его работы и определяется из выражения:

$$K_5 = 20\,a_{кор},$$

где $a_{кор}$ — скорость коррозии трубопровода, мм/год. Последняя определяется в соответствии с РД 39-0147103-362–86.

2.8. Трубопроводы I, II, III категорий считаются ответственными.

2.9. Категории участков промысловых трубопроводов определяются по данной классификации трубопроводов и условиям прокладки в соответствии с прил. 20.

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

3.1. Требования к обеспечению качества сооружения систем сбора нефти, газа и систем поддержания пластового давления

3.1.1. Конструкция промысловых трубопроводов и способ их прокладки должны обеспечивать:

безопасную и надежную эксплуатацию в пределах нормативного срока службы;

ведение технологии промыслового сбора и транспорт продукции скважин в соответствии с проектными параметрами;

производство монтажных и ремонтных работ индустриальными методами с применением передовой техники и технологии;

возможность надзора за техническим состоянием трубопроводов;

защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молнии и статического электричества;

предотвращение образования ледяных, гидратных и других пробок.

3.1.2. Трассы трубопроводов должны выбираться на основе многовариантных технико-экономических исследований. В качестве критериев оптимальности вариантов следует принимать приведенные затраты при сооружении, техническом обслуживании и ремонте, включая затраты на мероприятия по охране окружающей среды, а также металлоемкость, безопасность, заданное время строительства, наличие дорог и др.

Земельные участки для строительства трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством Российской Федерации.

При выборе трассы необходимо по возможности избегать (обходить): водоохранные зоны, леса первой группы, оленьи пастбища, места обитания других промысловых животных и птиц; участки просадочных и пучинистых многолетнемерзлых грунтов (бугры пучения следует обходить с низовой стороны); участки с сильно пересеченной местностью; болота, озера; трасса трубопроводов должна иметь минимально необходимое количество переходов через водные преграды, железные автомобильные дороги и другие естественные и искусственные препятствия, должна позволять вести обслуживание и ремонт трубопроводов в любое время года.

3.1.3. Для уменьшения площади земель, изымаемых под строительство и эксплуатацию системы промысловых трубопроводов, при выборе трасс следует максимально использовать принцип коридорной прокладки линейных коммуникаций (трубопроводы, автодороги, ЛЭП и линии связи).

3.1.4. При коридорной прокладке ЛЭП и линий связи необходимо размещать по одну сторону автодороги, а трубопроводы — по другую, причем ближе к дороге укладываются водоводы, далее — нефтепроводы и последними — газопроводы.

3.1.5. Технологическая схема и конструктивное оформление трубопроводов сбора нефти, газа и утилизации воды выбираются из условия эффективного применения технологических методов борьбы с коррозией (обеспечения эмульсионного течения, использования ингибиторов коррозии) трубопроводов, замораживанием (достаточного заглубления, использования теплоизоляционных материалов), отложениями песка (пескоуловители),

парафина (очистка пропуском очистных устройств, пропарка), скоплениями пластовой воды и газа в них (обеспечение скорости выноса водных и газовых скоплений).

3.1.6. Диаметр трубопроводов должен определяться гидравлическим расчетом и соотноситься с сортаментом выпускаемых труб. При этом диаметр нефтегазосборных трубопроводов, транспортирующих влажный газ, должны назначаться из условия исключения образования застойных зон водных скоплений. Диаметр водоводов должен назначаться из условия предотвращения образования в них осадков взвешенных частиц. Не допускается устройство трубопроводов, транспортирующих продукцию со скоростями ниже критических, при которых выделяется из продукции подстилающий слой воды или твердые осадки.

Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси рекомендуется проводить по методикам, рекомендуемым в соответствии с табл. 3.1, в зависимости от рельефа местности, вязкости транспортируемой жидкости и расходного газосодержания.

Если проектная организация для выполнения гидравлического расчета использует другие документы, она несет ответственность за качество выполнения работ.

Таблица 3.1

Рекомендуемые методики гидравлического расчета трубопроводов (номер методики указан в квадратных скобках)

Расходное газосодержание β, $м^3/м^3$	Расположение трубопровода			
	горизонтальный ($\alpha \leqslant 0,005$ рад)		рельефный ($\alpha > 0,005$ рад)	
	вязкость жидкости ν, сст			
	$\nu \leqslant 50$	$50 < \nu \leqslant 350$	$\nu \leqslant 50$	$50 < \nu \leqslant 350$
$\beta \leqslant 0,9$	[2]	[4]	[1]	[4]
$\beta > 0,9$	[5]	[3]	[3]	[3]

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМЫХ МЕТОДИК

1. Гидравлический расчет трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси .— Москва: ВНИИГаз, 1985.

2. Методика гидравлического расчета трубопроводов для транспорта газожидкостных смесей .— Самара: Гипровостокнефть, 1970.

3. РД 39-0076–91. Методика гидравлического расчета трубопроводов для жидкостных потоков с высоким газовым фактором .— Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.

4. РД 39-3-1034–84. Методическое руководство по вопросам проектирования и эксплуатации однотрубных систем сбора .— Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

5. РД 39-32-704–82. Инструкция для расчета расходных характеристик трубопровода при бескомпрессорном транспорте сырого нефтяного газа .— Краснодар: ВНИПИгазпереработка, 1982.

3.1.7. В проекте должен быть разработан на все время эксплуатации трубопроводов план мероприятий, обеспечивающий равномерную загрузку трубопроводов путем очередности разбуривания скважин, организации регулируемого сброса попутно добываемых воды и газа на кустах скважин и дожимных насосных станциях, переключения потоков нефти, газа и воды на трубопроводы соответствующего диаметра в моменты реконструкции систем сбора с тем, чтобы обеспечить эмульсионный режим движения продукции по трубопроводам, утилизацию воды закачкой ее в пласт через системы заводнения пластов.

3.1.8. Трубы, фасонные детали, запорная арматура для трубопроводов сбора нефти, газа и воды, их качество и материал должны выбираться в соответствии с рекомендациями раздела 4 настоящих Правил в зависимости от свойств транспортируемых сред, с учетом изменения этих свойств в течение всего периода эксплуатации трубопроводов.

3.1.9. Трубопроводы должны быть надежно защищены от внутренней коррозии в соответствии с рекомендациями раздела 5 путем применения технологических методов защиты, внутренних покрытий, ингибиторов коррозии, средств очистки трубопроводов от скоплений воды, твердых отложений. Целесообразность того или иного способа защиты (или их сочетание) на различных этапах эксплуатации трубопроводов должна быть подтверждена технико-экономическим расчетом.

Целесообразность применения средств борьбы с наружной коррозией путем использования антикоррозионных изоляционных материалов, средств электрохимической защиты в ка-

ждом конкретном случае должна быть определена технико-экономическим расчетом.

3.1.10. В проекте обустройства месторождения на трубопроводах сбора нефти, газа и воды должны быть предусмотрены пункты наблюдения за скоростью внутренней коррозии, оснащенные датчиками и вторичными приборами контроля.

3.1.11. В проекте обустройства месторождения на всех этапах производства строительных работ должны быть разработаны организационные мероприятия по:

контролю за качеством поступающих труб, фасонных деталей, арматуры, сварочных материалов в соответствии с рекомендациями разделов 4 и 5 настоящих Правил;

операционному контролю за качеством подготовительных, земляных, транспортных и разгрузочных, противокоррозионных, сварочно-монтажных, укладочных, рекультивационных работ в соответствии с рекомендациями раздела 5 настоящих Правил.

Особое внимание должно быть уделено предпусковой диагностике и опрессовке трубопроводов при сдаче в эксплуатацию (см. раздел 6 настоящих Правил).

3.1.12. Толщина стенки трубопроводов определяется прочностным расчетом в зависимости от категории участка трубопровода, параметров транспортируемой среды и конструктивного решения.

3.1.13. Трубопроводы должны быть сварены встык с установкой на них соединительных деталей (отводов, тройников, переходников и др.) и стальной равнопроходного сечения запорной арматуры (кранов, задвижек, вентилей и т. д.), согласно расчетному давлению в трубопроводе.

Фланцевые соединения допускаются в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, имеющему ответные фланцы на участках трубопроводов, требующих периодической разборки, а также могут быть использованы в качестве изолирующих в зонах с блуждающими токами.

3.1.14. Допустимые радиусы изгибов трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны определяться расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате изменения температу-

ры металла трубы в процессе эксплуатации, а также разностью температур строительства и эксплуатации трубопроводов.

Отводы для участков трубопроводов, где предусматривается проход очистных устройств, должны иметь радиусы изгиба не менее 5 диаметров трубопровода. У сварных отводов угол поворота сектора не должен превышать 6°.

3.1.15. Длина патрубков (прямых вставок), вваривaемых в трубопровод, должна быть не менее диаметра трубопровода. Для трубопроводов диаметром 300 мм и менее с рабочим давлением до 2,5 МПа длину прямых вставок допускается принимать не менее 100 мм.

3.1.16. В местах разветвления системы трубопроводов, около мест запуска и приема очистных устройств, в местах установки технологических узлов запорной и регулирующей арматуры, на переходах, выполненных с использованием круто изогнутых отводов, и в других случаях, где возможны значительные осевые перемещения от температурного перепада и внутреннего давления, следует определять величину этих перемещений, которые необходимо учитывать как воздействие при расчете на прочность указанных элементов системы.

Эти узлы и элементы системы при необходимости должны быть конструктивно защищены от осевых деформаций примыкающих к ним подземных трубопроводов с помощью открытых или закрытых компенсаторов, компенсаторов-упоров, неподвижных опор, связей, ограничивающих деформации узлов и т. д.

3.1.17. При транспортировании по трубопроводу влажных или конденсирующихся продуктов должны предусматриваться меры, предупреждающие образование ледяных и гидратных пробок (ввод метанола, ингибитора, укладка трубопровода ниже глубины промерзания, путевой подогрев трубопровода и др.). Выбор метода определяется на основании технико-экономических решений.

3.1.18. На газоконденсатных, газовых, нефтяных месторождениях и ПХР следует предусматривать подземную прокладку труб. Надземная (наземная) прокладка применяется на отдельных участках в малонаселенных районах на неустойчивых грунтах, на переходах через водные преграды, овраги, балки, на участках пересечения коридора подземных коммуникаций и др. В каждом конкретном случае надземная (наземная) прокладка должна иметь соответствующее обоснование.

Надземная прокладка трубопроводов систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод не допускается.

В сейсмоопасных районах при выборе конструкции промысловых трубопроводов должны учитываться сейсмические воздействия, а также рекомендации по выбору антисейсмических мер.

3.1.19. Необходимость внешней тепловой изоляции трубопроводов и ее конструктивное оформление определяются теплотехническими расчетами, свойствами транспортируемой среды, способом прокладки трубопровода, требованиями технологического процесса, техники безопасности и пожарной безопасности в соответствии с СН 542–81.

3.1.20. Запорная арматура промысловых трубопроводов устанавливается на расстояниях, определяемых расчетом, исходя из условия равнобезопасности участков и требований охраны окружающей среды.

Запорная арматура устанавливается в соответствии с проектом, учитывающим рельеф местности, в начале каждого ответвления от трубопровода протяженностью более 500 м, на входе и выходе трубопровода из установок подготовки нефти, на обоих берегах водных преград, на участках нефтегазопроводов, проходящих на отметках выше городов и населенных пунктов.

3.1.21. Заглубление трубопроводов определяется условиями их сохранности, режимом транспортировки и свойствами транспортируемых сред.

Для защиты от механических повреждений и передачи внешних нагрузок заглубление трубопроводов до их верхней образующей должно быть не менее:

на непахотных землях вне постоянных проездов при условном диаметре 300 мм и менее — 0,6 м; при условном диаметре более 300 мм, но менее 1000 мм — 0,8 м; при условном диаметре 1000 мм и более — 1,0 м;

в скальных грунтах и болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин для всех диаметров — 0,6 м;

на пахотных и орошаемых землях — 1,0 м;

при пересечении строительных и осушительных каналов, а также местных (промысловых) автомобильных дорог — 1,1 м.

Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие при отрицательных температурах, принимается на 0,5 м ниже глубины промерзания грунта.

Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих пресную воду, устанавливается в соответствии со СНиПом.

3.1.22. Допускается совместная прокладка (в одной траншее) трубопроводов одного назначения условным диаметром 300 мм и менее. Количество трубопроводов, укладываемых в одной траншее, определяется проектом. При одновременной прокладке расстояние между трубопроводами принимается из условия качественного и безопасного производства работ при их сооружении и ремонте, но не менее 0,5 м в свету.

При разновременной укладке трубопроводов в траншее как одного, так и различного назначения расстояния между ними следует принимать с учетом обеспечения сохранности действующего трубопровода при производстве строительно-монтажных работ и безопасности производства работ. Однако расстояния должны быть не менее указанных в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Минимальные расстояния между трубопроводами

Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего трубопроводов, м
До 100 включительно	5
Свыше 100 до 300 включительно	8
Свыше 300 до 600 включительно	11
Свыше 600	14

Примечание. В районах Крайнего Севера при соответствующем обосновании допускается прокладка трубопроводов различного назначения в одной траншее при одновременном строительстве трубопроводов с диаметром до 300 мм с расстоянием в свету между трубами не менее 0,5 м.

3.1.23. Наземная прокладка трубопроводов в насыпях применяется на участках с низкой несущей способностью грунтов на болотах и обводненных участках. На участках, расположенных на грунтах, теряющих несущую способность при оттаивании, наземная прокладка в насыпи возможна, если под трубопроводом устраивается теплоизолирующий слой, предохраняющий грунт от растепления или при транспортировке продукта, имеющего постоянно отрицательную температуру.

Допускается совмещение насыпи, отсыпаемой для трубопроводов, с насыпью для внутрипромысловой эксплуатационной до-

роги. При этом должны быть осуществлены мероприятия по защите трубопровода от повреждения тяжелой техникой.

3.1.24. Наземная прокладка трубопроводов без обвалования грунтом с компенсацией осевых деформаций допускается на трассах, проходящих по малонаселенной местности со спокойным рельефом, при отсутствии бугров пучения, оползней и других условий, которые могут вызвать недопустимые горизонтальные и вертикальные перемещения трубопроводов.

3.1.25. Надземная прокладка трубопроводов применяется на участках, где грунты обладают низкой несущей способностью, на участках с пересеченным рельефом местности, при наличии большого количества водотоков, оврагов, озер и рек, на переходах трубопроводов через водные преграды, русла селевых потоков, при пересечении оползневых участков и участков с просадочными и пучинистыми грунтами, при скальных грунтах, на участках с вечномерзлыми грунтами и в других случаях, когда подземная прокладка недостаточно надежна, сложна и экономически нецелесообразна, а также в случаях необходимости изолировать "горячие" трубопроводы от вечномерзлого грунта.

Допускается надземная прокладка нескольких трубопроводов на одних опорах в один — два яруса с обеспечением доступа к ним для выполнения ремонтных работ, а также работ по нанесению и восстановлению противокоррозионных покрытий. Расстояние в свету между расположенными рядом, на одном уровне, трубопроводами должно быть не менее 250 мм при условном диаметре труб до 250 мм включительно и не менее диаметра трубопровода при трубах с условным диаметром более 250 мм.

Высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности земли следует принимать в зависимости от рельефа местности и грунтовых условий, климатических условий района, теплового воздействия трубопровода на грунты, обеспечения проездов транспорта, миграции крупных животных и других соображений. Расстояние от низа трубопровода до поверхности земли должно быть не менее 0,25 м, в местах свободного прохода людей — не менее 2,5 м, на путях миграции крупных животных — не менее 3,0 м и при пересечении автомобильных дорог — не менее 5,5 м (по согласованию с организациями, эксплуатирующими их).

Надземные трубопроводы должны строиться с учетом продольных перемещений от температурных воздействий, испыта-

ния их внутренним давлением, пропуска очистных устройств и устойчивости в ветровом потоке.

3.1.26. Прокладка промысловых трубопроводов на вечномерзлых грунтах должна производиться на основе анализа мерзлотно-грунтовых условий трассы, технико-экономических показателей, результатов тепловых и прочностных расчетов, различных конструктивных решений по способам прокладки, обеспечения их работоспособности и ремонтопригодности в течение всего периода эксплуатации, а также охраны окружающей среды.

На участках, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания.

Проектирование и строительство подземных и наземных трубопроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах, должны осуществляться или с сохранением грунта в мерзлом состоянии, или с допущением его оттаивания в процессе строительства и эксплуатации.

Выбор принципа использования грунта производится с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геологических условий и свойств грунтов основания, технико-экономического анализа стоимости различных вариантов прокладки трубопроводов и мероприятий по охране окружающей среды.

3.1.27. Для предотвращения возникновения напряжений в трубопроводах при их неравномерных осадках в вечномерзлых грунтах следует предусматривать специальные мероприятия: устройство теплоизоляции, замену грунта, укладку трубопровода с учетом ожидаемой деформации, применение опор для фиксации положения трубопроводов, применение геотекстильных материалов, охлаждение грунта или перекачиваемого продукта, прокладку по типу “труба в трубе” и др.

3.1.28. Для уменьшения воздействия мерзлотного пучения на трубопроводы или на их опоры следует предусматривать следующие мероприятия: замену грунтов, устройство компенсационных участков, техническую мелиорацию грунтов, прокладку трубопроводов с учетом ожидаемых деформаций, применение противопучинных решений для обеспечения устойчивости положения трубопровода.

3.1.29. При пересечении оползающих участков откосов, сло-

женных вечномерзлыми грунтами, следует предусматривать надземную прокладку трубопроводов на свайных опорах, защищенных от бокового давления оползающего массива грунта специальными устройствами (шпунтами, шпунтовыми грунторезами и др.).

Допускается подземная прокладка трубопроводов на оползающих откосах при заглублении в мерзлые грунты ниже прогнозируемой поверхности оползания оттаявшего массива.

3.1.30. Устойчивое положение трубопроводов против всплытия и выпирания при прохождении на обводненных и заболоченных участках при отсутствии транспортируемого продукта в них, в тех случаях, когда грунт не обладает удерживающей способностью или его удерживающая способность недостаточна, обеспечивается заменой и закреплением грунта, закреплением трубопроводов с помощью балластирующих устройств, анкерных креплений или другими способами, выполняемыми согласно расчету.

В качестве балластирующих устройств могут применяться: сплошное бетонирование трубопровода; сплошное покрытие трубопровода сборными железобетонными скорлупами; установка штучных железобетонных грузов различной конструкции с использованием только массы грузов или массы грузов с расположенным на них грунтом; укладка над трубопроводом плит или ящиков с грунтом, расстилка над трубопроводом нетканых материалов, удерживающих определенную массу грунта, засыпка, закрепление грунта и другие методы.

В качестве анкерных устройств могут применяться: винтовые анкеры, анкеры с раскрывающимися лопастями, анкеры, вмороженные в вечномерзлый грунт, и другие виды металлических анкеров, забивные и вмораживаемые сваи; в условиях вечномерзлых грунтов — сваи с последующим образованием расширений на концах и другие анкерные устройства.

3.1.31. Внутриплощадочные трубопроводы и металлические защитные покрытия теплоизоляции трубопроводов, проложенные надземно, следует защищать от вторичных проявлений молнии и статического электричества в соответствии с требованиями, предусмотренными указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений, а также специальными отраслевыми правилами.

3.1.32. Для свободного проезда транспорта и беспрепятственного прохода людей на воздушных переходах минимальная высо-

та до нижней части трубопроводов или пролетных строительных конструкций высоких эстакад должна быть, м:

над железнодорожными путями (от головки рельсов) — 6,0;
над автодорогами и проездами — 5,5;
над пешеходными проходами — 2,5.

3.1.33. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должна быть не менее: м:

до оси железнодорожного пути нормальной колеи — 2,45;
до бордюра автодороги — 1,0.

3.1.34. Пересечения эстакад с воздушными линиями электропередачи необходимо выполнять в соответствии с "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ).

Воздушные линии электропередачи на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости от напряжения:

Напряжение, кВ	До 1,0	От 1 до 20	От 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, м	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0

При определении вертикального и горизонтального расстояний между воздушными линиями электропередачи и внутриплощадочными трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток галерей, площадок, следует рассматривать как части трубопроводов.

3.1.35. Размещать арматуру, фланцевые, резьбовые соединения, линзовые, волнистые компенсаторы и дренажные устройства на трубопроводах, расположенных над железнодорожными путями, автодорогами и пешеходными дорожками, не разрешается.

3.1.36. Транзитная прокладка любых трубопроводов под зданиями и над ними не допускается.

3.1.37. Внутриплощадочные трубопроводы следует прокладывать с уклоном, обеспечивающим возможно полное опорожнение их в цеховую аппаратуру и емкости. Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

для легкоподвижных жидких веществ — 0,002;

для газообразных веществ — 0,003;
для высоковязких и застывающих веществ — 0,020.

В исключительных случаях допускается прокладывать трубопроводы с меньшим уклоном или без него, но при этом должны быть предусмотрены меры по их опорожнению.

3.1.38. В местах прохождения через стены, перекрытия, перегородки внутриплощадочные трубопроводы должны быть заключены в стальные гильзы из труб, внутренний диаметр которых на 10–20 мм больше наружного диаметра трубопроводов или тепловой изоляции. Зазор между трубопроводом и гильзой с обоих концов должен быть заполнен несгораемым материалом, допускающим продольное перемещение трубопровода.

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительной конструкции. Размещать сварные стыки трубопровода внутри гильз не допускается.

3.1.39. Внутриплощадочные трубопроводы и арматуру необходимо размещать с учетом необходимых проходов, в соответствии с действующими нормами техники безопасности. Трубопроводы, прокладываемые вдоль стен внутри зданий, не должны пересекать оконных и дверных проемов.

3.1.40. При расположении и креплении внутриплощадочных трубопроводов в зданиях следует учитывать возможность свободного перемещения подъемно-транспортных устройств.

3.1.41. Запрещается прокладывать внутриплощадочные трубопроводы внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений, в помещениях электрораспределительных устройств, камер, тепловых пунктов, а также на путях эвакуации персонала (лестничных клетках, коридорах и т. д.).

3.1.42. Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 100 мм допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

Внутриплощадочные трубопроводы с условным проходом до 200 мм допускается прокладывать по несгораемым участкам несущих стен производственных зданий. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных или дверных проемов (за исключением зданий, имеющих сплошное остекление).

Не допускается прокладка трубопроводов по стенам и ограждающим конструкциям, сбрасываемым при воздействии взрывной волны.

Не допускается размещение арматуры, фланцевых и резьбо-

вых соединений и дренажных устройств на трубопроводах, проложенных под оконными и дверными проемами.

Расстояния между прокладываемыми параллельно трубопроводами, а также между трубопроводом и строительными конструкциями как по горизонтали, так и по вертикали следует выбирать с учетом возможности сборки, осмотра, нанесения тепловой изоляции и ремонта трубопроводов, а также смещения трубопроводов при температурной деформации. Расстояния указаны в прил. 21.

3.1.43. Прокладка промысловых нефтегазоконденсатопроводов в одной траншее с кабельными линиями запрещается.

3.1.44. Параллельная прокладка трубопроводов, а также пересечение их с кабелем должны производиться в соответствии с ПУЭ.

3.1.45. При прокладке кабельных линий параллельно с нефте-, газо- и конденсатопроводами расстояние по горизонтали между кабелем и газоконденсатопроводом должно быть не менее 1 м.

Кабели, находящиеся от нефте-, газо- и конденсатопровода на меньшем расстоянии (но не менее 0,25 м), на всем протяжении сближения должны быть проложены в трубах.

Параллельная прокладка кабелей над и под нефте-, газо- и конденсатопроводом в вертикальной плоскости не допускается.

3.2. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

3.2.1. Переходы трубопроводов через реки, каналы, озера, ручьи, овраги, болота, автомобильные и железные дороги могут выполняться надземным или подземным способами. Выбор способа сооружения перехода производится на основании технико-экономических расчетов.

Принятые решения согласовываются с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые системы.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

3.2.2. Подводные переходы трубопроводов проектируются на основании данных гидролого-морфологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий

эксплуатации ранее построенных подводных переходов в районе строительства, проектируемых и действующих гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ, условий судоходства и требований к охране окружающей среды и рыбных ресурсов.

3.2.3. Местоположение участка подводного перехода определяется с учетом направления трассы трубопровода и согласовывается со всеми заинтересованными организациями.

Створы переходов через реки выбираются на наиболее устойчивых против размыва участках русел с минимальной шириной заливаемой поймы в направлении перпендикулярно динамической оси потока. Необходимо избегать участков, сложенных скальным грунтом.

Прокладка подводных переходов, как правило, должна осуществляться с заглублением в дно водоема на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля дна реки до верха забалластированного трубопровода, определяемого на основании инженерных изысканий, но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

На переходах через несудоходные и непромерзающие до дна закрытые водоемы в районах Западной Сибири и Крайнего Севера при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов на дно водоема с заглублением в грунт не менее чем на 0,5 м от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

При замерзании водоема расстояние от нижней поверхности льда до верха балластировки трубопровода должно быть не менее 0,5 м.

При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными грунтами, заглубление трубопровода принимается не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода, до отметки дна водоема в ненарушенном состоянии.

3.2.4. При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград промысловыми коллекторами газа (нефти), нефтегазосборными трубопроводами, нефтепроводами и водоводами пластовых и сточных вод следует предусматривать прокладку резервной нитки. При соответствующем обосновании резервную нитку разрешается предусматривать и при пересечении водных преград шириной до 75 м при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню во-

ды при 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней.

Необходимость прокладки резервной нитки для выкидных линий скважин, метанолопроводов к скважинам, трубопроводов систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод устанавливается проектом на основании технико-экономического обоснования.

3.2.5. На подводных переходах диаметр трубопровода и диаметр резервной нитки следует принимать равными диаметру основной магистрали.

Расстояние между параллельными нитками подводных трубопроводов на русловых участках назначается исходя из инженерно-геологических и гидрогеологических условий, возможности производства строительных и ремонтных работ, исключающих повреждение соседних трубопроводов. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубленных в дно водоема, должны составлять 30 м при диаметре труб до 1000 мм включительно и 50 м — для трубопроводов диаметром свыше 1000 мм.

На многониточных переходах трубопроводов, транспортирующих жидкие продукты, допускается прокладка основных ниток трубопровода в общей траншее.

3.2.6. Прокладку подземных трубопроводов на переходах через каналы и арыки оросительной системы следует предусматривать с заглублением ниже дна водотока на глубину не менее 1,0 м, считая от верха забалластированного трубопровода.

3.2.7. Подводные переходы в границах горизонта высоких вод (ГВВ) не ниже 1% обеспеченности должны закрепляться против всплытия. В русловой части перехода следует применять кольцевые грузы или обетонирование, обеспечивающие их надежную устойчивость против смещений при возможных деформациях русла.

3.2.8. На переходах через водные преграды расчет балластировки промысловых нефтепроводов должен производиться из условия его полного опорожнения, т. е. без учета веса продукта.

3.2.9. На переходах через глубокие болота и озера при соответствующем технико-экономическом обосновании для предотвращения всплытия трубопроводов диаметром до 250 мм допускается вместо балластирующих устройств применять трубы с увеличенной толщиной стенки, обеспечивающей отрицательную плавучесть.

3.2.10. На подземных переходах через водотоки должны предусматриваться берегоукрепительные работы.

3.2.11. На переходах через нерестовые реки и ручьи трубопроводы следует прокладывать надземно на опорах с целью исключения воздействия на условия обитания ценных пород рыб, при этом трубы должны располагаться выше 1% уровня ГВВ на величину не менее 1,0 м. Кроме того, должны быть предусмотрены мероприятия по защите выходов труб из грунта от ледохода и корчехода.

3.2.12. В случае максимальной глубины промерзания воды на внутриболотных озерах глубина заложения трубопроводов должна обеспечивать исключение вмерзания балластировочных грузов в лед.

Надземные переходы трубопроводов

3.2.13. При устройстве надземных переходов через естественные и искусственные препятствия следует максимально использовать несущую способность самого трубопровода. В отдельных случаях при соответствующем обосновании для прокладки трубопроводов применяются специальные мосты. Прокладка трубопроводов по автодорожным мостам допускается в виде исключения, так при проектировании трубопровода в соответствии с требованиями к категории В и получении разрешения от заинтересованных организаций.

Наиболее простыми в исполнении являются балочные системы переходов (простые и усиленные). В тех случаях, когда по условиям рельефа местности, режима преграды, сложности устройства промежуточных опор или по другим соображениям величина необходимого расстояния между опорами больше той, которая может быть перекрыта балочными системами, следует применять висячие системы (вантовые, одноцепные и др.) или арочные конструкции.

Арочные конструкции переходов следует применять там, где по условиям эксплуатации дороги или водной преграды трубопровод должен быть приподнят на значительную высоту.

Величина перекрываемого пролета и конструктивная схема перехода устанавливаются в зависимости от характера препятствия, требований заинтересованных организаций, охраны окружающей среды, надежности эксплуатации и технико-экономических соображений.

3.2.14. При надземном пересечении оврагов, балок, ущелий, каналов, рек и других водных преград расстояние от низа трубы или конструкций пролетного строения следует принимать:

при пересечении оврагов, балок, малых водотоков, а также стоячих озер — не менее 0,5 м до уровня воды при 5% обеспеченности;

при пересечении несудоходных, несплавных рек, больших оврагов, где возможен ледоход, и озер с поворотным течением воды и перемещением льда — не менее 0,2 м до уровня воды при 1% обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

при пересечении судоходных и сплавных рек — не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов и требованиями проектирования мостов.

При наличии сплава и корчехода следует учитывать возможность образования заломов и заторов и расстояние до уровня воды при 1% обеспеченности увеличивать до 1 м.

3.2.15. Пролеты надземных балочных переходов систем трубопроводов могут быть увеличены за счет помещения рабочего трубопровода в трубу бóльшего диаметра, совместной работы двух труб, устройства шпренгелей и др. Непосредственная приварка к рабочему трубопроводу усиливающих элементов не допускается.

3.2.16. Совместная прокладка на одних опорах групповых надземных переходов трубопроводов и электролиний разрешается только для сетей, предназначенных для обслуживания трубопроводов (кабелей сигнализации, диспетчеризации, электропривода задвижек).

При этом электропроводка должна располагаться в трубах ниже трубопроводов на самостоятельных кронштейнах или подвесках.

3.2.17. На переходах через водные преграды по технологическим мостам допускается совместная прокладка газопроводов и совместная прокладка трубопроводов с жидкими горючими средами, если указанные трубопроводы относятся к одному технологическому узлу, например трубопроводы от одной дожимной насосной станции (ДНС).

3.2.18. При прокладке надземных трубопроводов в затопляемых поймах рек и водоемов, вне границ ледохода допускается временное затопление их водой при обеспечении условий, предотвращающих всплытие опор и самих трубопроводов. Изоляция таких участков должна быть усиленной.

Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

3.2.19. Переходы трубопроводов через железные дороги, внепромысловые автомобильные дороги I–IV категорий и промысловые автомобильные дороги с усовершенствованным покрытием следует проектировать в местах прохождения дорог в насыпях или в нулевых отметках, угол пересечения трубопровода с дорогами должен быть 90°. Все пересечения необходимо согласовывать с владельцем транспортных магистралей. Прокладка трубопроводов через тело насыпи не допускается.

В местах пересечения трубопровода с автодорогами V категории, промысловыми автодорогами без усовершенстованных покрытий, автозимниками и лежневыми дорогами должны предусматриваться защитные мероприятия, исключающие повреждения трубопроводов. Места переезда обозначаются специальными знаками.

3.2.20. Участки трубопроводов в местах пересечения железных и автомобильных дорог должны заключаться в защитные футляры из стальных или железобетонных труб, в тоннели, диаметр которых определяется условиями производства работ и конструкцией перехода, но должен быть больше наружного диаметра трубы не менее чем на 200 мм.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

на переходах через железные дороги — на 25 м от осей крайних путей, но не менее чем на 5 м от подошвы откоса насыпи и на 3 м — от бровки откоса выемки или водоотводных сооружений (кювета, нагорной канавы и т. п.);

на переходах через автомобильные дороги — на 10 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи. На нефтепроводах и нефте-, продуктопроводах, пересекающих автодороги III и IV категорий, расстояние от бровки земляного полотна может быть сокращено до 5 м.

3.2.21. На обоих концах защитного кожуха должны быть предусмотрены уплотнения, обеспечивающие герметичность межтрубного пространства в целях охраны окружающей среды. На трубопроводах I и II категорий диаметром более 500 мм один из концов защитного кожуха должен иметь выход в отводной колодец или на трап с факелом.

3.2.22. Заглубление трубопроводов на переходах под железными дорогами должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до защитного футляра и не менее 0,5 м до него от дна кювета,

водоотводной канавы или дренажа. Заглубление трубопроводов под автомобильными дорогами должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дорог (проезжей части) до защитного футляра, а при его отсутствии — до верхней образующей трубопровода и не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

На переходах через железные и автомобильные дороги, проложенные на пучинистых и неустойчивых грунтах, следует предусматривать конструктивные мероприятия для исключения неравномерных пучений (осадок) основания дорог.

3.2.23. Места пересечения трубопроводов с железными дорогами должны быть удалены (по горизонтали) от стрелок и крестовин не менее чем на 10 м. При пучинистых и неустойчивых грунтах это расстояние увеличивается до 20 м.

3.3. Создание защитных (буферных) зон вокруг особо опасных трубопроводных систем

3.3.1. Защитные зоны создаются с целью предотвращения отрицательных воздействий трубопроводов на объекты, расположенные по границам этих зон, а также деятельности различных организаций на сохранность и безопасность работы самих трубопроводов.

3.3.2. Определяющие величину защитных зон минимальные расстояния от оси подземных, наземных и надземных трубопроводов различного назначения до объектов, зданий и сооружений следует принимать в соответствии со СНиПом.

3.3.3. В пределах защитных зон запрещается строительство каких-либо объектов без согласования с эксплуатирующей организацией.

3.3.4. Фактический материал по трубопроводу (исполнительная съемка), оформленный в установленном порядке строительно-монтажными организациями и заказчиком, должен быть передан в органы исполнительной власти на местах для нанесения его на районные карты землепользования.

3.3.5. Отвод земельных участков под строительство зданий и сооружений и прокладку коммуникаций в непосредственной близости от защитных зон осуществляется в порядке, установленном действующим законодательством, органами местной власти.

Предприятия, организации, учреждения и отдельные граждане (застройщики) до рассмотрения соответствующими органами

местной власти ходатайства о предоставлении земельных участков вблизи защитных зон должны согласовать строительство с предприятием, эксплуатирующим трубопровод.

3.3.6. В проекте производства работ по проведению приемочных гидравлических испытаний промысловых трубопроводов в случае строительства трубопровода в пределах населенного пункта или в непосредственной близости от него для обеспечения безопасности населения должно быть предусмотрено оповещение населения через местное радио и прессу по заявке эксплуатирующей организации о проводимых испытаниях с выдачей письменного предупреждения территориальной администрации и землепользователям о недопустимости появления населения в защитной зоне во время испытаний.

3.3.7. До начала заполнения трубопровода транспортируемой продукцией должны быть выполнены все работы, предусмотренные проектом.

3.3.8. При необходимости производства в защитной зоне работ, связанных с использованием энергии взрыва, необходимо согласовать производство работ с эксплуатирующей трубопровод организацией и органами территориальной администрации и пожарной охраны.

3.4. Требования к оснащению технологических систем сбора средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты

3.4.1. Средства автоматизации контроля и регулирования должны обеспечивать:

контроль (местный и дистанционный) за ходом технологических процессов транспорта нефти и газа;

контроль состояния и режимов работы технологического оборудования;

измерение текущих параметров (давления, температуры, расхода, уровня, качества продукции);

возможность получения информации по отдельным контролируемым параметрам, их предельным величинам или отклонениям от установленных значений;

поддержание заданного технологического режима;

местное и дистанционное управление работой технологического оборудования.

3.4.2. Средства противоаварийной защиты должны предусматривать:

аварийную сигнализацию при выходе технологических параметров за предельные значения;

управление объектами систем сбора в целях предупреждения, определения, локализации и ликвидации аварий;

автоматическую блокировку оборудования, действующую независимо от других устройств управления.

3.4.3. Средства контроля, регулирования и противоаварийной защиты при опрессовке промысловых трубопроводов (ПТ) должны производить:

контроль давления на участке опрессовки и за отсекающей задвижкой;

контроль состояния задвижек и заглушек, отсекающих участок опрессовки;

сигнализацию (предупреждающую и аварийную) при предельных значениях давления на участке опрессовки;

аварийную остановку насоса;

местное и дистанционное управление запорной арматурой на участке опрессовки;

регулирование технологических параметров насоса.

3.5. Требования к оснащению промысловых трубопроводов средствами очистки

3.5.1. Очистка внутренней полости промысловых трубопроводов должна предусматриваться с целью восстановления их пропускной способности путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб за счет удаления скопления воды и механических примесей.

Узлы запуска и приема очистных устройств должны предусматриваться на трубопроводах диаметром 200 мм и более.

3.5.2. Выбор метода очистки (механический, химический, термический, комбинированный) и оснащения участка трубопровода комплексом оборудования для очистки его внутренней полости должен быть подтвержден технико-экономическим расчетом.

Очистка телескопических трубопроводов может производиться термическим или химическим (в том числе гелями) способами, а также скребками для труб переменного диаметра.

3.5.3. Участки трубопровода, подвергающиеся механическим методам очистки, должны удовлетворять следующим требованиям:

участок трубопровода должен быть сварен из труб одного диаметра с учетом возможности пропуска очистного устройства на всем его протяжении;

величины овальности труб, вмятин и гофр должны находиться в допустимых пределах;

участок не должен иметь подкладных колец, устройств, выступающих во внутреннюю полость трубопровода;

радиусы кривых вставок на участке должны быть не менее пяти диаметров трубопровода;

участок трубопровода должен быть оснащен полнопроходной запорной арматурой;

участок должен выдерживать нагрузки от пропуска очистных устройств.

3.5.4. Комплекс оборудования для очистки полости трубопровода должен обеспечивать выполнение всех необходимых технологических операций, включающих пуск и прием очистного устройства, контроль за прохождением его по участку, сбор и утилизацию выносимых из трубопровода загрязнений.

Комплекс оборудования должен содержать: камеры пуска и приема очистного устройства; оборудование для запасовки в камеру пуска и извлечения из камеры приема очистного устройства; технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой; средства контроля и сигнализации за прохождением очистного устройства; сооружения для сбора и утилизации выносимых из полости трубопровода загрязнений.

3.5.5. Камеры пуска и приема очистного устройства устанавливаются на фундаментах для обеспечения их несмещаемости в процессе эксплуатации. Они должны быть рассчитаны на нагрузки от пропуска очистных устройств и осевые усилия от температурного перепада и внутреннего давления. При необходимости камеры пуска очистных устройств должны быть конструктивно защищены от осевых усилий, обусловленных воздействием примыкающих к ним подземных трубопроводов. Герметизацию камер следует обеспечивать по I классу герметичности.

3.5.6. Оборудование для ввода и извлечения очистного устройства должно соответствовать требованиям пожаровзрывобезопасности, обеспечивать необходимую механизацию подготовительных работ, удобство и надежность в эксплуатации.

3.5.7. Технологическая обвязка камер пуска и приема должна обеспечивать возможность перевода работы камеры на пусковой контур при приеме очистных устройств.

3.5.8. Сооружения для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений (парафина, песка, воды, конденсата и т. д.) должны быть рассчитаны на максимально возможный объем загрязнений. Площадки размещения сооружений для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений должны иметь ограждения и находиться на безопасном расстоянии от пожароопасных объектов.

3.5.9. Средства контроля и сигнализации должны обеспечивать возможность определения местонахождения очистного устройства по длине очищаемого участка. Очистное устройство должно быть оборудовано сигнальным устройством для определения его местонахождения.

3.5.10. Система управления комплексом очистного оборудования должна предусматривать возможность дистанционного (со щита диспетчера) и местного (с площадок пуска и приема) управления процессом пуска и приема очистного устройства.

3.5.11. Комплекс устройств, применяемых для периодической очистки, должен обеспечивать полное удаление загрязнений из полости трубопровода, а очистные устройства — необходимую степень герметизации при движении по всей длине очищаемого участка.

3.5.12. Устройства для очистки полости трубопровода должны удовлетворять следующим требованиям:

обеспечивать полную очистку стенок труб от парафина, песка, продуктов коррозии, а также воды и конденсата;

перемещаться по кривым вставкам с радиусом, равным пяти диаметрам трубопровода, без нарушения работы конструктивных элементов трубопровода;

быть удобными для ввода в камеры пуска и извлечения из камер приема, обладать минимальным весом;

обеспечивать возможность замены герметизирующих и очистных элементов в случае выхода их из строя.

3.6. Обеспечение производства технологическими регламентами, согласование их с надзорными органами

3.6.1. Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов систем сбора нефти, газа и воды на промыслах является документом, содержащим требования к эксплуатации этих систем с целью поддержания оптимальных параметров работы трубопроводов, их согласования с параметрами работы всего месторождения, установок подготовки нефти, газа и воды, обеспечения

достигнутого уровня надежности, безопасности, производственной санитарии, пожаровзрывобезопасности и охраны окружающей среды.

3.6.2. Регламенты составляются и утверждаются предприятиями, эксплуатирующими внутрипромысловые трубопроводы.

При необходимости привлекаются научно-исследовательские организации.

3.6.3. Регламенты составляются на основе достижений науки и техники в данной области к моменту разработки регламента. Регламент должен выполняться для конкретных проектных материалов, на конкретные технические решения. В случае, если на объектах трубопроводного транспорта применяются новые виды сырья, вспомогательных материалов, отходов и выбросов, научно-исследовательские организации — разработчики процессов обязаны ко времени выдачи регламента составить и согласовать технические условия на них, а также определить величины предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ для воздуха и водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного назначения.

3.6.4. Регламент на систему трубопроводов сбора нефти, газа и воды должен содержать требования по:

техническому уровню и патентоспособности процессов;

технической характеристике транспортируемой продукции, основных и вспомогательных материалов;

технической характеристике отходов и выбросов;

технологии сбора и транспорта продукции на весь период эксплуатации месторождения;

расчету основных технологических параметров;

физико-химическим и теплофизическим свойствам транспортируемых веществ, сред и смесей;

рекомендации по конструкции и материальному оформлению оборудования на линейной части трубопроводов;

технической эксплуатации трубопроводов (поддержание и регулирование параметров; борьба с осложнениями – замораживанием, отложениями парафина, песка, окислов железа; борьба с коррозией; осуществление планово-предупредительных ремонтов; ликвидация аварий и т. д.);

контролю основных параметров работы и надежности трубопроводов (дистанционный контроль параметров, телемеханизация, дефектоскопия и т. д.);

технике безопасности, производственной санитарии и пожаровзрывобезопасности;

охране окружающей среды;

пуску, остановке и консервации отдельных участков трубопроводов;

технико-экономическому анализу эффективности работы трубопроводов с целью определения эффективности мер по повышению их надежности.

3.6.5. Регламенты составляются на систему сбора одного цеха в целом. При необходимости регламент может быть разработан на отдельный трубопровод. В этом случае он должен находиться в полном соответствии с регламентом на систему сбора цеха.

3.6.6. Регламенты подписываются руководителем составившей их организации, согласовываются с проектной организацией, разработавшей проект строительства трубопровода, контролирующими органами (Госгортехнадзором России, охраны природы, территориальными органами пожарной охраны), утверждаются руководителем эксплуатирующей организации.

3.6.7. Регламенты утверждаются с ограничением срока их действия в пределах не более трех лет.

Повторно утверждаемые регламенты представляются на согласование и утверждение в порядке, установленном для вновь разрабатываемых регламентов.

3.6.8. Ответственность за своевременный пересмотр регламентов несет эксплуатирующая организация, за качество регламентов — организация-разработчик.

3.6.9. Дополнения и изменения в утвержденный регламент вносятся организацией, составившей регламент. Дополненный и измененный регламент должен быть согласован и заново утвержден в порядке, установленном для вновь разрабатываемых регламентов.

3.7. Порядок внесения изменений в технологическую и проектную документацию

3.7.1. Под изменением действующего документа понимается любое исправление, исключение или добавление каких-либо данных.

3.7.2. Изменения, внесенные в документ, не должны нарушать взаимосвязи с документами, выпущенными ранее.

3.7.3. Любое изменение в документе, вызывающее какие-либо изменения в других документах, должно одновременно сопровождаться внесением соответствующих изменений во все взаимосвязанные документы.

3.7.4. Изменения в документ на всех стадиях его использования вносят на основании извещения об изменениях в соответствии с ГОСТ 2.503–90.

3.7.5. Выпускать извещения об изменениях в действующих документах имеет право только предприятие — держатель подлинников этих документов.

3.7.6. Изложенные в извещении указания обязательны для всех предприятий, применяющих измененную документацию.

3.7.7. Необходимые исправления документов, вызванные внесением ошибочных изменений, должны оформляться новыми извещениями об изменениях.

3.7.8. При обнаружении ошибки допускается немедленно вносить в копии, находящиеся в производстве, необходимые исправления, подписанные ответственными лицами, с последующим выпуском предварительного извещения или извещения об изменении.

Предварительное извещение имеет право выпускать как предприятие — держатель подлинников, так и предприятие — держатель учтенных копий или дубликатов.

3.7.9. Предприятие — держатель подлинников по всем поступившим от других предприятий предложениям об изменении в течение месяца после их получения обязано направить ответ или о принятии предлагаемых изменений, или об их отклонении с указанием конкретных причин отклонения или задержки предлагаемых изменений.

3.7.10. Все извещения об изменении и предварительные извещения, независимо от содержания предлагаемых изменений, должны быть согласованы с заказчиком.

3.7.11. Все извещения об изменении и предварительные извещения до представления на согласование заказчику должны быть оформлены всеми необходимыми согласующими подписями.

3.7.12. Предварительные извещения и предложения об изменении предприятия — держателя копий перед направлением предприятию — держателю подлинников должны быть согласованы с заказчиком.

3.7.13. Заказчику с извещением об изменении и предвари-

тельным извещением представляют при необходимости технические расчеты (отчеты по испытаниям), обосновывающие целесообразность и необходимость вносимых изменений.

Если заказчик не согласен с предлагаемыми изменениями, то он об этом дает обоснованное заключение.

4. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К МАТЕРИАЛАМ И КОНСТРУКЦИЯМ ПРОМЫСЛОВЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

4.1. Общие положения

Применяемые для промысловых стальных трубопроводов трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам материала должны отвечать требованиям соответствующих нормативных документов.

Материал труб и детали трубопроводов следует выбирать в соответствии с действующими нормативами по материальному оформлению процессов, рекомендациями научно-исследовательских и проектных организаций с учетом опыта эксплуатации. Наряду со стальными могут применяться пластмассовые, полиметаллические и другие трубы.

4.2. Типы труб, область применения и требования к их качеству

4.2.1. Для трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные, сваренные током высокой частоты, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных сталей, диаметром до 500 мм включительно, из спокойных и полуспокойных, как правило, низколегированных сталей диаметром более 500 мм. Требования, предъявляемые к трубам для строительства трубопроводов с условным диаметром до 500 мм независимо от давления и от 500 мм и выше при парциальном давлении сероводорода 300 Па и менее, должны соответствовать положениям "Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности". Применение спиральношов-

ных труб любого диаметра в пределах участков категории В не допускается.

Для трубопроводов (за исключением трубопроводов нефтяных месторождений), транспортирующих среды с парциальным давлением сероводорода более 300 Па, должны применяться трубы из спокойных углеродистых и низколегированных сталей по ГОСТ 20295–74 и бесшовные (диаметром до 426 мм включительно) при отсутствии электросварных труб с необходимыми техническими характеристиками и прямошовные (диаметром более 426 мм) с удовлетворительной стойкостью против сероводородного растрескивания. Для трубопроводов нефтяных месторождений применяются трубы, указанные в п. 4.2.5.

4.2.2. Для трубопроводов газовых и газоконденсатных месторождений, транспортирующих влажные сероводородсодержащие среды, при давлении сероводорода более 300 Па следует применять трубы с учетом пп. 4.2.3–4.2.4, соответствующие требованиям приведенных ниже стандартов и технических условий.

Бесшовные трубы

ТУ 14-3-460–75 (трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов из ст. 20) — для категорий участков трубопроводов В, I, II;

ТУ 14-3-1071–82 (трубы стальные бесшовные горячекатаные термообработанные из ст. 20) — для категорий участков трубопроводов III, IV;

ГОСТ 8731–87 (трубы стальные бесшовные горячеформированные группы В из ст. 20 и из ст. 10) — для категорий участков III, IV;

ГОСТ 8733–74 (трубы бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные термообработанные групп В и Г из ст. 20 и из ст. 10) — для категорий участков трубопроводов III, IV;

Примечание. Применение труб из ст. 20 и ст. 10 по ГОСТ 8731–74 ГОСТ 8733–74 в северной климатической зоне не допускается. Указанные трубы разрешается использовать в других климатических зонах при условии включения дополнительных требований по ударной вязкости, неразрушающим методам контроля, предельным отклонениям от геометрических размеров труб и гидравлическим испытаниям на уровне ТУ 14-3-1128–82, которые оговариваются при составлении заказа на трубы.

Электросварные прямошовные трубы

ТУS XSS-40–77/ЯС (трубы электросварные диаметром 1020 мм из нормализованного листа) — для транспортирования газа, содержащего сероводород до 6% объемных;

ТУS X46SS-28/40–83 (трубы электросварные диаметром 720 мм и 1020 мм с двусторонним сварным продольным швом);

ТУ 28-КС-76–Т* (трубы электросварные диаметром 720 мм из нормализованного листа) — для транспортирования газа, содержащего сероводород до 6% объемных;

ТУ 28-79-SX52* (трубы электросварные диаметром 720 мм из листа регулируемой прокатки) — для транспортирования газа, содержащего сероводород до 0,1% объемных;

ТУ 40/78* H_2S-КС (трубы электросварные диаметром 720 мм и 1020 мм из листа регулируемой прокатки) — для транспортирования газа, содержащего сероводород до 6% объемных.

Примечание. Допускается использование только при ремонте действующих трубопроводов, построенных из труб, отмеченных звездочкой (*).

4.2.3. Трубы бесшовные по ГОСТ 8731–87 и ГОСТ 8733–74, предназначенные для транспортирования газа, содержащего сероводород, при его парциальных давлениях более 300 Па (0.0030 кгс/см^2), должны изготавливаться из катаной или кованой заготовки в соответствии с ГОСТ 1050–74 (применение литой заготовки не допускается), с испытанием механических свойств на растяжение по ГОСТ 10006–80 и испытанием на твердость по ГОСТ 9012–59, выполнением требований СНиП 2.05.06–85 по ударной вязкости и по предельным отклонениям от номинальных размеров.

4.2.4. Трубы бесшовные по ГОСТ 8731–87, ГОСТ 8733–74, ТУ 14-3-1071–82, соответствующие п. 4.2.3, допускается применить для участков трубопроводов категорий В, I и II при условии гидравлического испытания каждой трубы и контроля качества каждой трубы неразрушающими методами (ультразвуковой дефектоскопией).

4.2.5. Для строительства трубопроводов нефтяных месторождений, транспортирующих продукцию нефтяных скважин (нефть, нефтяной газ и воду) при давлении до 10 МПа и парциальных давлениях сероводорода выше 300 до 10000 Па, а также при более высоких парциальных давлениях при содержании сероводорода до 5% и давлении до 0,6 МПа, должны применяться трубы по ГОСТ 20295–74, ГОСТ 8731–87, ГОСТ 8733–74, ГОСТ 10705–80, ТУ 14-3-1073–82 (ст. 20-ЮЧ), ТУ 14-3-1074–82 (ст. 20-ЮЧ), ТУ 14-3-1190–83 (ст. 20-ЮЧ) с учетом ограничений, указанных в п. 4.2.8.

До освоения промышленностью необходимого сортамента труб по ГОСТ 20295–74 допускается применение труб по ТУ 14–

3–377–75 и ГОСТ 1075–82, при этом трубы по ГОСТ 10705–82 следует применять только для участков трубопроводов II–IV категорий с условным диаметром до 400 мм включительно на рабочее давление до 2,5 МПа.

Трубы по ГОСТ 8731–87 и ГОСТ 8733–74 должны заказываться с дополнительными требованиями по ударной вязкости, гидроиспытанию, неразрушающему контролю, разделке кромок, а также по геометрии трубы из катаной или кованой (нелитой) заготовки.

4.2.6. Ограничения в применении труб по ГОСТ 20295–74:

для участков не выше категории I;

температура стенки в условиях эксплуатации должна быть не ниже минус 20°С;

рабочее давление не выше 9,6 МПа.

4.2.7. Выбор труб для трубопроводов нефтяных месторождений с парциальным давлением сероводорода выше 300 Па, при давлении в трубопроводе выше 10 МПа следует производить в соответствии с пп. 4.2.2–4.2.5.

Для газлифтных систем и систем обустройства промыслов, работающих под давлением до 12,0 МПа, следует применять трубы по ТУ 14–3–1128–82.

Для систем заводнения и захоронения пластовых и сточных вод следует применять: при $P_{исп.}$ до 20 МПа — трубы по ГОСТ 8732–78; при $P_{исп}$, равном 20 МПа и более, — трубы по ГОСТ 550–75.

4.2.8. При определении толщин стенок трубопроводов, транспортирующих коррозионно-агрессивные сероводородсодержащие среды и рассчитанных по несущей способности, добавляются:

C_1 — минусовой допуск на изготовление бесшовных труб или стального листа для сварных труб;

C_2 — добавка к толщине стенки на общую коррозию, определяемая экспериментально или расчетом, исходя из расчетной скорости коррозии трубной стали в данной среде, с учетом проектируемых средств защиты (ингибиторы, осушка газа, применение покрытий и др.), их эффективности, проектируемого срока эксплуатации трубопровода.

При отсутствии возможности определения скорости общей коррозии на заданном объекте расчетным или опытным путем допускается приближенное определение добавки (C_2) по аналогии с другими, ранее запроектированными объектами, с близ-

кими условиями эксплуатации труб. Во всех случаях величина такой добавки должна быть не менее 2 мм.

Толщина стенки трубопроводов систем заводнения, транспортирующих пресные воды, определяется по несущей способности без добавки на коррозию C_2.

Толщина стенки с учетом коррозии определяется в соответствии с ВСН 2.38–85.

4.2.9. Ударная вязкость заводских сварных соединений труб, определяемая при минимальной температуре строительства, должна удовлетворять требованиям, приведенным в СНиП 2.05.06–85.

4.2.10. Во всех случаях применения стальных труб для сероводородсодержащих сред при парциальном давлении сероводорода выше 300 Па должна предусматриваться защита трубопроводов от внутренней коррозии (ингибиторы, защитные покрытия и др.).

4.2.11. Трубы считаются пригодными по качеству при условии, что:

они соответствуют требованиям ТУ и стандартов на поставку и имеют заводскую маркировку и сертификаты;

отклонения наружного диаметра труб на протяжении не менее 200 мм от торца не превышают для труб диаметром 800 мм включительно предельных величин, регламентируемых соответствующими ГОСТами и ТУ, а для труб диаметром свыше 800 мм±2 мм;

отклонение толщины стенки по торцам не превышает предельных значений, регламентируемых соответствующими ГОСТами и ТУ;

овальность бесшовных труб не выводит их наружный диаметр за предельные отклонения, а сварных труб диаметром 426 мм и более — не превышает 1% номинального наружного диаметра (при этом овальность определяется как отношение разности величин наибольшего и наименьшего измеренных диаметров торца обследуемой трубы к номинальному диаметру);

кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна — не более 0,2% длины трубы;

косина реза торцов труб не превышает 2,0 мм;

на концевых участках труб отсутствуют расслоения любого размера, выходящие на кромку или поверхность трубы;

глубина царапин, рисок и задиров на поверхности труб (дета-

лей, арматуры) не превышает 0,2 мм; на теле и на торцах трубы отсутствуют вмятины;

в местах, пораженных коррозией, толщина стенки трубы не выходит за пределы минусовых допусков.

4.2.12. Трубы могут подвергаться ремонту, если:

глубина рисок, царапин и задиров на поверхности труб не превышает 5% от толщины стенки;

вмятины на концах труб имеют глубину не более 3,5% от внешнего диаметра;

глубина забоин и задиров фасок не более 5 мм;

на концевых участках труб имеются расслоения, которые могут быть удалены обрезкой.

4.2.13. Ремонт труб призводится в соответствии с требованиями ВСН 006–89.

Ремонт и заключение о пригодности труб для дальнейшего использования оформляются актом по установленной форме.

4.2.14. Патрубки запорной и распределительной арматуры, детали трубопроводов, имеющие дефекты, перечисленные в 4.2.12, могут быть подвергнуты ремонту только по разрешению завода-изготовителя.

4.2.15. Трубы признаются непригодными для сооружения нефтегазопроводов, если они не отвечают требованиям пп. 4.2.11 и 4.2.12.

4.2.16. При измерении наружного диаметра труб, деталей трубопроводов и прочих деталей диаметром до 57 мм включительно за величину диаметра принимают среднее арифметическое измерений диаметра в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Измерения проводят штангенциркулем с погрешностью не более 1,0 мм.

4.2.17. Для труб и прочих деталей диаметром более 57 мм значение наружного диаметра Д, мм, вычисляют по формуле:

$$Д = \frac{П}{3,142} - 2T,$$

где П — периметр, мм, измеренный рулеткой с точностью 0,5 мм;
Т — толщина ленты рулетки, мм.

4.2.18. Толщину стенки измеряют с торцов труб и деталей штангенциркулем не менее чем в пяти, равномерно распределенных по окружности, точках с погрешностью не более 0,1 мм.

4.2.19. В местах, пораженных коррозией, толщину стенки измеряют с помощью ультразвукового толщиномера с погрешностью не более 0,1 мм.

4.2.20. Марка стали труб в соответствии с минимальными температурами эксплуатации и строительства трубопроводов, а также с "Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности " выбирается в соответствии с прил. 22.

4.2.21. Размеры бесшовных и электросварных стальных труб принимаются по номенклатуре выпускаемых труб в соответствии с прил. 23, 24.

4.3. Запорная арматура

4.3.1. По способу присоединения к трубопроводу запорная арматура подразделяется на фланцевую, муфтовую и приварную. Муфтовая чугунная арматура рекомендуется только для трубопроводов с условным проходом не более 50 мм, транспортирующих негорючие нейтральные среды. Муфтовая стальная арматура может применяться на трубопроводах для всех сред при условном проходе не более 40 мм.

4.3.2. Маркировка арматуры производится в соответствии с ГОСТ 4666–75.

Маркировка должна быть нанесена на корпус и содержать: товарный знак завода-изготовителя; условное давление; диаметр условного прохода; стрелку, показывающую направление потока. На арматуре, изготовленной из стали со специальными свойствами, дополнительно должна указываться марка материала корпуса. Цвет отличительной окраски — по ГОСТ 4666–75.

Арматуру в зивисимости от рабочих параметров и свойств транспортируемой среды рекомендуется выбирать в соответствии с прил. 25, 26, 31.

4.3.3. Нормы герметичности (допустимый пропуск) устанавливаются по ГОСТ 9544–75.

4.3.4. Материал арматуры для трубопроводов необходимо выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять лишь в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

4.3.5. При выборе типа запорной арматуры (задвижки, вентиля, крана) следует руководствоваться диаметром трубопровода и характером перекачиваемой среды:

для трубопроводов с условным проходом свыше 50 мм в основном должны применяться задвижки, имеющие меньшее гидравлическое сопротивление, герметичность согласно ГОСТ 9544–75, меньшую строительную длину и переменное направление движения среды;

для трубопроводов с условным проходом менее 50 мм рекомендуется применять вентили, имеющие значительное гидравлическое сопротивление, препятствующее их применению на трубопроводах большего диаметра.

Краны следует применять, если использование задвижек или вентилей по каким-либо соображениям недопустимо или нецелесообразно.

Применение запорной арматуры в качестве регулирующей запрещается.

4.3.6. Запорная арматура, устанавливаемая на промысловых трубопроводах, должна соответствовать требованиям действующих ГОСТов, каталогов, нормалей машиностроения или специальных технических условий.

4.4. Фланцы

4.4.1. Фланцы и материалы для них следует выбирать по государственным и отраслевым стандартам с учетом рабочих параметров среды. Для высокоагрессивных сред и сред с температурами, на которые данные документы не распространяются, материал фланцев устанавливают по рекомендациям проектных или научно-исследовательских организаций (прил. 32).

4.4.2. Плоские приварные фланцы разрешается применять для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 МПа и температуре среды не выше плюс 300°С.

4.4.3. Для трубопроводов, работающих при условном давлении свыше 2,5 МПа или температуре свыше 300°С, независимо от давления необходимо применять только стальные приварные встык фланцы.

4.4.4. Применение плоских стальных приварных фланцев с условным давлением до 1,0 МПа на трубопроводах, транспортирующих горючие, токсичные и сжиженные газы, не допускается.

4.4.5. Для фланцев в зависимости от свойств транспортируемых сред и их параметров применяются прокладки в соответствии с прил. 33.

Для фланцев, рассчитанных на Ру⩽2,5 МПа, можно применять только мягкие, спирально-навитые или металлические гофрированные с мягкой набивкой прокладки. При использовании металлических прокладок следует предусматривать фланцы на Ру не менее 4,0 МПа.

4.4.6. Для фланцев, рассчитанных на Ру от 6,3 МПа и более, вместо фланцев с уплотнительной поверхностью типа "выступ—впадина" можно применять соответствующие фланцы под прокладку овального сечения или с гладким соединительным выступом под зубчатую металлическую прокладку.

4.5. Прокладочные материалы

4.5.1. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений в зависимости от свойств транспортируемой среды и ее рабочих параметров рекомендуется выбирать в соответствии с прил. 33.

4.5.2. Кроме материалов для прокладок, указанных выше, по рекомендациям проектных и научно-исследовательских организаций допускается применение во фланцевых соединениях прокладок из различных пластмасс с учетом их физико-химических свойств.

Прокладки из фторопластового уплотнительного материала и фторопласта следует устанавливать во фланцевых соединениях с уплотнительной поверхностью типа "шип-паз".

4.6. Фасонные детали трубопроводов

4.6.1. Фасонные детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации следует выбирать по действующим стандартам и техническим условиям (прил. 34–38).

4.6.2. Материал деталей трубопроводов, как правило, должен соответствовать материалу труб. При применении и сварке разнородных сталей руководствоваться указаниями раздела 8.

4.6.3. При изготовлении деталей трубопроводов на предприятиях необходимо руководствоваться действующими стандартами, техническими условиями и положениями настоящего документа.

4.7. Сварные детали трубопроводов

4.7.1. При выборе сварных деталей трубопроводов в зависимости от агрессивности среды, температуры и давления следует руководствоваться настоящим документом, отраслевыми стандартами и другими нормативными документами.

4.7.2. Сварку фасонных деталей трубопроводов, контроль качества их сварных стыков следует производить в соответствии с требованиями раздела 8.

Не допускается исправлять дефекты сварки подчеканкой или подваркой без предварительной вырубки дефектных мест.

4.7.3. Ответвления от трубопроводов могут быть выполнены одним из способов, указанных в ОСТ 36-45–81. При устройстве тройниковых соединений особое внимание следует уделять качеству сборки под сварку и сварочных работ. Не допускается усиливать сварные швы с помощью ребер жесткости.

4.7.4. Сварные тройники применяют при давлении Ру до 10 МПа. Технические требования к изготовлению тройников должны приниматься по ОСТ 36-49–81 и МН 4.750–63. Размеры сварных тройников из углеродистой стали Ду 65–400 мм следует назначать по ОСТ 36-46–81 (прил. 38) , Ду 500–1400 мм по ОСТ 36-24–77.

Изготовление тройников в полевых условиях не допускается.

4.7.5. Отводы сварные с условным проходом 150–400 мм в соответствии с ОСТ 36-43–81 разрешается применять для трубопроводов при давлении Ру не более 6,3 МПа (прил. 35).

Отводы сварные с условным проходом 500–1400 мм в соответствии с ОСТ 36-21–77 можно применять для трубопроводов при давлении Ру не более 2,5 МПа.

4.7.6. Сварные концентрические и эксцентрические переходы с Ду 250–400 мм по ОСТ 36-44–81 и Ду 350–400 мм по ТУ 35-1626–77 разрешается применять для трубопроводов при давлении Ру до 4,0 МПа (прил. 36), а с Ду 500–1400 мм по ОСТ 36-22–77 при Ру до 2,5 МПа.

Пределы применения стальных переходов в зависимости от температуры и агрессивности среды соответствуют пределам применения присоединяемых труб аналогичных марок стали.

Сварные швы переходов подлежат 100% контролю ультразвуковым или радиографическим методами.

4.7.7. Сварные крестовины и развилки допускается применять для трубопроводов из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше плюс 250°С.

Крестовины и развилки из электросварных труб допускается применять при давлении не более 1,6 МПа; при этом они должны быть изготовлены из труб, рекомендуемых для применения при Ру не менее 2,5 МПа.

Крестовины и развилки из бесшовных труб допускается применять при давлении не более 2,5 МПа при условии изготовления их из труб, рекомендуемых для применения при Ру не менее 4,0 МПа.

4.8. Гнутые и штампованные детали

4.8.1. Крутоизогнутые отводы разрешается применять для трубопроводов при Ру до 10,0 МПа в соответствии с ГОСТ 17375–83 (прил. 34).

4.8.2. Гладкогнутые отводы, изготавливаемые по ОСТ 36-42–81 из бесшовных труб на Ру до 10,0 МПа, применяют вместо крутоизогнутых и сварных отводов на трубопроводах с пульсирующим потоком среды, а также на трубопроводах при условном проходе Ду менее 40 мм в первую очередь в тех случаях, когда требуется максимально снизить гидравлическое сопротивление трубопровода.

Пределы применения гладкогнутых отводов с радиусом гиба бóльшим или равным двум наружным диаметрам трубы из труб действующего сортамента соответствуют пределам применения труб, из которых они изготовлены. Применение отводов с радиусом меньшим двух наружных диаметров трубы должно обосновываться поверочными расчетами гнутых отводов на прочность.

4.8.3. Концентрические штампованные переходы по ГОСТ 17378–83 (прил. 36) и штампованные тройники по ГОСТ 17376–83 (прил. 37) разрешается использовать при Ру до 10,0 МПа.

4.9. Заглушки

4.9.1.Заглушки рекомендуется выбирать в зависимости от рабочих параметров среды и конкретных условий эксплуатации в соответствии с настоящим документом и действующими государственными и отраслевыми стандартами.

4.9.2. Приварные плоские и ребристые заглушки выбирают в соответствии с ОСТ 36-47–81 и ОСТ 36-48–81 для трубопроводов при давлении Ру до 2,5 МПа (прил. 39, 40).

4.9.3. Отбортованные заглушки по ГОСТ 17379–83 (прил. 41) разрешается устанавливать на трубопроводах при Ру до 10,0 МПа.

4.9.4. Быстросъемные заглушки по ТУ 38.11145–83 применяются в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей.

4.9.5. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, разрешается применять для трубопроводов с Ру до 10,0 МПа (прил. 42).

4.9.6. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, а также быстросъемные, выпускаемые по ТУ 38.11145–83, запрещается применять для разделения двух трубопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо. Необходимо обеспечить визуальный разрыв между трубопроводами.

4.9.7. Качество материала заглушек должно подтверждаться сертификатом. Допускается составлять один сертификат на партию заглушек. Сертификат на постоянные заглушки должен храниться в журнале учета установки — снятия заглушек.

На каждой заглушке (на хвостовике, а при его отсутствии — на цилиндрической поверхности) должны быть четко выбиты номер заглушки, марка стали, условное давление и условный проход.

4.9.8. Устанавливают и снимают заглушки по указанию лица, ответственного за эксплуатацию трубопровода. Установка и снятие заглушек должны отмечаться в специальном журнале. Рекомендуемая форма журнала приведена в прил. 2.

4.10. Крепежные детали

4.10.1. Крепежные детали к фланцевым соединениям трубопроводов следует устанавливать в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами (прил. 43):

а) болты — по ОСТ 26–2037–77, гайки к ним — ОСТ 26-2038–77;

б) шпильки — по ГОСТ 9066–75, ОСТ 26-2039–77, ОСТ 26-2040–77; гайки к ним — ГОСТ 9064–75, ОСТ 26-2038–77, ОСТ 26-2041–77.

При изготовлении шпилек, болтов и гаек твердость шпилек и болтов должна быть выше твердости гаек (прил. 44).

4.10.2. Материалы, применяемые для изготовления крепежных изделий, крепежные детали, поступающие на склад, должны иметь сертификат предприятия-изготовителя.

При отсутствии сертификата на материал предприятие — изготовитель крепежных деталей должно провести аттестацию материалов по результатам лабораторных испытаний и составить сертификат на них. Испытания проводяться по соответствующим стандартам или техническим условиям.

4.10.3. Не допускается изготовление крепежных деталей из кипящей, полуспокойной, бессемеровской и автоматной сталей. Материал заготовок или готовые крепежные изделия из качественных углеродистых, а также теплоустойчивых и жаропрочных легированных сталей должны быть термообработаны. Для крепежных деталей, применяемых при давлении до 1,6 МПа и рабочей температуре до плюс 200°С, а также крепежных деталей из углеродистой стали с резьбой диаметром до 48 мм термообработка необязательна (прил. 45).

4.10.4. Крепежные детали для соединения фланцев из аустенитной стали должны быть изготовлены из стали того же класса, что и фланцы. Допускается применять фланцы, шпильки и болты из сталей различных классов (с различными коэффициентами линейного расширения), но при температуре выше плюс 100°С их работоспособность должна быть подтверждена расчетом, данными эксплуатации или экспериментом.

5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРОИТЕЛЬСТВУ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. Общие положения

Требования к работам, выполняемым при строительстве трубопроводов, в равной степени распространяются на работы при реконструкции и капитальном ремонте с заменой участков трубопроводов.

5.2. Подготовительные работы

5.2.1. В стадии подготовительных работ заказчик обязан создать геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ передать подрядчику техническую документацию на нее и

на закрепленные на трассе строительства трубопровода пункты и знаки этой основы, в том числе:

знаки закрепления узлов поворота трассы;

створные знаки углов поворота трассы в количестве не менее двух на каждое направление угла в пределах видимости;

створные знаки на прямолинейных участках трассы, установленные попарно в пределах видимости, но не реже чем через 1 км;

створные знаки закрепления прямолинейных участков трассы на переходах через реки, овраги, дороги и другие естественные и искусственные препятствия в количестве не менее двух с каждой стороны перехода в пределах видимости;

высотные реперы, установленные не реже чем через 5 км вдоль трассы, кроме устанавливаемых на переходах через водные преграды (на обоих берегах) ;

пояснительную записку, абрисы расположения знаков и их чертежи;

каталоги координат и отметок пунктов геодезической основы.

Допустимые средние квадратические погрешности при построении геодезической разбивочной основы: угловые измерения ±2; линейные измерения 1/1000; определение отметок ±50 мм.

5.2.2. Перед началом строительства генподрядная строительно-монтажная организация должна выполнить на трассе следующие работы:

провести контроль геодезической разбивочной основы с точностью линейных измерений не менее 1/500, угловых 2′ и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы. Трасса принимается от заказчика по акту, если измеренные длины линий отличаются от проектных не более чем на 1/300 длины, углы — не более чем на 3′ и отметки знаков, определенные из нивелирования между реперами, — не более 50 мм;

установить дополнительные знаки (вехи, столбы и пр.) по оси трассы и по границам строительной полосы;

вынести в натуру горизонтальные кривые естественного (упругого) изгиба через 10 м, а искусственного изгиба — через 2 м ;

разбить пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых, в местах пересечения трасс с подземными коммуникациями). Створы разбиваемых точек должны закрепляться знаками, как правило, вне зо-

ны строительно-монтажных работ; установить дополнительные реперы через 2 км по трассе.

5.2.3. До начала основных строительно-монтажных работ генподрядчик должен выполнить подготовительные работы на трассе.

5.2.4. Расчистку трасс под многониточные трубопроводы при одновременном их строительстве на обводненных и заболоченных участках необходимо выполнять на полную проектную ширину коридора.

5.2.5. Тип, конструкцию и ширину проезжей части временных проездов выбирают в зависимости от диаметров трубопроводов, количества одновременно укладываемых ниток, способов прокладки трубопроводов с учетом сезонности производства стоительно-монтажных работ, несущей способности и естественного основания, наличия местных дорожно-строительных материалов. На сложных участках (болотах, переувлажненных и обводненных участках трассы) могут быть использованы следующие конструкции технологических проездов: со сборно-разборным покрытием; лежневые; деревогрунтовые; насыпные, армированные мелколесьем; насыпные с применением нетканых синтетических материалов (НСМ); грунтовые без покрытия; снежно-ледовые.

5.3. Земляные работы. Разработка траншей

5.3.1. Размеры и профили траншей устанавливаются проектом в зависимости от назначения и диаметра трубопроводов, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий в соответствии с действующими РД.

5.3.2. Для районов с глубиной промерзания 0,4 м и более в зимних условиях должны предусматриваться мероприятия по предохранению грунта от промерзания (рыхление поверхностного слоя, снежный валик, утепление древесными остатками и др.). Для сокращения продолжительности оттаивания мерзлого грунта в теплое время необходимо к периоду установления положительных температур удалить снег с полосы будущей траншеи.

5.3.3. При пересечении траншей с действующими подземными коммуникациями разработка грунта должна производиться в соответствии со СНиП 3.02.01–87 и требованиями безопасности, предъявленными владельцем пересекаемых коммуникаций.

5.3.4. До начала работы по устройству траншеи в скальных грунтах с ее полосы снимают вскрышной слой рыхлого грунта на всю глубину до обнажения скального грунта при толщине вскрышного слоя до 0,5 м. При меньшей толщине вскрышного слоя его можно не удалять.

Снятый грунт вскрыши укладывают на берме траншеи и используют при необходимости для подсыпки и присыпки трубопровода.

5.3.5. Разрабатывают траншеи в скальных грунтах после предварительного рыхления скального грунта механическим или буровзрывным способом и грубой его планировки в соответствии с проектом.

5.4. Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы

5.4.1. Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями СНиПов, ГОСТов, правил дорожного движения и настоящих Правил.

5.4.2. Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ.

5.4.3. Приемка труб грузополучателем производится согласно требованиям ГОСТов, ТУ и настоящих Правил (пп. 6.1.9–6.1.11).

5.4.4. Транспортные средства должны быть оборудованы обрезиненными кониками для изолированных труб, устройствами, обеспечивающими сохранность труб (секций) и регламентируемый свес их концов.

Трубы и секции малых диаметров (до 325 мм) для сокращения времени погрузки и выгрузки, обеспечения лучшей сохранности и повышения безопасности перевозок рекомендуется перевозить в пакетах.

5.4.5. Трубы (секции) с теплоизоляцией должны перевозиться на транспортных средствах со специальным оборудованием, позволяющим избежать повреждения теплоизоляции.

5.4.6. При выполнении погрузочно-разгрузочных работ с обетонированными трубами следует применять торцевые захваты, стропы, траверсы, мягкие полотнища специальной конструкции, снижающие давление на кромки труб. Коники трубовозов необ-

ходимо оборудовать мягкими подкладками во избежание повреждения покрытия труб.

Запрещается использовать незащищенные стальные канаты в качестве такелажных средств.

5.4.7. Штабелирование обетонированных труб диаметром до 720 мм производят в четыре яруса, а с диаметром свыше 720 мм — в три яруса.

5.4.8. При перевозке на плетевозах число труб и трубных секций определяют с учетом грузоподъемности машин и размеров труб.

5.5. Противокоррозионная и тепловая изоляция

5.5.1. Типы и конструкции изоляционных и теплоизоляционных покрытий, а также материалы, применяемые для защиты от коррозии и для теплоизоляции трубопроводов, определяются проектом в соответствии с ГОСТ 25812–83.

Работы по нанесению изоляционных и теплоизоляционных покрытий следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.016–87, ГОСТ 25812–83, ГОСТ 16381–77.

5.5.2. В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов с учетом технико-экономических расчетов следует применять два типа защитных покрытий: усиленный и нормативный.

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 мм, а также на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, такирах, сорах и др.);

в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения;

на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним;

на участках блуждающих токов;

на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 313°К (40°С) и выше;

на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 м от рек, каналов, озер,

водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

5.5.3. Защиту трубопроводов осуществляют покрытиями: полимерными (экструдированными из расплава и порошковыми, оплавленными на трубах; липкими изоляционными лентами), на основе битумных изоляционных мастик комбинированных покрытий типа "Пластобит", наносимыми в заводских, базовых и трассовых условиях по соответствующей научно-технической документации (НТД).

5.5.4. Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями или консистентными смазками.

Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм; толщина стеклоэмалевых покрытий (ОСТ 26-01-1–79) должна быть не менее 0,5 мм;

толщина покрытий из алюминия и цинка должна быть не менее 0,25 мм.

5.5.5. Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60°С на участках с температурой эксплуатациии трубопроводов не выше плюс 40°С.

Покрытие из консистентной смазки должно содержать 20% (весовых) алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4 и иметь толщину в пределах 0,2–0,5 мм.

5.5.6. Оценку состояния защитных покрытий осуществляют в процессе строительства трубопроводов как в период нанесения защитных покрытий, так и при приемке сооружений в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ 25812–83.

5.5.7. Тип и конструкция изоляционного покрытия в местах сварных соединений труб должны обеспечивать равнозначный защитный эффект основному покрытию.

5.5.8. Для строительства трубопроводов следует применять преимущественно трубы с изоляционным и теплоизоляционым покрытием, нанесенными в заводских и базовых условиях, и предусматривать соответствующие мероприятия по сохранности изоляции и теплоизоляции от механических повреждений при складировании, погрузочно-разгрузочных операциях, транспортировке и укладке трубопроводов.

5.5.9. Конструкция тепловой изоляции назначается проектом

и включает антикоррозионные теплоизоляционные и гидроизоляционные покрытия.

5.5.10. Теплоизоляцию в трассовых условиях наносят только при отсутствии в близлежащих районах строительства баз или цехов по теплоизоляции труб.

5.5.11. Теплогидроизолированные трубы, трубные секции, узлы и детали, а также материалы для их изготовления следует производить в соответствии с технологическим регламентом, утвержденным в установленном порядке; они должны отвечать требованиям действующих технических условий и стандартов.

5.5.12. Крановые узлы, отводы, тройники, катодные выводы, задвижки следует изолировать покрытиями, которые определены проектом:

на подземной части и не менее 15 см над землей — битумными мастиками или полимерными липкими лентами;

на надземной части — покрытиями, применяемыми для защиты трубопровода от атмосферной коррозии.

5.6. Устранение повреждений заводских изделий и труб

5.6.1. Перед монтажом изделия и трубы должны пройти приемку, при этом изделия и трубы не должны иметь недопустимых дефектов, регламентированных техническими условиями на поставку.

Обнаруженные дефекты определенных размеров могут быть устранены.

5.6.2. Допускается правка плавных вмятин на торцах труб длиной до 3,5 % диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устройствами. При этом на трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кГс/мм^2) допускается правка вмятин и демонтированных концов труб при положительных температурах без подогрева. При отрицательных температурах окружающего воздуха необходим подогрев на 100÷ 150°С. На трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кГс/мм^2) и выше — с местным подогревом на 150÷ 200°С 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 задиров фасок глубиной до 5 мм.

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

5.6.3.Ремонт заводского изоляционного покрытия следует производить на трубосварочной базе после сварки труб в секции, а также на трассе после сварки труб или секций в плеть до опуска трубопровода в траншею.

5.6.4. Отслоившееся от металла покрытие в зоне дефекта должно быть удалено, а края оставляемого покрытия зачищены шлифовальной машинкой с круглой металлической щеткой. Переход от металла к покрытию должен иметь угол скоса не более 30°С.

Участок вокруг дефекта необходимо тщательно очистить от загрязнений, наледи, влаги на расстоянии не менее 20 см от края оставляемого покрытия.

Поверхность металла на участке дефекта необходимо очищать от ржавчины, пыли и влаги с помощью проволочных щеток и др.

При ремонте повреждений противокоррозионных покрытий применяют конструкции усиленного типа.

5.6.5. Ремонту подлежат все сквозные повреждения полиэтиленового покрытия, обнаруженные дефектоскопом, а также повреждения с оставшимся на трубе слоем полиэтилена толщиной менее 1,5 мм.

5.6.6. Ремонт повреждений эпоксидного покрытия следует производить жидкими эпоксидными композициями или термоусаживающимися манжетами.

5.6.7. Патрубки запорной и распределительной арматуры, детали трубопроводов, имеющие дефекты, могут быть подвергнуты ремонту только в случае, если это разрешено заводом-изготовителем.

5.6.8. Арматуру необходимо ремонтировать в ремонтно-механических мастерских. Мелкий ремонт арматуры (смена прокладок, перенабивка сальников, замена шпилек, штурвалов и т. п.) можно проводить на месте ее установки.

5.6.9. На чугунной арматуре не допускается исправление дефектов сваркой.

5.6.10. На стальной литой арматуре допускается исправление электросваркой:

единичных (до двух) раковин на уплотнительных и опорных поверхностях;

газовых и иных раковин местного характера, давших течь при гидравлическом испытании, местных рыхлостей, трещин и сквозных раковин, занимающих в сумме не более 10% поверхности отливки, при условии, что расстояние между кромками дефектных мест после их разделки не менее 50 мм;

дефектов в стойках и маховичках;

дефектов на опорных поверхностях гнезда под кольцо и корпусах задвижек и клапанов путем наплавки всей опорной поверхности.

5.6.11. Исправление дефектов сваркой следует производить при положительной температуре. Наплавленный сварной шов не должен иметь резких переходов к основному металлу; после сварки изделие должно быть зачищено от брызг металла и шлака.

5.7. Повороты, изготовленные из труб, отводы

Повороты трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять упругим изгибом сваренной нитки трубопровода или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов.

Если на отдельных участках трассы в соответствии с проектом необходимо выполнить повороты малого радиуса, которые не могут быть получены при изгибе труб на станках холодного гнутья, кривые поворота следует выполнять из крутоизогнутых отводов горячего гнутья и штампосварных отводов.

5.8. Укладка труб в траншею

5.8.1. Укладку труб следует выполнять в соответствии с требованиями проекта в зависимости от принятой технологии и способа производства работ.

5.8.2. 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 к дну траншеи по всей его длине;

проектное положение трубопровода.

5.8.3. При производстве работ по изоляции и укладке изолированный трубопровод следует опускать кранами-трубоукладчиками, оснащеными мягкими полотенцами.

5.8.4. При укладке трубопровода в траншею допускается: минимальное расстояние между трубопроводом и стенками траншеи — 100 мм, а на участках, где предусмотрена установка грузов или анкерных устройств, – 0,45 Д + 100 мм, где Д — диаметр трубопровода .

5.8.5. На участках трассы, где предусматривается большое количество технологических разрывов, и в местах частого чередования углов поворота трассы, а также на участках с продольным уклоном рельефа местности выше 15° укладку трубопровода следует производить методом последовательного наращивания из одиночных труб или секций (плетей) непосредственно в проектном положении трубопровода (на дне траншеи).

5.8.6. В изоляционно-укладочной колонне в холодное время года или при наличии на трубопроводе влаги необходимо иметь сушильную установку, которую располагают в головной части колонны.

5.8.7. При совмещенном способе изоляционно-укладочных работ их выполнение допускается при температуре окружающего воздуха не ниже минус 30°С в соответствии с техническими условиями на изоляционные материалы.

5.8.8. При раздельном способе производства изоляционно-укладочных работ очистку, грунтовку и изоляцию трубопровода разрешается производить при температуре окружающего воздуха минус 30° и выше, а укладку изолированного трубопровода — при температуре не ниже минус 20°С.

Преимуществом раздельного способа изоляционно-укладочных работ является то, то грунтовка имеет возможность подсохнуть и набрать адгезию.

5.8.9. При последовательной укладке в одну траншею нескольких трубопроводов должны быть приняты меры по сохранности уже уложенных трубопроводов.

5.9. Засыпка траншеи

5.9.1. Засыпка траншеи производится вслед за опуском трубопровода и выдержкой времени, необходимого для процессов полимеризации и набора адгезивной прочности изоляцией, установкой балластных грузов или анкерных устройств.

Места установки запорной арматуры, тройников, контрольно-измерительных пунктов электрохимзащиты засыпаются после их установки и приварки.

5.9.2. Перед засыпкой трубопровода, уложенного в траншею, должны быть выполнены:

проверка правильного положения трубопровода и плотного его прилегания к дну траншеи;

проверка качества изоляционного покрытия, при необходимости его исправление;

проведение работ по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений при засыпке (предусмотренных проектом);

получение письменного разрешения от заказчика на засыпку уложенного трубопровода;

выдача машинисту землеройной техники наряда-заказа на производство работ по засыпке.

5.9.3. Для предохранения изоляции укладываемого в траншею трубопровода на дне траншеи устраивают "постель" из мягкого привозного или вскрышного грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями дна траншеи. Возможно применение для этих целей карбамидных пенополимерных материалов. Постель устраивают преимущественно с помощью роторных или одноковшовых экскаваторов или роторных траншеезасыпателей. Для предохранения изоляции трубопровода от падения больших кусков породы устраивают присыпку трубопровода мягким привозным или вскрышным грунтом высотой 20 см от верхней образующей трубы.

При отсутствии мягкого грунта подсыпку и присыпку можно заменять устройством сплошной футеровки из деревянных реек или соломенных, камышовых, пенопластовых и других матов.

5.9.4. Засыпку трубопровода, уложенного в траншею, выполненную в мерзлых грунтах, осуществляют как в обычных условиях, если после укладки трубопровода непосредственно сразу после разработки траншеи и устройства подсыпки (при необходимости) грунт отвала не подвергся смерзанию. В случае смерзания грунта отвала во избежание повреждения изоляционного покрытия трубопровода его необходимо присыпать талым грунтом или мелкоразрыхленным мерзлым грунтом на высоту не менее 20 см от верха трубы. Дальнейшую засыпку трубопровода выполняют грунтом отвала с помощью бульдозера или роторного траншеезасыпателя, который способен разрабатывать отвал с

промерзанием на глубину до 0,5 м. При более глубоком промерзании отвала грунта необходимо его предварительно разрыхлить механическим или буровзрывным способом. При засыпке мерзлым грунтом над трубопроводом делают грунтовый валик с учетом его осадки после оттаивания.

5.9.5. Засыпку разработанных траншей на болотах, промерзших в зимнее время и имеющих достаточную несущую способность, осуществляют так же, как и при засыпке траншей в обычных мерзлых грунтах.

5.9.6. После засыпки трубопровода, проложенного на нерекультивируемых землях, над трубопроводом устраивают валик, высота которого должна совпадать с ожидаемой величиной осадки грунта засыпки. После засыпки трубопровода минеральным грунтом на рекультивируемых землях в летнее время его уплотняют многократными проходами гусеничных тракторов или пневмокатков. Уплотнение грунта должно осуществляться до заполнения трубопровода транспортируемым продуктом. По уплотненному грунту укладывают, затем разравнивают ранее снятый плодородный слой.

5.10. Восстановление трассы и работы по рекультивации

5.10.1. После окончания строительно-монтажных работ должны быть проведены работы по восстановлению трассы и рекультивации почвы (*техническая и биологическая*) с целью:

предотвращения или нейтрализации термической, водной и ветровой эрозии, термокарста, солифлюкции, оползней и др.;

восстановления естественного поверхностного стока и дренажной сети;

сохранения температурного режима вечномерзлых грунтов, близкого существовавшему до начала строительства;

восстановления плодородия почвы;

предотвращения процессов подтопления и заболачивания территории;

восстановления коренной растительности или антропогенных фитоценозов, предотвращения опустынивания;

обеспечения миграции оленей и других животных, сохранения мест обитания местной фауны.

5.10.2. Рекультивации подлежат:

трассы трубопроводов по всей ширине отвода;

территории временных поселков строителей после их демонтажа;

нарушенные участки поверхности на трассах временных зимних дорог;

карьеры;

территории вокруг наземных сооружений, нарушенные при строительстве;

береговые участки в местах переходов и переходы через малые реки, на которых устроены перемычки для прохода строительной техники;

участки территории, на которых развились эрозионные процессы, овраги, термокарст, солифлюкция и другие мерзлотные процессы;

оленьи пастбища, пути миграции оленьих стад;

любые другие территории в районе строительства, нарушенные в результате прохода транспортных средств, загрязненные производственными и бытовыми отходами, нефтепродуктами и др.

5.10.3. После завершения засыпки трубопровода в пустынях и полупустынях и прекращения транспортировки грузов вдоль трассы целесообразно осуществление механических приемов пескозакрепления, направленных на уменьшение ветропесчаного потока на всей полосе отвода и нарушенных участках.

5.11. Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии

5.11.1. Для сооружения электрохимической защиты промысловых трубопроводов от коррозии следует применять средства и установки катодной, электродренажной, протекторной защиты, электрические перемычки, контрольно-измерительные пункты и конструктивные узлы типовых проектов.

Выбор средств защиты осуществляется на основе технико-экономических расчетов, учитывающих коррозионную активность грунтов, фактические скорости коррозии внутренней и наружной поверхностей трубопроводов с учетом проведения защитных мероприятий при обеспечении проектного срока службы.

Необходимо применять комплексную защиту сети промысловых трубопроводов от подземной коррозии. Отдельную трубу можно защищать только при гарантии отсутствия вредных влияний ее защиты на соседние трубопроводы.

5.11.2. Оборудование, изделия и материалы, применяемые при монтаже электрохимической защиты (ЭХЗ), должны соответствовать спецификации проекта, ГОСТам и ТУ и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта, удостоверяющие качество оборудования, изделий и материалов.

5.11.3. При сооружении ЭХЗ следует соблюдать требования к монтажу отдельных видов оборудования, установленные технической документацией заводов-изготовителей, ТУ, ГОСТ 9.602–89, ГОСТ 25812–83, ГОСТ 26251–84, ГОСТ 16149–70.

5.11.4. Устройство всех установок (сооружений) ЭХЗ трубопроводов и питающих линий электропередачи, а также их включение и наладка должны быть полностью закончены к моменту сдачи трубопровода в эксплуатацию.

5.11.5. Устройства ЭХЗ трубопроводов, предусмотренные проектом, следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение не более месяца после укладки участка трубопровода, а во всех остальных случаях — до начала работы рабочих приемочных комиссий, но не позднее трех месяцев после укладки участка трубопровода.

5.11.6. Контрольно-измерительные пункты по трассе трубопровода строительная организация должна смонтировать и опробовать до проверки изоляционного покрытия способом катодной поляризации.

5.11.7. Присоединение перемычек и контрольно-измерительных проводов к другим сооружениям, а также дренажного кабеля к токоведущим частям электрифицированного рельсового транспорта (электрифицированных железных дорог, трамвая) следует производить при наличии разрешения и в присутствии представителей соответствующих эксплуатирующих организаций.

5.11.8. Кабели и провода, вводимые в установки электрозащиты, контрольно-измерительные пункты и другие электрические приборы должны быть маркированы строительно-монтажной организацией в соответствии с проектной документацией.

5.11.9. Приварку проводов установок электрохимической защиты и контрольно-измерительных пунктов к трубопроводу следует производить:

термитной или электродуговой сваркой к поверхности трубопровода — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву менее 539 МПа;

только термитной сваркой с применением медного термита к поверхности трубопровода или электродуговой сваркой к про-

дольным или кольцевым швам — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа и более.

5.11.10. При сооружении установок ЭХЗ допускаются предусмотренные в проекте следующие отклонения от мест их размещения и подключения:

для катодных станций, электродренажей и глубинных анодных заземлений — в радиусе не более 0,5 м;

для протекторов и анодных заземлителей, а также места подключения соединительного кабеля к трубопроводу и контрольно-измерительных пунктов — не более 0,2 м;

места подключения соединительных проводов и дренажных кабелей к трубопроводу должны быть не ближе 6 м от мест подключения к нему ближайшего контрольно-измерительного пункта;

при установке заземлителей, протекторов и укладке соединительных кабелей и проводов в траншее допускается увеличение проектной глубины заложения не более 0,1 м; уменьшение проектной глубины заложения не допускается.

5.11.11. По мере готовности строительно-монтажных работ по сооружению системы ЭХЗ подрядная строительно-монтажная организация должна выполнить:

измерение сопротивления изоляции кабеля, которое должно быть не менее проектных и паспортных значений;

измерение сопротивления растеканию анодных и защитных заземлений, сопротивления кабельных линий, которые не должны превышать проектных значений;

проверку стрел провисания проводов воздушных линий электропередачи, которые не должны отличаться от проектных значений более чем на ±5%.

5.11.12. Работы по опробованию необходимо осуществлять в два этапа:

индивидуальное опробование отдельных защитных установок;

комплексное опробование системы ЭХЗ от коррозии всего объекта в целом.

5.11.13. Индивидуальное опробование отдельных установок ЭХЗ по мере завершения их монтажа должна выполнить строительно-монтажная организация в присутствии представителей заказчика и заинтересованных организаций в соответствии с требованиями завода-изготовителя и проекта.

5.11.14. Индивидуальное опробование следует производить не

ранее чем через 8 дней после окончания монтажа анодного заземления. В процессе этих работ проверяют соответствие фактического значения сопротивления растеканию защитного и анодного заземлений проектным значениям и испытывают катодные установки не менее 72 часов в максимальном режиме. После 72-часового испытания должно быть проверено состояние всех узлов и элементов защитной установки, оформлен паспорт на каждую установку и составлен акт приемки оборудования заказчиком.

5.11.15. Работы по опробованию совместной ЭХЗ для двух и более объектов должна выполнять строительно-монтажная организация в присутствии представителей заказчика и заинтересованных организаций, при этом должен быть составлен акт на контрольные измерения по проверке отсутствия вредного влияния устройств защиты.

5.11.16. Работы по комплексному опробованию системы ЭХЗ, производимые для определения готовности их к вводу в эксплуатацию, осуществляются заказчиком совместно со строительной и другими заинтересованными организациями.

5.11.17. При пусконаладочных работах для каждой установки ЭХЗ необходимо производить:

определение протяженности зоны защиты и потенциалов "труба — земля" в точке дренажа каждой защитной установки при величине тока в соответствии с данными проекта;

определение потенциалов "труба — земля" в точке дренажа и силы тока защитной установки при минимальном, максимальном и промежуточном режимах выходного напряжения установки электрозащиты;

оценку влияния работы защитной установки на смежные подземные коммуникации и кабели связи при запроектированном режиме работы.

5.11.18. Фактическая протяженность защитной зоны каждой установки электрохимической защиты, определенная в процессе пусконаладочных работ для половины ее максимального выходного напряжения, должна быть не менее проектного значения; при этом потенциалы "труба — земля" в точках дренажа должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.015-74.

5.11.19. После завершения комплексного опробования системы ЭХЗ от коррозии объекта в целом необходимо составить акт рабочей комиссии о приемке законченной строительством системы ЭХЗ с рекомендациями по режим м ее эксплуатации.

5.11.20. Если данные ЭХЗ измерений свидетельствуют о недостаточной их мощности, некачественно выполненной изоляции трубопроводов или о невозможности достижения проектных параметров защитных установок при полном соблюдении требований рабочих чертежей, то заказчик, проектная организация и генподрядчик во взаимно согласованные сроки должны принять меры по обеспечению требуемой защиты трубопровода от подземной коррозии.

5.11.21. Последующую регулировку системы защиты от коррозии всего объекта в целом должна произвести эксплуатирующая организация не ранее чем через 6 месяцев после приемки ее в эксплуатацию, но не позднее чем в течение первого года ее эксплуатации.

6. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА, ОЧИСТКА, ИСПЫТАНИЕ И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

6.1. Проверка качества строительства трубопроводов. Вид и объем требуемой проверки

6.1.1. Контроль качества строительства трубопроводов, вид и объем требуемой проверки определяются требованиями ВСН.

6.1.2. Контроль качества подготовительных работ следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

В процессе подготовительных работ исполнители контролируют правильность закрепления трассы, соответствие работ по расчистке трассы от леса требованиям проекта и действующих нормативных документов лесного законодательства; соответствие фактических отметок и ширины планируемой полосы требованиям проекта; качество выполнения водопропускных сооружений; крутизну откосов при устройстве полок, насыпей, нагорных и дренажных канав; величину уклонов, ширину проезжей части, радиусов поворотов вдольтрассовых дорог; наличие разъездов; несущую способность транспортных коммуникаций.

6.1.3. Способы производства земляных работ определяются

проектным решением и должны выполняться в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

В процессе земляных работ должны контролироваться отклонения оси вырытой траншеи от разбивочной, фактическая отметка дна траншеи, фактическая отметка рекультивированной полосы, высота валика засыпки, отклонения размеров насыпи.

6.1.4. Обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов достигается:

а) проверкой квалификации сварщиков;

б) контролем исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входным контролем);

в) систематическим операционным (технологическим) контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки;

г) визуальным контролем (внешним осмотром) и обмером готовых сварных соединений (для сварных соединений, выполненных двусторонней автоматической сваркой под слоем флюса, — дополнительно по макрошлифам);

д) проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля в соответствии с табл. 6.1;

е) механическими испытаниями сварных соединений, выполненных стыковой контактной сваркой сплавлением, сваркой вращающейся дугой и паяных соединений.

Действия, направленные на обеспечение требуемого уровня качества сварных соединений трубопроводов, регламентированы разделом 8 настоящих Правил.

6.1.5. Приемочный контроль состояния изоляции законченных после строительства участков трубопроводов осуществляют в соответствии с ГОСТ 25812–83.

Если при контроле изоляции установлено ее неудовлетворительное состояние, то необходимо:

найти места повреждений и провести ремонт;

повторно испытать изоляцию.

6.1.6. Все скрытые работы должен принять заказчик, о чем составляют акт, в котором делают отметку о разрешении выполнять работы.

Для приемки скрытых работ подрядчик обязан вызвать представителя заказчика. Если представитель заказчика не явился в указанный подрядчиком срок, то последний составляет односторонний акт.

Таблица 6.1

Контроль качества сварных соединений промысловых трубопроводов при сварке плавлением

Назначение, вид трубопровода, сварного соединения	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр Ду, мм	Категория трубопровода и его участков, условия прокладки	Количество сварных соединений, подлежащих неразрушающему контролю, %			
				всего	радиографическому	ультразвуковому	магнитографическому
Промысловые трубопроводы:	$20 \leqslant P \leqslant 32$	—	В, I, II	100	100	—	—
а) газопроводы, газопроводы-шлейфы, коллекторы неочищенного газа, межпромысловые коллекторы, газопроводы, трубопроводы нефтяного попутного газа, газопроводы газлифтных систем и подачи газа в продуктивные пласты, трубопроводы нестабильного конденсата	$4 \leqslant P \leqslant 10$		В, I	100	100	—	
			II, III	100	25	Остальное	
	$2{,}5 \leqslant P < 4$		В, I	100	100	—	—
			II, III	100	25	Остальное	
	$1{,}2 \leqslant P < 2{,}5$		В	100	100	—	
			I	100	25	Остальное	
			II	25	10	Остальное	
			III, IV	10	5	Остальное	
б) нефтепроводы, выкидные трубопроводы, нефтепродуктопроводы, нефтегазосбор-	—	Ду >700	В, I	100	100	—	—
			II	100	25	Остальное	
		$300 \leqslant$ Ду $\leqslant$	В	100	50	—"—	

ные трубопроводы, трубопроводы стабильного конденсата нефтяных месторождений		700	I	100	25	—"—	
			II	25	10	—"—	
			III, IV	10	5	—"—	
		Ду< 300	B	100	25	Остальное	—
			I	25	10	—"—	
			II	10	5	—"—	
			III, IV	5	2	—"—	
в) трубопроводы заводнения нефтяных пластов, захоронения пластовых и сточных вод	**P>10**	—	I	100	50	—"—	—
			II, III	100	25	—"—	
г) трубопроводы пресной воды	P<10	—	I	25	10	—"—	—
			II	10	5	—"—	
			III, IV	5	2	—"—	
д) метанолопроводы	—	—	B	100	50	—"—	
			I	100	25	—"—	
е) трубопроводы, транспортирующие вредные среды	—	—	B	100	25	—"—	—
ж) ингибиторопроводы	—	—	I	25	10	—"—	
			II	10	5	—"—	
Сварные соединения захлестов, вваривaемых вставок и швы приварки арматуры	—	—	—	200	100	100	—
					100	—	100
Угловые сварные соединения	—	—	—	—	100	100	—

6.1.7. Промежуточной приемке с составлением актов на скрытые работы подлежат:

поверхностные и глубинные анодные заземления;

протекторные установки;

кабели, прокладываемые в земле;

контрольно-измерительные пункты, электрические перемычки;

защитные заземления установок электрохимзащиты и трансформаторного пункта;

изолирующие фланцы.

6.1.8. При осмотре и промежуточной приемке скрытых работ проверяют:

соответствие выполненных работ проекту;

качество применяемых материалов, деталей, конструкций;

качество выполнения строительно-монтажных работ.

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

6.1.10. При этом осуществляется входной контроль труб и деталей, поступающих для строительства трубопровода, в объеме, установленном техническими условиями. Проверяется наличие и содержание маркировки.

6.1.11. В каждой партии труб (выборочно, но не менее двух труб) подвергают контролю механические свойства металла в объеме, предусмотренном техническими условиями на трубы.

6.1.12. При резке труб на каждый вновь образованный конец наносят маркировку предприятия — поставщика труб (номер партии и марку стали) и заверяют клеймом ОТК предприятия — изготовителя сборочных единиц. В месте реза измеряют наружный диаметр и толщину стенки трубы.

6.1.13. Детали трубопроводов, входящие в сборочные единицы, подвергают контрольной проверке на соответствие их техническим требованиям на поставку. Проверке подлежат: паспорта на детали (на партию), подтверждающие соответствие деталей требованиям стандартов и рабочих чертежей; маркировка; наружные и внутренние поверхности на отсутствие повреждений при транспортировании и разгрузке; поверхность на отсутствие

коррозии и дефектов металла (трещин, раковин, забоин); места уплотнения и кромки под сварку на качество обработки.

6.1.14. Полученные при освидетельствовании результаты внешнего осмотра и инструментального контроля заносят в ведомость. В ведомости должны быть отмечены трубы и другие элементы, подлежащие ремонту.

6.1.15. Трубы (детали, элементы арматуры), прошедшие освидетельствование, должны быть промаркированы.

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

порядковый номер трубы (детали, элемента арматуры);

индекс категории, к которой отнесена труба (деталь, элемент арматуры) 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.

6.1.16. По результатам освидетельствования комиссия составляет акт, в котором указывается число освидетельствованных труб и число труб с различными индексами категории.

6.1.17. В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы требуют ремонта или пришли в негодность.

Материалы освидетельствования труб и предложения о привлечении к ответственности лиц, допустивших нарушения в их хранении и использовании, представляются объединению (тресту).

6.2. Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов

6.2.1. Очистку полости и испытание промысловых трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями ВСН.

6.2.2. Промысловые трубопроводы должны подвергаться очистке полости и испытанию на прочность и герметичность перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры и приборов, катод-

ных выводов, представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания промысловых трубопроводов устанавливаются рабочим проектом и проектом организации строительства (ПОС).

6.2.3. Промысловые трубопроводы должны очищаться и испытываться по специальной рабочей инструкции, за исключением промысловых нефтепроводов и нефтегазопроводов нефтяных промыслов диаметром менее 350 мм и с рабочим давлением менее 2,0 МПа, очистка полости и испытание которых должны выполняться по типовой инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному промыслу.

6.2.4. Специальная рабочая инструкция на очистку полости и испытание составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией для каждого конкретного трубопровода с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопроводов.

6.2.5. Очистку полости трубопровода выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств.

6.2.6. Промывку производят пропуском поршней-разделителей с предварительным заполнением трубопровода водой.

6.2.7. Вид испытаний (на прочность, герметичность), способ испытания (гидравлическое, пневматическое, комбинированное), величину испытательного давления, продолжительность и метод оценки результатов испытания необходимо принимать в соответствии с проектной документацией.

Проектную величину испытательных давлений определяют в соответствии с руководящими документами.

6.2.8. При испытании трубопроводов воздухом или газом, не имеющими запаха, последние должны быть предварительно одорированы.

Испытания проводятся установленной арматурой.

6.2.9. Перед началом продувки и испытания трубопровода газом или воздухом должны быть установлены и обозначены знаками безопасности зоны, указанные в табл. 6.2, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ.

6.2.10. При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены и

Таблица 6.2

Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов воздухом

Условный диаметр трубопровода Ду, мм	Радиус опасной зоны		
	при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	600	100
300 — 500	60	800	150
500 — 800	60	800	200
800 — 1000	100	1000	250
1000 — 1400	100	1000	250

Таблица 6.3

Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление испытания 8,25 МПа Радиус опасной зоны, м		Давление испытания свыше 8,25 МПа Радиус опасной зоны, м	
	в обе стороны от оси трубопровода	в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода	в обе стороны от оси трубопровода	в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода
100 — 300	75	600	100	900
300 — 500	75	800	100	1200
500 — 800	75	800	100	1200
800 — 1000	100	1000	150	1500
1000 — 1400	100	1000	150	1500

обозначены на местности знаками безопасности опасные зоны, указанные в табл. 6.3.

6.2.11. Запрещается проведение испытаний трубопроводов на прочность и продувка их в ночное время.

6.2.12. До начала продувки и испытания трубопровода необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередачи, находящихся в опасной зоне.

6.2.13. При продувке минимальные расстояния от места выпуска газа до сооружений, железных и шоссейных дорог, населенных пунктов следует принимать по табл. 6.2 настоящих Правил.

6.2.14. Продувка и испытание трубопроводов сероводородсодержащим газом запрещаются.

6.2.15. Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом. Пневматические испытания трубопроводов, ранее использовавшихся для транспортировки углеводородных взрывоопасных сред, должны проводиться только инертными газами.

6.2.16. Для наблюдения за состоянием трубопровода во время продувки или испытания должны выделяться обходчики, которые обязаны:

а) вести наблюдения на закрепленных за ними участках трубопровода;

б) не допускать нахождения людей, животных и движения транспорта в опасной зоне и на дорогах, закрытых для движения;

в) немедленно оповещать руководителя работ о всех обстоятельствах, препятствующих проведению продувки, испытания или создающих угрозу для людей, животных, сооружений и транспортных средств, находящихся вблизи трубопровода.

При испытании наземных и надземных трубопроводов размеры опасных зон, указанные в табл. 6.2, должны быть увеличены в 1,5 раза.

6.2.17. Перед вводом в эксплуатацию трубопровода с природным газом должно быть произведено вытеснение из трубопровода воздуха газом давлением не более 0,1 МПа в месте его подачи. Вытеснение воздуха можно признать законченным, когда содержание кислорода в газе, выходящем из газопровода, составляет не более 2% по показаниям газоанализатора.

6.2.18. При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться прове-

ренные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже I и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны.

Технологические процессы поднятия давления и выдержки трубопровода при испытательном давлении должны быть зафиксированы в журнале испытаний.

По эпюре испытательных давлений следует назначать точку контроля давления при испытаниях, определять расчетное давление опрессовочных агрегатов и место их расположения.

6.2.19. В процессе выдержки трубопровода под испытательным давлением обеспечивается наблюдение за показаниями приборов контроля давления и температуры воды с записью в журнале наблюдений или на диаграммную бумагу с самопишущих приборов, установленных на постах наблюдений.

6.2.20. Данные показаний приборов фиксируются в рабочих журналах наблюдений через каждый час. В рабочих журналах фиксируются также все моменты (периоды) снижения (повышения) давления.

6.2.21. В процессе гидравлических испытаний на каждом из испытываемых участков может наблюдаться постепенное снижение (повышение) испытательного давления вследствие снижения (повышения) температуры воды в трубопроводе за счет влияния теплового поля окружающей трубопровод среды.

6.2.22. Величина снижения (повышения) испытательного давления по показаниям приборов не должна отличаться от значений, определяемых по формуле (6.1) с учетом замеренных температур воды:

$$\Delta D = \frac{\Delta t(\beta_t - 2\alpha)}{\frac{Дн}{E \cdot \delta} + C}, \qquad (6.1)$$

где ΔD — изменение давления, кгс/см^2; Δt — изменение температуры, град.; β_t — коэффициент температурного расширения воды, 1/град.; α — коэффициент температурного расширения, стали, 1/град.; Дн — наружный диаметр трубопровода, мм; C — коэффициент объемного сжатия воды, $44{,}3 \cdot 10^{-6}$ см^2/кгс; E — модуль упругости стали, $2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см^2; δ — толщина стенки трубы, мм.

Коэффициенты α, C, E в области температур и давлений, при которых обычно испытывают трубопроводы, можно считать постоянными.

Коэффициент β_t зависит от температуры и может быть вычислен по эмпирической формуле (6.2):

$$\beta_t \cdot 10^5 = 6,43 + 1,7t - 0,02t^2 + 0,00016t^3. \qquad (6.2)$$

6.2.23. Протяженность испытываемых участков не ограничивается (за исключением случаев гидравлического и комбинированного испытания), когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

6.2.24. При очистке полости трубопровода или его участка необходимо проверить путем пропуска поршня или внутритрубного прибора (шаблона) проходное сечение трубопровода на возможность беспрепятственного прохождения очистных, разделительных устройств и приборов внутритрубного диагностирования.

6.2.25. Трубопроводы, имеющие участки, относящиеся к особо опасным с точки зрения экологических последствий (пересечения с реками, железными дорогами, автодорогами, другими коммуникациями, густонаселенные и промышленные зоны), должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике.

6.2.26. Необходимость внутритрубной приборной диагностики трубопровода или его участка до пуска в эксплуатацию определяется технико-экономическим расчетом на основании статистических данных о надежности трубопроводов, эксплуатирующихся в аналогичных условиях, и с учетом возможных экологических последствий от аварий.

6.2.27. В случае возникновения отказа, т. е. нарушения герметичности испытываемого участка трубопровода, вызванного разрушением труб, сварных соединений, деталей трубопроводов, запорной и распределительной арматуры, производится техническое расследование причин отказа.

После выяснения причин отказа поврежденный участок трубопровода подлежит ремонту, повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

6.2.28. Техническое расследование отказов осуществляет комиссия (при необходимости межведомственная), назначенная согласно установленному порядку.

6.2.29. Основные задачи работы комиссии:

изучение и анализ технической документации, опрос свидетелей и должностных лиц;

осмотр места отказа, проведение необходимых обмеров, составление схемы объекта в месте отказа, фотографирование отказавшего объекта, его отдельных узлов и элементов;

установление очага отказа и его описание;

установление необходимости организации технической экспертизы по вопросам, связанным с выяснением причин отказа, а также проверочных расчетов элементов или конструкций с указанием организаций или лиц, которым поручается выполнение технической экспертизы и проверочных расчетов;

определение мест отбора, отбор и отправка на обследование проб и образцов материалов или элементов конструкций, при необходимости дополнительные исследования и испытания;

анализ информации о характере разрушения, определение очага разрушения, а также установление причины отказа;

установление размера материальных потерь, причиненных отказом;

подготовка предложений и рекомендаций по ликвидации последствий отказа;

подготовка рекомендаций по предупреждению отказов в будущем.

6.2.30. Если в числе предполагаемых причин отказа может быть низкое качество труб, то в составе комиссии должен быть представитель завода — поставщика труб;

6.2.31. Организация и оплата проведения экспертизы, лабораторных исследований и других работ, связанных с расследованием отказа, а также техническое оформление материалов расследования обеспечиваются строительно-монтажной организацией, проводящей строительство и испытания объекта, на котором произошел отказ.

6.2.32. По требованию комиссии строительная организация должна быть готова предоставить следующую документацию:

проект участка трубопровода в месте отказа;

материалы исполнительной съемки;

журнал сварочных работ;

журнал изоляционных работ;

акты производства и приемки работ;

сертификаты на трубы и детали, паспорта на оборудование;

акт и журнал испытаний;

график подъема давления.

6.2.33. По результатам изучения и анализа технической документации комиссия устанавливает соответствие:

выполнения строительно-монтажных работ требованиям проекта;

применяемых при сооружении исследуемого участка трубопровода труб, оборудования, материалов требованиям проекта.

6.2.34. По результатам обследования места отказа комиссия составляет схему разрушения части трубопровода с привязкой к пикетам и с указанием следующих данных:

расположение и размеры разрушения относительно оси трубопровода;

размеры котлована (при наличии выброса грунта);

зоны теплового воздействия (в случае возгорания при отказе).

6.2.35. По результатам технического расследования комиссия составляет акт, содержащий характеристику объекта, описание места отказа, данные об очаге отказа, обоснование и указание причин отказа, сведения о потерях в результате отказа, выводы и предложения по предупреждению отказов. При необходимости дополнительных исследований металла и других материалов, проведения поверочных расчетов и прочих исследований в акте должны быть указаны соответствующие организации, которым поручается проведение этих работ.

6.2.36. Оплата материальных затрат, связанных с ликвидацией последствий отказа, производится после установления причин отказа в установленном порядке.

6.3. Приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов

6.3.1. Ввод в эксплуатацию промысловых трубопроводов должен проводиться в комплексе с системами связи, объектами технического обслуживания и ремонта трубопровода, системами измерения количества и качества перекачиваемой нефти, устройствами для предотвращения загрязнения окружающей среды и другими объектами в объеме проекта, согласованном с проектной организацией-разработчиком.

6.3.2. Ввод в эксплуатацию осуществляется после приема трубопровода в зависимости от его назначения в установленном порядке.

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

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

6.3.5. Если государственной приемочной комиссии предъявляются для приемки одновременно несколько промысловых трубопроводов, проложенных между одними и теми же площадками промысловых сооружений, то техническая документация на них может быть оформлена единой, как для одного объекта, с оформлением актов на скрытые работы для каждого трубопровода.

6.3.6. Прием в эксплуатацию промыслового трубопровода со всем комплексом сооружений проводится государственной приемочной комиссией, назначенной заказчиком. До предъявления трубопровода государственной приемочной комиссии проводится прием трубопровода рабочей комиссией, назначенной заказчиком (застройщиком). В состав рабочей и государственной комиссий включаются представители служб охраны природы, охраны труда, пожарной безопасности.

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

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

6.3.8. В случае нарушения правил приема в эксплуатацию законченных строительством объектов председатели и члены комиссии, а также лица, принуждающие к приему в эксплуатацию объектов с нарушением правил, привлекаются к ответственности в соответствии с действующим законодательством.

6.3.9. Акты приемки объектов должны быть утверждены организацией, назначившей рабочую комиссию.

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

7.1. Проходное давление в системах сбора нефти, газа и воды

7.1.1. Под проходным давлением понимается избыточное давление в определенной точке системы сбора продукции скважин, соответствующее заданному режиму движения этой продукции.

7.1.2. Проходное давление в системах нефтесбора определяется проектом и зависит от гидравлического сопротивления систем трубопроводов, а также от давления в аппаратах пунктов подготовки.

7.1.3. Проходное давление уточняется в различных точках систем сбора нефти, газа и воды после вывода системы на установившийся режим и фиксируется в регламенте работы системы сбора. Уточненное проходное давление может отличаться от проектного из-за погрешностей в гидравлическом расчете.

Уточненное проходное давление должно быть согласовано с проектной организацией и закреплено в регламенте.

7.1.4. Проходное давление в различных точках систем сбора нефти, газа и воды при нормальной эксплуатации не должно выходить за пределы изменений, установленные в регламенте.

7.1.5. Если проходное давление выходит за пределы изменений, указанные в регламенте, то это свидетельствует о неполадках в работе системы:

а) если давление превышает установленное регламентом для данной точки системы сбора, то это свидетельствует или о произведенных переключениях, не предусмотренных регламентом, или о дополнительных сопротивлениях в трубопроводах за данной точкой, появившихся в результате отложений парафина, песка, неисправности или перекрытия запорной арматуры;

б) если давление менее установленного регламентом, то это также может быть следствием выполненных переключений, но может быть следствием потери герметичности трубопровода перед или за данной точкой системы.

7.1.6. Во всех случаях изменения давления в трубопроводе обслуживающий персонал должен немедленно доложить диспетчеру, выяснить причину этих изменений и устранить ее при необходимости.

7.2. Очистка трубопроводов от парафина, воды и механических примесей

7.2.1. Организация и проведение очистки трубопровода должны включать в себя следующие основные технологические операции:

оценку состояния внутренней полости трубопровода и определение необходимости очистки;

определение вида отложений в промысловых трубопроводах и состава загрязнений в местах скоплений в газопроводах для выбора технического средства и технологии очистки;

обоснование периодичности очисток промыслового трубопровода или его участка, а также метода очистки (механической, химической, термической и комбинированной);

производство работ по очистке трубопровода;

оценку и регистрацию результатов очистки.

7.2.2. Оценка состояния внутренней полости трубопровода, определение вида отложений в трубопроводе, обоснование периодичности очисток трубопровода проводятся на основании данных контрольной очистки, которая проводится перед введением в практику эксплуатации трубопровода регулярной очистки.

7.2.3. Методы и сроки очистки определяются по фактическому состоянию участков трубопровода.

Если целью очистки полости трубопровода является восстановление его гидравлического сопротивления, то процесс очистки выполняют при:

$$(\Delta P_n - \Delta P_0)/\Delta P_0 \geqslant 0,06,$$

где ΔP_n — фактический перепад давления на данном участке трубопровода в анализируемый период времени, МПа; ΔP_0 — теоретический перепад давления при заданном режиме работы на данном участке трубопровода, МПа.

Если целью очистки является удаление осадков, способствующих интенсификации коррозионных процессов, то очистку выполняют по мере необходимости, исходя из данных и опыта эксплуатации.

7.2.4. Очистка полости трубопроводов при их эксплуатации должна выполняться специально подготовленным персоналом по инструкциям, разработанным производственным объединением. Инструкции должны предусматривать: организацию работ по пропуску очистных устройств, технологию пуска и приема очистных устройств, методы и средства контроля за прохождением очистных устройств, требования безопасности и противопожарные мероприятия.

7.2.5. Выбор очистных устройств проводится по их техническим характеристикам с учетом конструкции конкретного трубопровода и в зависимости от вида отложений и загрязнений.

Для удаления скоплений воды, газа, мазеобразных и рыхлых парафиновых отложений используются разделители: шаровые

(РШ); манжетные (РМ-ПС), очистные поршни (ОПРМ), разделители с полиэтиленовыми манжетами, цилиндрические (ДЭК, ДЭК-РЭМ) и др.

Очистные скребки универсальны в применении, обеспечивают высокое качество очистки от твердых парафиновых и других отложений. К ним относятся: скребки щеточные (ЩС, ЩСП), гибкие размывающие вращающиеся скребки (ГРВС), скребки многоцелевые рессорные (СМР) и др.

7.2.6. Пропуск очистного устройства допускается при скоростях потока выше 0,3 м/с. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скоростях до 2 м/с для нефтепроводов и 4–7 м/с — для газопроводов.

7.2.7. Для удаления воды и конденсата газопровод должен быть оборудован дренажными устройствами или конденсатосборниками, устанавливаемыми в местах регулярного их скопления.

Конденсатосборники должны периодически освобождаться от конденсата в передвижные емкости, а также возможна перекачка конденсата насосом в ближайший нефтепровод.

Наземная часть конденсатосборника помещается в кожухе с запирающимся устройством для исключения доступа посторонних лиц.

7.2.8. Для размыва и выноса образовавшихся скоплений из трубопровода потоком транспортируемой жидкости необходимо увеличить скорость перекачки выше выносной скорости потока, определяемой экспериментально.

7.2.9. Сооружения для сбора, хранения и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений и их ограждения должны быть исправными и исключать доступ посторонних лиц, на ограждениях должны вывешиваться предупредительные плакаты и знаки.

7.2.10. Очистка полости трубопровода должна выполняться по инструкциям, утвержденным главным инженером нефтегазодобывающего управления (НГДУ) при наличии наряда-допуска и под руководством ответственного работника цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ). Сроки проведения этих работ должны быть согласованы с диспетчером центральной инженерно-технической службы (ЦИТС) НГДУ.

7.2.11. Инструкция на проведение очистки полости трубопровода должна предусматривать: организацию очистных работ; технологию пуска и приема очистного устройства (включая пе-

реключение запорной арматуры); методы и средства устранения отказов оборудования; требования техники безопасности и противопожарные мероприятия; вопросы утилизации вынесенных при очистке загрязнений.

7.2.12. Приказом по управлению из состава ИТР назначаются ответственные по постам за безопасное проведение работ по пуску и приему очистных устройств, определяются составы бригад, закрепленные за постами, с указанием фамилий и должностей.

7.2.13. Переключение технологических линий при пуске, приеме и пропуске очистных устройств выполняется эксплуатационным персоналом по указанию руководителя работ.

7.2.14. Руководитель работ проводит инструктаж на рабочих местах с разъяснением обязанностей и порядка проводимых операций каждому работнику, участвующему в пуске и приеме очистных устройств. Проведение инструктажа оформляется в специальном журнале в соответствии с пп. 10.24–10.28.

7.2.15. Очистное устройство разрешается пускать при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии с пп. 10.24–10.28, устойчивой связи между узлами пуска и приема очистного устройства, постами по трассе, диспетчерской службой управления, журнала регистрации данных по проведению работ.

7.2.16. Во время проведения очистных работ категорически запрещается:

проведение каких-либо ремонтно-строительных работ в охранной зоне трубопровода;

присутствие на площадках пуска и приема очистных устройств, линейных задвижек или кранов очищаемого участка трубопровода лиц, не участвующих в проведении очистных работ; переезд трассы трубопровода транспортом и механизмами.

7.2.17. Все виды очистки трубопроводов сопровождаются соответствующими записями в журналах технического обслуживания.

7.3. Уход за трассой трубопроводов. Технический коридор. Патрульная служба. Связь

7.3.1. Трасса подземных промысловых трубопроводов определяется направлением и размерами технического коридора. Под техническим коридором трубопроводов понимается групповая упорядоченная укладка трубопроводов одинакового и различного назначений.

7.3.2. Трасса подземных трубопроводов через каждый километр и в местах поворота должна быть закреплена на местности постоянными знаками высотой 1,5–2 м. Знак должен содержать информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

7.3.3. Закрепительные знаки должны быть также установлены на переходах через естественные и искусственные препятствия. Двумя знаками, по одному с каждой стороны, по створу трассы закрепляются:

пересечения автомобильных дорог I...III категорий;

переходы через крупные овраги при ширине более 50 м;

переходы через каналы;

переходы через реки с шириной зеркала воды в межень более 10 м.

7.3.4. На обоих берегах перехода шириной в межень более 100 м должны быть установлены реперы, к которым производится высотная привязка по результатам промеров при каждом обследовании перехода. Реперы должны быть установлены в незатопляемой зоне с гарантией их сохранения при возможных разрушениях берегов и повреждениях при ледоходе.

При ширине реки до 100 м допускается установка одного репера.

7.3.5. С целью обеспечения надежности подводных переходов через судоходные и сплавные водные пути необходимо вести контроль за деформацией берегов в створе переходов, изменением русловой части водоема и относительным положением трубопровода.

7.3.6. Арматура на нефтепроводах должна иметь площадки обслуживания, ограждения и надписи с номерами согласно оперативной схеме, указатели направления вращения на закрытие и открытие, а также указатели положений с надписями: “Закрыто” и “Открыто”.

7.3.7. К любой точке трассы промысловых трубопроводов (ПТ) должна быть обеспечена возможность доставки людей, транспортных средств и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных работ, при этом должны максимально использоваться дороги общего пользования. Бровки дорог в охранной зоне для проезда автотранспорта, обслуживающего трубопровод, должны находиться не ближе 10 м от оси трубопровода.

Крутые склоны должны быть спланированы, через ручьи и

речки при отсутствии переезда сооружены мосты для прохождения техники.

7.3.8. Трасса несельскохозяйственного назначения в пределах 3 м от оси крайнего трубопровода должна периодически расчищаться от поросли и содержаться в надлежащем противопожарном состоянии. При наличии ЛЭП вдоль трассы ширина последней определяется "Правилами устройства электроустановок".

7.3.9. Для защиты траншеи от размыва и оголения необходимо предусмотреть сток поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград.

Развивающиеся овраги и промоины, расположенные в охранной зоне и в стороне от трассы, которые при своем развитии могут достичь трубопровода, должны укрепляться.

7.3.10. Для трубопроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги, ручьи, обязательно устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного расхода воды.

7.3.11. При пересечении трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует предусматривать в местах их пересечения глиняные (или из другого подобного материала) перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и размыв трубопровода.

7.3.12. По всей трассе в процессе эксплуатации должна поддерживаться проектная глубина заложения трубопроводов, указанная в п. 3.1.21 настоящего документа.

Фактическая глубина заложения должна контролироваться:

визуально — 2 раза в год (весной, осенью);

трассоискателем или шурфованием — 1 раз в 3 года;

на пахотных землях — 1 раз в год.

7.3.13. Для ухода за трассой, периодического осмотра трассы и сооружений трубопроводов, выявления утечек нефти и других нарушений и неисправностей, контроля за состоянием переходов через естественные и искусственные преграды должна быть создана патрульная служба.

7.3.14. При необходимости и экономической целесообразности для указанных целей может быть применено воздушное патрулирование.

7.3.15. Связь патрульной службы с диспетчером цеха, НГДУ осуществляется посредством носимой или мобильной радиостанций.

7.4. Охранные зоны. Знаки безопасности

7.4.1. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов частично или полностью подготовленной нефти должны быть установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с "Правилами охраны магистральных трубопроводов":

вдоль трасс трубопроводов — в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны;

на землях сельскохозяйственного назначения охранная зона ограничивается условными линиями, проходящими в 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

вдоль трасс многониточных трубопроводов — в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 50 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны;

вдоль подводных переходов трубопроводов — в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

7.4.2. В охранных зонах трубопроводов должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению, в том числе запрещающие:

перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов;

открывать калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений; узлов линейной арматуры, станций катодной и дренажной защиты, линейных и смотровых колодцев и других линейных устройств, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;

устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта;

бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лопатами, волокушами и тралами, производить дноуглубительные и землечерпательные работы;

размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

7.4.3. В охранных зонах трубопроводов сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

возводить любые постройки и сооружения;

высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;

сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды.

На территории охранной зоны нефтегазопроводов не допускается:

устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте и реконструкции по плану производства работ, утвержденному руководителем предприятия;

производство мелиоративных земляных работ, сооружение оросительных и осушительных систем;

производство всякого рода горных, строительных, монтажных, взрывных работ, планировка грунта;

производство геологосъемочных, поисковых, геодезических и других изыскательских работ, связанных с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта.

7.4.4. Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за эксплуатацию трубопровода, в обязанности которого входит внесение всех изменений, касающихся строительства объектов в охранной зоне, пересечений с трубопроводами и коммуникациями другого назначения и конструктивных изменений объектов трубопроводов в процессе ремонта и реконструкции в исполнительную документацию.

7.4.5. На трассе трубопровода должны быть установлены знаки безопасности. Сигнальные цвета и знаки безопасности предназначены для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности, а также для необходимой информации.

7.4.6. ГОСТ 12.4.026–76 устанавливает четыре группы знаков безопасности (запрещающий, предупреждающий, предписывающий, указательный), регламентирует назначение и порядок их применения.

7.4.7. Места расположения знаков безопасности, их номера и размеры, а также порядок применения поясняющих надписей к знакам безопасности устанавливает руководство предприятия по согласованию с соответствующими органами государственного надзора.

7.4.8. Знаки безопасности должны контрастно выделяться на окружающем их фоне и находиться в поле зрения людей, для которых они предназначены. Знаки безопасности должны быть расположены с таким расчетом, чтобы они были хорошо видны, не отвлекая внимания работающих, и сами по себе не представляли опасности.

7.4.9. Предупреждающие сигнальные знаки должны быть установлены по обеим сторонам охранной зоны на подводных переходах в соответствии с требованием Устава внутреннего водного транспорта на расстоянии 100 м от оси трубопровода и подводного кабеля и должны соответствовать ГОСТу.

7.4.10. Дорожные знаки, запрещающие остановку транспорта, должны быть установлены в местах пересечения трубопровода с автомобильными дорогами всех категорий по согласованию с органами Госавтоинспекции:

на переходах через реки — на границе охранной зоны трубопровода, но не ближе 100 м от оси;

на пересечениях с автодорогами I, II, III класса — на расстоянии 300 м от оси трубопровода;

на пересечениях с проселочными и прочими дорогами — на расстоянии 100 м от оси.

7.4.11. Предупредительные знаки, означающие: “Остановка транспорта запрещена”, и другие подобного содержания должны применяться для ограждения мест утечки продукта, ремонтируемых участков, мест размыва и т. п.

7.4.12. На местах и участках, являющихся временно опасными, следует устанавливать переносные знаки безопасности и временные ограждения, окрашенные лакокрасочными материалами сигнальных цветов (в соответствии с ГОСТ 12.4.026–76).

7.5. Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов

7.5.1. Наружный осмотр трубопроводов

7.5.1.1. При эксплуатации промысловых трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием трассы трубопроводов, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли.

7.5.1.2. Периодичность осмотра трубопровода путем обхода, объезда или облета устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

При обходах, объездах и облетах должны соблюдаться соответствующие правила безопасности.

7.5.1.3. При осмотре трассы должно быть обращено особое внимание на:

выявление возможных утечек нефти по выходу на поверхность;

выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;

выявление оголений, размывов, оползней, оврагов и т. п.;

состояние подводных переходов через реки, ручьи, овраги;

состояние воздушных переходов через различные препятствия;

состояние пересечений с железными и автомобильными дорогами;

появление неузаконенных переездов;

состояние вдольтрассовых сооружений (*линейных колодцев*, защитных противопожарных и противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков).

7.5.1.4. При осмотре наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж арматуры, антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций) следует обращать внимание:

на показания приборов, по которым осуществляется контроль за давлением в трубопроводе;

герметичность незаглубленных участков трубопроводов, мест выхода из земли трубопроводных узлов, сварных и фланцевых соединений на запорной арматуре, воздушных переходов через реки, ручьи, овраги;

утечки транспортируемой продукции из кожухов пересечений с железными и автомобильными дорогами.

7.5.1.5. Результаты осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале.

7.5.1.6. Трубопроводы должны подвергаться, кроме требований, указанных в пп. 7.5.1.1–7.5.1.5, контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

7.5.1.7. 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;

правильности 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.

7.5.1.8. При контрольном осмотре наружный осмотр выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов трубопроводов с частично подготовленной нефтью, нефтепроводов, газопроводов, водоводов низкого и высокого давления проводится путем вскрытия и выемки грунта, снятия с трубопровода изоляции на длине 2 м. Наиболее подверженные коррозии участки устанавливаются службой технического надзора НГДУ из расчета два участка на 1 км длины трубопровода, но не менее одного участка на каждый трубопровод (одного диаметра).

7.5.1.9. Контрольные осмотры трубопроводов, проложенных на эстакадах, допускается проводить без снятия изоляции. Однако при наличии каких-либо сомнений в состоянии стенок или сварных швов трубопроводов (наружные потеки, отслаивание

или вздутие изоляции) изоляция должна быть полностью или частично удалена по указанию работника отдела технического надзора.

7.5.1.10. Контрольные осмотры трубопроводов, подверженных вибрации, их опор, эстакад, фундаментов должны проводиться в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов с замером уровня вибрации и устанавливаться техническим руководством предприятия, но не реже одного раза в 6 месяцев. Выявленные дефекты подлежат немедленному устранению.

7.5.1.11. Контрольный осмотр трубопроводов, проложенных в непроходных каналах или бесканально, приурочивается к проведению ревизии этих трубопроводов.

7.5.1.12. При контрольных осмотрах трубопроводов необходимо замерять толщину стенок труб и глубину язв на теле труб и в сварных швах (внутренняя коррозия) с помощью ультразвукового или радиоизотопного толщиномера.

7.5.1.13. Если при контрольных осмотрах трубопровода обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в нем должно быть снижено до атмосферного, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

Если для устранения дефекта необходимо проведение огневых работ, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к производству ремонтных работ в соответствии с указаниями "Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах" (утв. Госгортехнадзором России) и дефекты устранены.

За своевременное устранение дефектов отвечает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.5.1.14. Если при контрольном осмотре трубопровода будут обнаружены значительные дефекты или признаки интенсивной коррозии, регламентируемые разделом 7.5.4, все трубопроводы, находящиеся на данном объекте со сходными коррозионными средами и условиями эксплуатации, подлежат дополнительному досрочному осмотру.

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

7.5.1.16. Результаты контрольных осмотров и замеров толщин стенок всех трубопроводов должны фиксироваться в до-

кументах соответствующих служб технического надзора и вноситься в паспорт трубопроводов.

7.5.1.17. По результатам осмотров и замеров дается заключение о состоянии трубопроводов. Если обнаружено, что толщина стенки труб или другой детали под действием коррозии или эрозии уменьшилась сверх допустимой (см. раздел 7.5.4), возможность дальнейшей работы трубопровода должна быть проверена расчетом. При наличии на поверхности металла или в зонах сварных швов трещин, вздутий, язв, раковин должна быть проведена выборочная ревизия этого трубопровода.

7.5.2. Ревизия трубопроводов

7.5.2.1. Основным методом контроля за надежной и безопасной работой выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов, технологических трубопроводов, трубопроводов подготовленной нефти, водоводов низкого и высокого давления, газопроводов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, их элементов и деталей.

Ревизии проводит служба технического надзора совместно с механиками и начальниками цехов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

7.5.2.2. 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 в период между ревизиями (табл. 7.1).

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

Как правило, ревизия должна быть приурочена к плановопредупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

7.5.2.3. Выбор участков для ревизии осуществляет служба технического надзора и утверждает главный инженер НГДУ. При этом следует намечать участки минимальной протяженности, работающие в наиболее тяжелых условиях (наличие скоплений пластовой воды, расслоенные режимы течения, низкие скорости, наличие эрозийных материалов, осадков, вибрации и др.), а также тупиковые и временно не работающие участки.

Таблица 7.1

Периодичность ревизии трубопроводов

Объект ревизии	Периодичность ревизий трубопроводов по категориям			
	I	II	III	IV
Трубопроводы на расстоянии менее 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
Трубопроводы на расстоянии более 200 м от мест обслуживания людьми	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 8 лет

7.5.2.4. Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ, предусмотренных "Правилами безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности". На работающих трубопроводах допускается проводить ультразвуковую толщинометрию.

7.5.2.5. 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;

объемы работ при ревизии трубопроводов определяет отдел технического надзора.

7.5.2.6. Механические свойства металла труб проверяются, если коррозионное действие среды может вызвать их изменение. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора.

7.5.2.7. Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода (прил. 1) и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт ревизии (прил. 3). Акт ревизии утверждает главный механик НГДУ. Работы, указанные в акте ревизии, подлежат обязательному выполнению в заданные сроки.

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

7.5.2.9. 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.

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

7.5.2.11. 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.

7.5.2.12. Ремонтные и сварные работы должны производиться в соответствии с нормами и правилами безопасности (см. разделы 7, 8 настоящих Правил).

7.5.2.13. Все участки трубопроводов, подвергавшиеся разборке, резке и сварке, после сборки подвергаются испытаниям на прочность и плотность в соответствии с разделом 7.5.5.

7.5.3. Диагностика промысловых трубопроводов

7.5.3.1. В процессе эксплуатации и при ремонтах промысловых трубопроводов необходимо проводить диагностику их технического состояния.

7.5.3.2. Вид и объем диагностических обследований ПТ определяет техническая служба НГДУ в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов.

7.5.3.3. Диагностические обследования ПТ проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО) или может привлекаться и со стороны.

7.5.3.4. Периодичность диагностики устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков ПТ, но она не должна быть реже:

одного раза в год	— для трубопроводов	I категории;
одного раза в 2 года	— „ —	II категории;
одного раза в 4 года	—„ —	III категории;
одного раза в 8 лет	—„ —	IV категории.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

7.5.3.5. Оценка состояния контролируемого участка ПТ может осуществляться одним или несколькими методами технической диагностики, классифицированными ГОСТ 18353 87, с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого

объекта и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля внутрипромысловых трубопроводов являются:

ультразвуковой (ГОСТ 14782–86);
радиографический (ГОСТ 7512–82);
акустический (ГОСТ 20415–82).

В качестве вспомогательного метода контроля можно использовать магнитопорошковый метод (ГОСТ 21105–87).

7.5.3.6. Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля должны определяться в каждом конкретном случае с учетом технологичности средств технической диагностики, разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

7.5.3.7. Работы по диагностике внутрипромысловых трубопроводов должны выполняться с применением портативных приборов неразрушающего контроля, передвижных лабораторий дефектоскопии и в стационарных лабораториях с необходимым приборным обеспечением.

7.5.3.8. При определении коррозионного износа трубопроводов следует использовать ультразвуковой, визуальный и визуально-оптический методы контроля с помощью приборов: УТ–93П, УТ–96, ЛП–1, ЛАЗ, лупы Польди и пр.

7.5.3.9. При проведении диагностических обследований состояния внутренней поверхности трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии следует руководствоваться РД “Прогнозирование максимальной глубины коррозии и времени до появления сквозных повреждений трубопроводов по данным ультразвуковой толщинометрии”.

Оценка максимальной глубины коррозионного разрушения и наработки трубопровода до отказа (свища) осуществляется путем периодического измерения толщины стенки на контрольных отрезках обследуемого трубопровода и статистической обработки результатов измерений. Работы выполняются в следующей последовательности:

выделение на обследуемом трубопроводе границ однородных по условиям коррозии участков в соответствии с СТП 51.00.021–85;

определение мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка. В среднем

один контрольный отрезок длиной 3,5–4 м должен приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода;

подготовка к проведению измерений, включающая удаление изоляции на контрольных отрезках трубопроводов наземной и надземной прокладки или вскрытие подземного трубопровода и удаление изоляции на длине контрольного отрезка;

проведение измерений и обработка результатов;

восстановление изоляции и засыпка шурфа. На трубопроводах наземной и надземной прокладки и незаглубленных участках подземных трубопроводов рекомендуется обустроить контрольные отрезки для периодического измерения толщин стенок;

графики проведения обследований должны составляться службой технического контроля предприятия и утверждаться его руководителем;

результаты обследования и прогнозирования должны заноситься в паспорт трубопровода.

7.5.3.10. При определении изменений структуры и свойств металла элементов трубопровода следует использовать электромагнитные структуроскопы (МФ–32 КЦ и им подобные).

7.5.3.11. При определении местоположения утечек в трубопроводах следует использовать акустический метод контроля (прибор НЗЭ002).

7.5.3.12. Радиографический контроль можно проводить только в случае, если контролируемый трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта.

7.5.3.13. В проведении работ при неразрушающем контроле необходимо пользоваться контрольными и эталонными образцами, изготовленными в соответствии с рекомендациями по применению методов контроля.

7.5.3.14. Контроль качества наружных изоляционных покрытий внутрипромысловых трубопроводов следует проводить в соответствии с ГОСТ 25812–83 “Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии”, применяя прибор УКИ-1, или осмотром изоляционного покрытия (в том числе и по нижней образующей трубопровода) в шурфах. Шурфованию подлежат участки, на которых возможна коррозионная ситуация, выявленная при анализе статистических данных технической службы НГДУ.

7.5.3.15. При определении коррозионного поражения по нижней образующей трубы измерение следует проводить по дуге в 30° в нижней части трубы через 7–10 мм.

7.5.3.16. При аварии с выходом нефти следует провести обследование трубопровода по обе стороны от места утечки на расстоянии не менее 1 м с использованием средств толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии для обнаружения канавочной коррозии при выходе продукта в нижней части трубы и язвенной коррозии — в случае выхода продукта в другом месте.

При обнаружении коррозионного поражения в контролируемой зоне контроль следует продолжать до момента, когда на расстоянии 1 м не будет обнаружено дефектов.

7.5.3.17. Сварные соединения трубопроводов внутрипромысловых систем с толщиной стенок труб от 4 до 30 мм, выполненные автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением, следует контролировать радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).

7.5.3.18. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом должен осуществляться после визуального и инструментального контроля, сварные соединения могут подвергаться также дополнительной проверке магнитопорошковым или цветными методами, при этом контролю подвергается поверхность шва и прилегающие к нему зоны шириной по 20 мм в обе стороны от шва.

7.5.3.19. Для проведения визуального контроля сварного соединения следует применять оптические приборы с увеличением до 10 (например, лупы ЛП1, ЛАЗ, ЛА114, ЛПШ474 и др.).

7.5.3.20. При магнитопорошковом контроле используют дефектоскопы типа ПМД-70, а при магнитолюминесцентном дополнительно применяют ультрафиолетовый облучатель (например, типа КД–33Л).

7.5.3.21. Для проведения рентгено- и гаммаграфирования применяют отечественные рентгеновские аппараты и гамма-дефектоскопы. Для контроля сварных соединений трубопроводов наиболее распространены рентгеновские аппараты импульсного типа (например, МИРА–1Д, 2Д, 3Д, НОРА, АРИНА–01, 02 и др.).

7.5.3.22. Для проведения неразрушающего контроля сварных соединений ультразвуковым методом следует использовать эхо-

импульсные ультразвуковые дефектоскопы следующих типов: ДУК-66ПМ, УД-11ПУ, УД2-12, УД2-17. В цеховых условиях можно также использовать дефектоскопы УД-10УА и УД-11УА.

7.5.3.23. Ультразвуковой контроль сварных соединений трубопроводов диаметром от 100 до 325 мм проводится с помощью держателей-преобразователей ДП 100-275С, ДП 100-325С.

7.5.3.24. Для настройки аппаратуры при ультразвуковом контроле должны изготавливаться стандартные образцы. Диаметр и толщина стандартных образцов должны соответствовать диаметру и толщине труб, сваренных в трубопровод.

7.5.3.25. При оценке разности твердости околошовной зоны и твердости основного металла труб электромагнитным методом можно применять приборы типов КИФМ-1, МФЗ1КЦ.

7.5.3.26. Технологию контроля сварных соединений и оформление результатов контроля следует проводить в соответствии с РД 39-0147014-555-89.

7.5.3.27. Трубы, используемые для замены поврежденных участков внутрипромысловых трубопроводов при ремонтно-восстановительных работах, должны быть предварительно проверены на отсутствие дефектов и их соответствие имеющимся заводским сертификатам.

7.5.3.28. Диагностический контроль трубопроводов осуществляется специально подготовленными дефектоскопистами, которые должны иметь соответствующие удостоверения и проходить периодическую аттестацию. Приборы и испытательные образцы для неразрушающего контроля должны проходить периодическую проверку.

7.5.3.29. Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях. Журнал — первичный документ, где регистрируются результаты контроля. Сведения в журнал заносит оператор. Заключение — конечный документ (оформляется при сдаче). Форма журнала и заключения устанавливается технической службой НГДУ.

В журнале и заключении фиксируются следующие сведения:

наименование трубопровода;

номер испытательной схемы (координаты контролируемого участка);

диаметр, толщина стенки трубопровода, марка стали;

год ввода в эксплуатацию;

тип изоляционного покрытия;

наличие ЭХЗ;
режим работы трубопровода;
тип и заводской номер прибора;
вид документации, по которой проводился контроль;
параметры контроля;
тип стандартного образца для настройки прибора;
координаты и характеристики обнаруженных дефектов;
оценка качества контролируемого объекта;
даты проведения контроля и выдачи заключения;
фамилия и подпись дефектоскописта;
фамилия и подпись руководителя контрольной службы.

7.5.4. Нормы отбраковки трубопроводов

7.5.4.1. Трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке в следующих случаях.

А. Если в результате ревизии окажется, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки их уменьшилась и достигла величины, определяемой по формулам:

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha Дн}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} \geqslant 0,75;$$

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha Дн}{2(0,9R_2^н \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} < 0,75,$$

где $\delta_{отб}$ — толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации; P — рабочее давление в трубопроводе, Па; Дн — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м; n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2; R_1 — расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, Па, определяемое по формуле: $R_1 = R_1^н \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$; α — коэффициент несущей способности; α=1 для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы; для отводов гладких и сварных α=1,3 при отношении радиуса гиба трубы R к наружному диаметру Дн=1; α=1,15 при $\frac{R}{Дн}$=1,5; α=1,0 при $\frac{R}{Дн}$=2 и более; $R_1^н$ — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па (табл. 7.2); $R_2^н$ — нормативное сопро-

Таблица 7.2

Механические характеристики трубопроводных сталей

ГОСТ на трубы	Марка стали	$R_1^н$, МПа	$R_2^н$, МПа
8731–74	10	353	216
	20	412	245
	10Г2	471	265
8733-74	10	350	206
	20	412	245
	10Г2	421	245
10705–80 (в термообработанном состоянии)	10	333	206
	ВСт3сп	372	225
	20	412	245
10705–80 (без термообработки)	10	333	Согласно сертификату или результатам испытаний
	ВСт3сп	392	
	15, 20	372	
550–75	20	431	255
	10Г2	470	260
	15Х5	392	216
	15Х5М	392	216
	15Х5ВФ	392	216
	15Х5МУ	588	412
	12Х8ВФ	392	167
9940–81	08Х18Н10Т	520	Согласно сертификату или результатам испытаний
	12Х18Н10Т	529	
	10Х17Н13М2Т	529	
9941–81	08Х18Н10Т	549	То же
	12Х18Н10Т	549	
	10Х17Н13М2Т	529	
ТУ 14–3–460–75	12Х1МФ	441	260

Критерии от

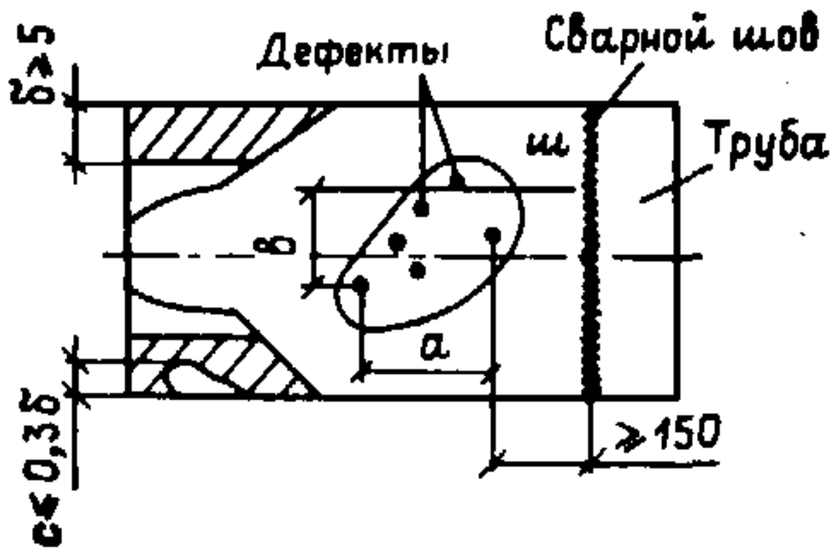
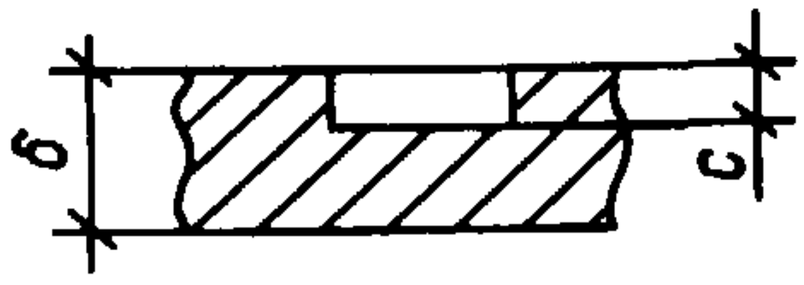
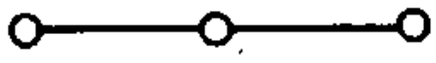
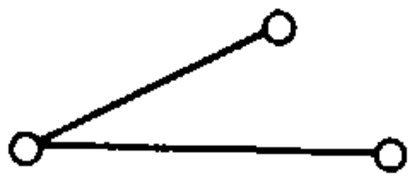
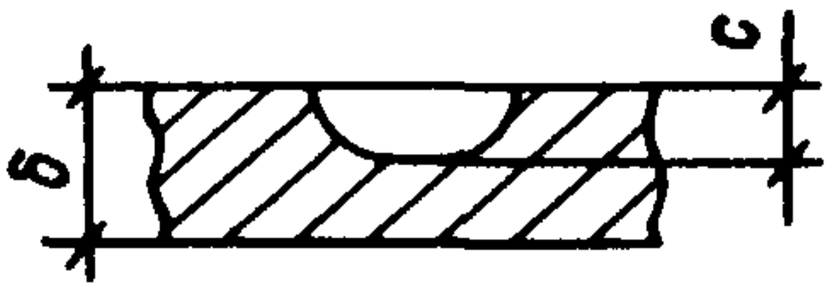
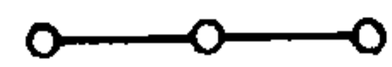
Вид повреждения	Расстояние между ближайшими повреждениями, мм	Расстояние между ближайшими повреждениями и сварным швом, мм	Минимальная толщина стенки трубы δ, мм
Одиночные коррозионные язвы, точки, пятна, механические риски, царапины, задиры, забоины на поверхности трубы	Не менее длины наибольшего из повреждений	Не менее 150	5
 Схема определения размеров повреждений (а, в, с)			
Одиночные язвы сферической формы 	На одной линии не менее 5δ  В остальных не менее 10δ 	Не менее 100	5

Таблица 7.3

браковки труб

Максимальная глубина повреждения с, мм	Максимал. протяжен. поврежд. по образующей трубы (вдоль трубы) а, мм	Максим. протяжен. поврежд. по направлению трубы (поперек трубы) в, мм	Вид восстановления и условное обозначение	Примечание
До 30% От δ	60δ 45δ 30δ 25δ	10δ 15δ 20δ 25δ	Зачистка поверхности, шлифовка Ш	Максимальная глубина повреждения уменьшается в два раза в случае равномерной коррозии
До 20% От δ	110δ 95δ 80δ 65δ 50δ	10δ 15δ 20δ 25δ 30δ		
При оставшейся толщине стенки не менее 5	20	20	Наплавка металла Н	Одиночными считаются повреждения, расстояние между которыми превышает длину наибольшего из повреждений. В противном случае повреждения рассмат-

Вид повреждения	Расстояние между ближайшими повреждениями, мм	Расстояние между ближайшими повреждениями и сварным швом, мм	Минимальная толщина стенки труб δ, мм
Одиночные язвы цилиндрической формы 	На одной линии не менее 2δ  В остальных не менее 5δ		
Язвы сферические	На одной линии ближе 5δ, в остальных ближе 10δ	Не менее 150 от поперечного шва	5

Продолжение табл. 7.8

Максимальная глубина повреждения c, мм	Максимал. протяжен. поврежд. по образующей трубы (вдоль трубы) a, мм	Максим. протяжен. поврежд. по направлению трубы (поперек трубы) в, мм	Вид восстановления и условное обозначение	Примечание
				риваются как групповые, равные суммарной длине входящих в него повреждений. Глубина группового повреждения в целом определяется по максимальной глубине одного повреждения
Любая	При D50 219, 245, 273; 100, 325, 351, 377; 150 D426		Приварка заплат 3	Трубы, восстановленные приваркой заплат и муфт, рекомендуется реализовать сторонним организациям

Вид повреждения	Расстояние между ближайшими повреждениями, мм	Расстояние между ближайшими повреждениями и сварным швом, мм	Минимальная толщина стенки труб δ, мм
Язвы цилиндрические	На одной линии ближе 2δ, в остальных ближе 5δ		
Групповые язвы, сплошная коррозия по периметру трубы		Не менее 150 от поперечного шва	5
Равномерная ручейковая коррозия			Не ограничено
Групповые коррозионные повреждения, механические риски, царапины, задиры, забоины	До 200	До 150	
Трещины, свищи, пробоины	Любое	Любое	Не ограничено
Вмятины без повреждения металла трубы и с любыми царапинами, задирами, свищами и другими повреждениями	То же	То же	То же
Гофры	" "	" "	" "

Продолжение табл. 7.9

Максимальная глубина повреждения с, мм	Максимал. протяжен. поврежд. по образующей трубы (вдоль трубы) а, мм	Максим. протяжен. поврежд. по направлению трубы (поперек трубы) в, мм	Вид восстановления и условное обозначение	Примечание
Любая	100 При D219, 245; 150 D273, 200, 325, 351, 377; 300 D425		Приварка муфты М	
Любая			Восстановлению не подлежит	Участки труб рекомендуется вырезать и сдать в металлолом
Более допустимых размеров дефектов, подлежащих шлифовке			То же	То же
Любых размеров			» »	» »
То же			» »	» »
» »			» »	» »

тивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па (табл. 7.2); m_1 — коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8; m_2 — коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов — 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей — 0,75; для инертных жидкостей — 0,9; m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промысловых трубопроводов принимается равным 1; k_1 — коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1=0,8$, для сварных труб из углеродистой и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1=0,85$.

Полученная величина отбраковочного размера не может быть меньше указанной ниже:

наружный диаметр Дн, мм	≤108(114)	≤219	≤325	≤377	>426
наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Б. Если в результате коррозии или эрозии за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров.

В. Если во время ревизии обнаружены дефекты в их стенке в виде сферических, цилиндрических язв, трещин, свищей, пробоин, вмятин, гофр, рисок, царапин, наличие которых по условиям табл. 7.3 требует отбраковки элемента трубопровода.

Г. Если механические свойства материала изменились и не удовлетворяют требованиям проекта.

Д. Если при обследовании сварных швов обнаружены следующие дефекты, не подлежащие исправлению:

трещины длиной более 50 мм в сварном шве или в околошовной зоне основного металла;

непровары размером более 10% от толщины стенки.

7.5.4.2. Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем НГДУ в соответствии с ин-

струкцией и графиком, утвержденными главным инженером НГДУ.

7.5.4.3. Фланцы отбраковывают:

при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;

наличии раковин, трещин и других дефектов;

уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

7.5.4.4. Литые изношенные корпуса задвижек, вентили, клапаны и литые детали нефтепроводов отбраковывают:

если уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;

если толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, чем указаны в табл. 7.4.

Таблица 7.4

Предельные отбраковочные значения толщин стенок корпуса арматуры

Условный диаметр Ду, мм	80	200	400	500	700	800	1000	1220
Предельная отбраковочная толщина стенки, мм (при $P_{раб}$=10 МПа)	3	4,5	6	7	8,5	10	11	14

7.5.4.5. Крепежные детали отбраковывают:

при появлении трещин, срывов или коррозионного износа резьбы;

при остаточных деформациях, приводящих к изменению профиля резьбы;

изгибе болтов и шпилек;

износе боковых граней болтов и гаек.

7.5.4.6. Резьбовые соединения трубопроводов отбраковывают при срыве и коррозионном износе резьбы, а также прохождении непроходного калибра типа Р-Р.

7.5.4.7. Все работы, связанные с отбраковкой труб, должны выполняться с соблюдением требований безопасности.

7.5.4.8. После проведения обследования и отбраковки должен быть составлен акт ревизии и отбраковки по форме прил. 3.

7.5.5. Периодические испытания трубопроводов

7.5.5.1. Надежность работы выкидных линий скважин, нефтесборных коллекторов, внутрипромысловых напорных нефтепроводов, нефтепроводов товарной нефти, водоводов низкого и высокого давления, газопроводов должна проверяться путем периодических гидравлических испытаний на прочность и плотность.

Периодические испытания трубопроводов приурочивают к времени проведения ревизии трубопровода. Периодичность проведения испытаний должна быть равна удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой в соответствии с указаниями п. 7.5.2.2. для данного трубопровода, но не реже одного раза в восемь лет.

7.5.5.2. Все трубопроводы испытываются на прочность давлением, равным 1,25 от рабочего давления. Выкидные линии скважин и водоводы высокого давления испытываются в течение 6 часов.

Нефтесборные коллекторы, внутрипромысловые напорные нефтепроводы, нефтепроводы товарной нефти, водоводы низкого давления, газопроводы испытываются в течение 24 часов.

Для небольших месторождений при невозможности длительных остановок трубопроводов для испытания из-за наличия только одной "нитки" продолжительность испытаний на прочность и плотность может быть изменена по решению руководства НГДУ.

7.5.5.3. После испытания на прочность проводятся испытания на плотность давлением, равным рабочему давлению, в течение времени, которое необходимо для тщательного осмотра трубопровода, но не менее 24 часов.

7.5.5.4. Периодические испытания проводятся под руководством лица, ответственного за их безопасную эксплуатацию, и оформляются актом (прил. 4).

7.5.5.5. Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода, на основании соответствующего акта делает запись о результатах испытания и назначает срок следующего испытания в паспорте трубопровода, а для трубопроводов, на которые паспорт не составляется, в эксплуатационном журнале.

7.5.6. Ремонтные работы на трубопроводах

7.5.6.1. Объемы ремонтных работ на ПТ и сроки их выполнения определяет НГДУ по результатам осмотров, диагностиче-

ских обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки нефти и газа, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт промысловых трубопроводов осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами.

7.5.6.2. Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

7.5.6.3. Текущий ремонт (ТР) — минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей. Текущий ремонт подразделяется на:

профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;

непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту ПТ относятся:

работы, выполняемые при техническом обслуживании;

ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;

устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;

очистка внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;

проверка состояния и ремонт изоляции ПТ шурфованием;

ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;

ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;

проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;

замер толщины стенок ПТ ультразвуковым толщиномером;

подготовка линейных объектов ПТ к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;

окраска линейных сооружений.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту ПТ проводятся в основном без остановки перекачки.

7.5.6.4. Капитальный ремонт (КР) — наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части ПТ относятся:

все работы, выполняемые при текущем ремонте;

вскрытие траншей, подземных ПТ, осмотр и частичная замена изоляции;

ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификация арматуры;

замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;

просвечивание сварных швов;

продувка или промывка, испытание ПТ на прочность и плотность;

окраска надземных ПТ;

ремонт колодцев и ограждений;

берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах ПТ через водные преграды;

сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;

ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

7.5.6.5. Особое внимание и повышенные требования необходимо предъявить к ремонту на параллельных нитках и пересечениях трубопроводов.

При проведении вскрышных работ ось параллельного трубопровода должна быть отмечена вешками, а при подходе к пересечению трубопроводов механизированная выемка грунта должна быть прекращена на расстоянии более 1 м до оси пересекаемого трубопровода. Ремонтные работы должны выполняться в присутствии владельца параллельного или пересекаемого трубопровода.

Положение параллельного и пересекаемого трубопровода определяется трассоискателями.

7.5.6.6. При ремонте изоляционного покрытия и замене его на новое наружная поверхность трубопровода должна быть тщательно очищена с помощью очистных машин от остатков земли, старой изоляции и продуктов коррозии.

7.5.6.7. Очистка трубопровода в зоне заплат, вантузов, хомутов и других препятствий должна выполняться вручную.

Ручную очистку допускается производить скребками или другим инструментом. Не допускается нанесение глубоких царапин, рисок, сколов основного металла и срезание сварных швов.

7.5.6.8. Степень очистки поверхности трубы перед нанесением нового покрытия должна соответствовать виду защитного покрытия и требованиям, приведенным в табл. 7.5.

Таблица 7.5

Требования к очистке наружной поверхности трубопровода

Вид противокоррозионного покрытия	Степень очистки стальной поверхности	Характеристика очищенной поверхности
Ленточные (холодного нанесения)	3	Не более чем на 5% поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины, точки ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении по поверхности прозрачной пластины размером 25×25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 10% площади пластины
Битумно-мастичные, пластобитные и антикоррозионные смазки	4	Не более чем на 10% поверхности трубы имеются пятна и полосы прочно сцепленной окалины и ржавчины, видимые невооруженным глазом; при перемещении на поверхности прозрачной пластины размером 25×25 мм на любом из участков окалиной и ржавчиной занято не более 30% площади пластины

7.5.6.9. Под битумно-мастичные, пластобитные и ленточные покрытия холодного нанесения плотное консервационное покрытие, прочно связанное с трубой, не снимается, если оно не снижает адгезионных свойств наносимой изоляции; труба должна очищаться лишь от поверхностных загрязнений и ржавчины; после очистки поверхности грунтовка наносится по консервационному покрытию.

7.5.6.10. Поверхность трубопровода, имеющая острые выступы, заусенцы, задиры, брызги металла и шлака, должна быть опилена и зачищена.

7.5.6.11. При выполнении работ по очистке трубопровода перед нанесением изоляционного покрытия необходимо проверить, чтобы очистной инструмент был комплектным, плотно прилегал к поверхности трубопровода, имел допустимую степень износа.

7.5.6.12. Запрещается применять химические, огневые способы очистки, а также способы очистки, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода.

7.5.6.13. В зависимости от вида, размеров и взаимного расположения дефектов собственно трубопровода выбирают один из следующих методов ремонта трубопроводов: зачистка поверхности трубы, шлифовка; заварка (наплавка) коррозионных повреждений; приварка накладных усилительных элементов (заплат, муфт), бандажирование; замена катушки, трубы или плети.

7.5.6.14. Зачистка поверхности шлифованием и покрытие изоляцией производятся в тех случаях, когда глубина коррозионных повреждений не превышает 10% минимальной толщины стенки трубы.

7.5.6.15. Заварка коррозионных повреждений допускается в следующих случаях:

если максимальный размер (диаметр, длина) дефекта не превышает 20 мм;

остаточная толщина трубы в месте повреждения не менее 5 мм;

расстояние между смежными повреждениями не менее 100 мм.

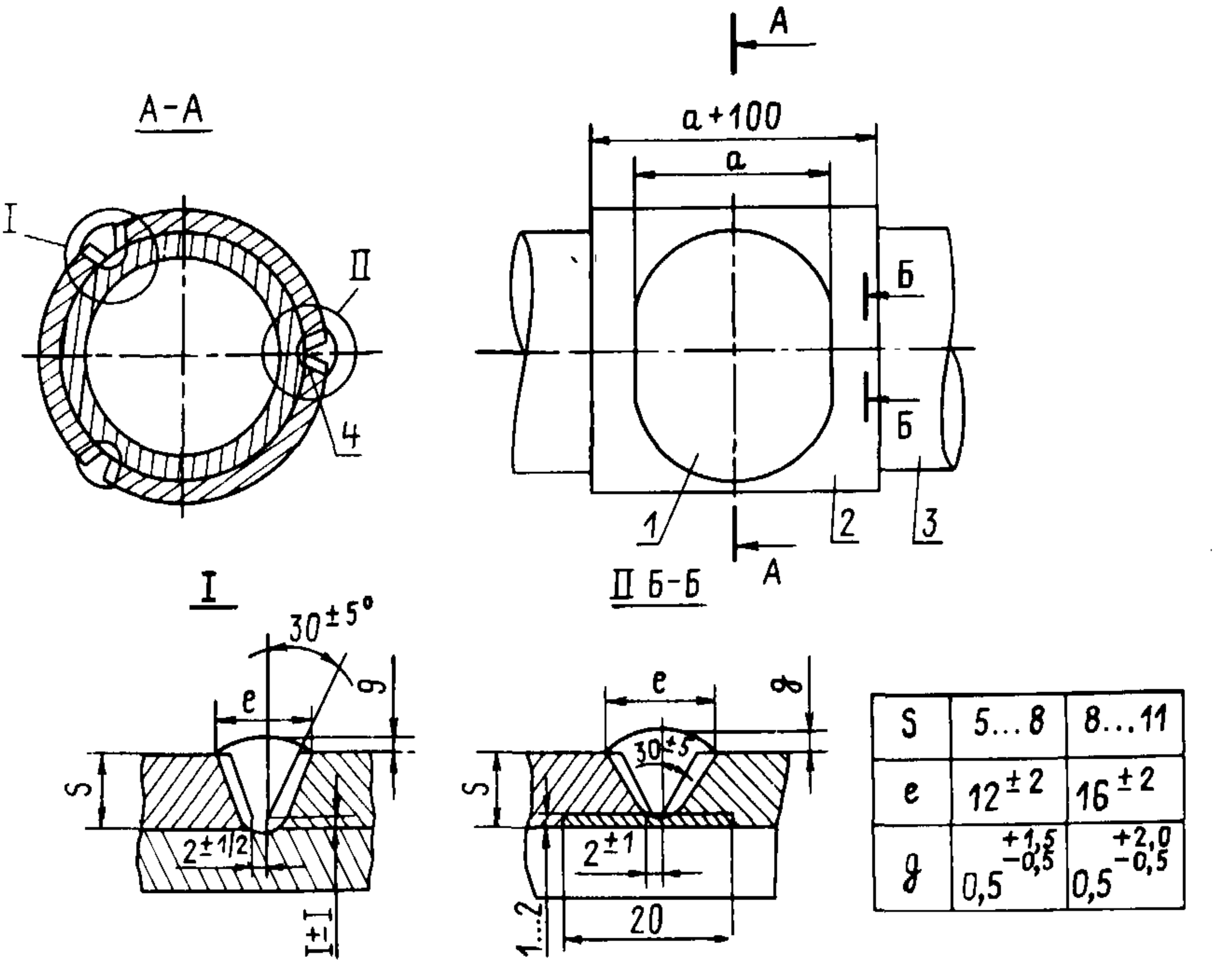
Разрешается заварка коррозионных повреждений трубопроводов, транспортирующих частично подготовленную нефть, товарную нефть и пластовую воду (жидкостные потоки без газовых включений) под давлением в соответствии с РД 39-0147103-360-89.

7.5.6.16. В случае невыполнения указанных ограничений и обнаружения групповых повреждений, свищей, трещин длиной до

50 мм, а также сплошной коррозии допускается применение накладных усилительных элементов (заплат, муфт), которые могут служить только как временные средства устранения утечек продукта и в дальнейшем должны быть вырезаны и отремонтированы вваркой катушки.

7.5.6.17. Усилительные элементы типа заплат должны быть вытянуты по окружности трубы или круглыми. Размер заплаты (без технологических сегментов) вдоль трубы а допускается в пределах: 100 мм$\leqslant$a$\leqslant$150 мм. При этом радиус закругления заплат r должен быть равен 0,5a.

Если используются заплаты с размерами больше указанных, то должны применяться технологические сегменты. Технологические сегменты должны устанавливаться на трубопроводе и охватывать заплату по периметру. Схема монтажа заплаты с технологическими сегментами показана на рис. 7.1.



S	5...8	8...11
e	$12^{\pm 2}$	$16^{\pm 2}$
g	$0{,}5^{+1{,}5}_{-0{,}5}$	$0{,}5^{+2{,}0}_{-0{,}5}$

Рис. 7.1. Схема монтажа заплаты с технологическими сегментами: *1* — заплата; *2* — технологические элементы; *3* — труба; *4* — прокладка

7.5.6.18. При применении муфты без технологических колец длина ее допускается в диапазоне: 150 мм$\leqslant$a$\leqslant$300 мм.

При длине муфты более 300 мм и диаметре трубопровода более 377 мм используются технологические кольца.

Схема монтажа и сборки муфты с технологическими кольцами дана на рис. 7.2. Длина технологических колец должна составлять 0,2D вн (D вн — внутренний диаметр).

7.5.6.19. Размер заплаты или муфты выбирается таким, чтобы перекрыть место повреждения стенки трубы не менее чем на 20 мм по периметру. Муфты, технологические кольца и сегменты изготавливаются из двух половин. Зазор между кромками при сборке муфты, колец и сегментов должен быть равномерным по продольному направлению и лежать в интервале от 2 до 3,5 мм. Для получения требуемого зазора между кромками при сборке муфты, кольца или сегмента допускается приварка сборочных скоб.

7.5.6.20. Заплаты, хомуты, муфты, технологические кольца, сегменты и катушки должны быть изготовлены из трубы, механические свойства, химический состав и толщина стенки которой такие же, как у ремонтируемого участка трубопровода.

7.5.6.21. Врезка катушек, замена труб и плети должны производиться при обнаружении:

трещин, свищей и механических повреждений (вмятин, гофр, рисок, царапин, задиров, забоин), если их размеры превышают значения, допустимые строительными нормами и правилами (см. раздел 7.5.4);

трещин длиной более 500 мм в сварном шве или в основном металле трубы;

разрывов кольцевого (монтажного) шва;

разрывов продольного (заводского) шва и металла трубы;

вмятин глубиной более 3,5% диаметра трубы;

вмятин любых размеров при наличии на них царапин, задиров и свищей;

царапин, задиров и забоин глубиной более 5 мм.

7.5.6.22. Ремонт по каждому линейному объекту производится согласно годовому графику планово-предупредительных работ (ППР), который утверждается главным инженером НГДУ.

7.5.6.23. График ППР разрабатывается на основе титульных списков капремонта, плана-графика очистки внутренней полости ПТ, дефектных ведомостей, результатов обследования линейной части, включая подводные переходы.

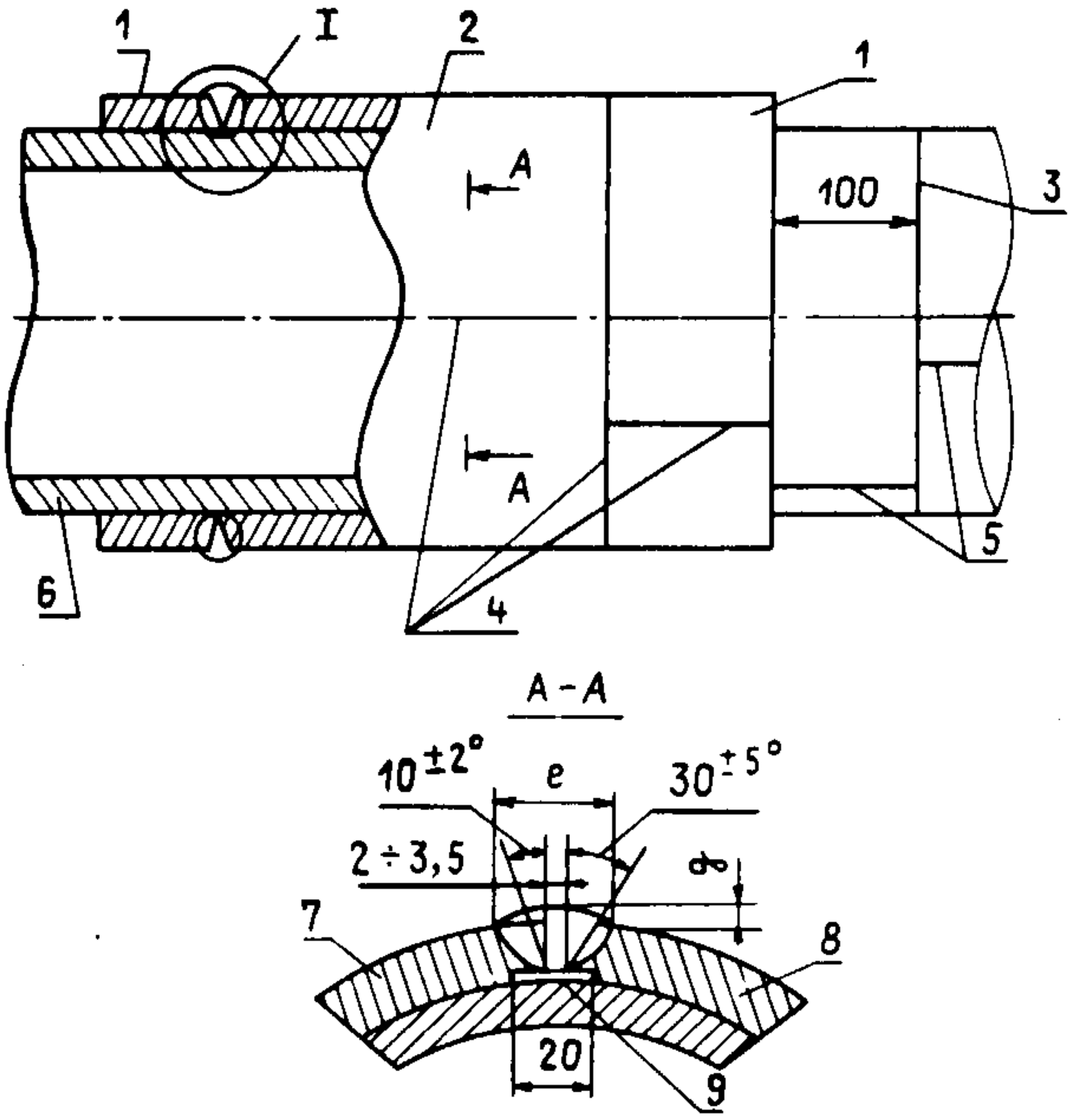


Рис. 7.2. Схема монтажа и сборки муфты с технологическими кольцами:
***1* — технологическое кольцо; *2* — полумуфта; *3* — поперечный строительный шов; *4* — монтажные швы; *5* — продольные заводские швы; *6* — нефтепровод; *7* — стенка нижней полумуфты; *8* — стенка верхней полумуфты; *9* — прокладка толщиной 1–2 мм**

7.5.6.24. Текущий ремонт линейных сооружений выполняется силами и средствами аварийно-восстановительных бригад (АВБ) с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

7.5.6.25. Капитальный ремонт ПТ выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений НГДУ и сторонних специализированных организаций.

7.5.6.26. Огневые работы при ремонте линейных сооружений промысловых трубопроводов должны выполняться в соответствии с действующими “Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства”, “Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности”.

7.5.6.27. В цехе по ремонту трубопроводов должен вестись строгий учет технического обслуживания и ремонтов внутрипромысловых трубопроводов на закрепленных участках по месяцам.

7.5.6.28. План организации ремонтных работ составляется в произвольной форме и включает:

наименование объекта, места проведения работ, даты, время их начала и окончания;

краткие технические и конструктивные требования к ремонтируемым (восстанавливаемым) элементам трубопроводного объекта;

указания о материальном обеспечении работ;

расстановку оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работе, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ;

порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопроводов, технологического оборудования, средств электрохимической защиты и др.;

подробную схему подлежащего ремонту узла (участков трубопроводов);

параметры испытаний отремонтированных узлов (участков трубопроводов).

7.5.6.29. Руководитель ремонтных работ несет ответственность за организацию, обеспечение необходимым оборудованием, механизмами, инструментами, приспособлениями, КИПиА, материалами, транспортными средствами, двусторонней телефонной или радиосвязью, СИЗ и средствами коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, а также средствами оказания доврачебной помощи.

7.5.6.30. Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных веществ в количестве, способном создать взрывоопасную концентрацию, необходимо выполнять с применением спецоборудования, инструмента (в том числе электрифицированного), КИПиА и других средств во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, а также инструмента и приспособлений, не дающих искр.

7.5.6.31. На используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, сертификаты), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения.

7.5.7. Консервация, демонтаж трубопроводов

7.5.7.1. При временном прекращении эксплуатации трубопроводы должны быть подвергнуты консервации.

7.5.7.2. На период консервации должна быть обеспечена защита от коррозии как наружной, так и внутренней поверхностей стенок трубопровода.

Для трубопроводов, подвергнутых временной консервации, должен быть соблюден режим охранной зоны.

7.5.7.3. На период временной консервации трубопровод заполняется консервантом (подготовленной нефтью, ингибированной водой).

7.5.7.4. Для предотвращения утечек консерванта трубопровод должен быть отсечен от остальной системы трубопроводов концевыми заглушками. Часть консерванта, определяемая расчетом, из трубопровода должна быть выпущена перед установкой концевых заглушек для предотвращения разрушения его частей при термическом расширении консерванта при изменении его температуры. Секущие задвижки, установленные на трубопроводе, должны быть приоткрыты на 1/4–1/2 оборота штурвала для обеспечения выравнивания давления в различных его частях путем перетока продукта при его неравномерном нагревании в трубопроводе.

7.5.7.5. За трубопроводом, находящимся в консервации, должно быть установлено постоянное наблюдение:

а) в первые 10 дней после консервации необходимо ежедневно проводить осмотр состояния установленного оборудования и следить за отсутствием пропусков консерванта, в дальнейшем осмотр проводится в зависимости от состояния трубопровода, но не реже одного раза в месяц;

б) периодически, но не реже одного раза в месяц, следует измерять давление консерванта.

7.5.7.6. После технико-экономического обоснования целесообразности замены или прекращения существования трубопровод, превысивший срок амортизации, подлежит демонтажу.

7.5.7.7. К демонтажу трубопровода организация, проводящая работы, имеет право приступить только после приемки трубопровода или его участка по акту и получения всей необходимой технической документации от заказчика.

7.5.7.8. Способы и схемы проведения демонтажа устанавливаются проектом.

7.5.7.9. Специальный проект на демонтаж составляется заказчиком и строительно-монтажной организацией по каждому трубопроводу с учетом местных условий и согласовывается с проектной организацией.

7.5.7.10. К проекту на демонтаж трубопровода прилагается пояснительная записка, которая должна содержать следующие разделы:

общие данные о техническом состоянии трубопровода и благоприятное время года для его демонтажа;

порядок и методы производства демонтажа линейной части трубопровода по отдельным видам работ;

объем работ, сметная стоимость работ, общая трудоемкость в человеко-днях;

потребность в рабочих основных специальностей;

применяемые при демонтаже механизмы;

транспортная схема и схема расположения площадок под складирование труб вдоль трассы;

мероприятия по охране труда, технике безопасности и пожарной безопасности при демонтажных работах в целом;

мероприятия по охране окружающей среды.

7.5.7.11. Подготовительные работы на трассе демонтируемых трубопроводов должны технологически увязываться с общим потоком работ по техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов.

7.5.7.12. Перед тем как приступить к демонтажу, необходимо:

обследовать трассу и определить на местности условия производства работ и места подъезда к трассе;

уточнить разбивку трасс демонтируемого трубопровода, ЛЭП, линий связи и мест расположения подземных и наземных сооружений, пересекаемых трассой демонтируемого трубопровода;

убедиться, что демонтируемый трубопровод отсечен от сети;

восстановить и закрепить указатели осей трубопровода;

расчистить полосу над демонтируемым трубопроводом от пней, валунов, отдельных деревьев и завалов, обеспечив тем самым беспрепятственное продвижение техники с закрепленным к ней извлекающим трубопровод из земли устройством;

подготовить временные приобъектные площадки под складирование и погрузку извлеченного, порезанного на секции трубопровода.

7.5.7.13. При разбивке следует соблюдать следующие требования:

установить на поверхности земли специальные знаки на пересечениях трубопроводов с существующими подземными коммуникациями;

обозначить углы поворота трассы вешками или привязать ее к постоянным объектам на местности. Вешки устанавливаются на прямолинейных участках трубопроводов на расстоянии 50 м друг от друга строго по оси трубопровода, а на участках с малой глубиной залегания или сильно пересеченным микрорельефом — через 25 м.

7.5.7.14. Глубину залегания (без вскрытия) и ось трубопровода определяют трассо- и трубоискателями типа ВТР-1УМ, ТИ-12 или УТ-3.

7.5.7.15. Перед демонтажом трубопровод должен быть опорожнен от газов и нефтепродуктов, а полость очищена от их капель и паров.

Значения взрывоопасных концентраций паров и газов приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Значения взрывоопасных концентраций паров и газов

Газ, пары, жидкости	Предел взрываемости смеси с воздухом, %
Природный газ	3,8÷24,6
Нефтяной газ	3,8÷24,6
Метан	4,8÷16,7
Пропан	2,0÷9,5
Бутан	1,5÷8,5
Пропан-бутан	1,5÷8,5
Бензиновая фракция нефти	0,7÷6,0
Керосиновая фракция нефти	1,4÷5,5

7.5.7.16. После получения разрешения на производство огневых работ можно приступать к подготовке трубопровода под демонтаж, а именно:

разрезать на демонтируемые части с расчетом повторного использования годных труб;

обрезать от части, расположенной в местах пересечения с другими трубопроводами, линиями связи, переходами через дороги и т. д.;

освободить трубопровод от пригрузов при их наличии. Вывезти пригрузы из зоны производства работ в места складирования.

7.5.7.17. При резке трубопровод должен быть вскрыт не менее чем до половины диаметра. В верхней части трубопровода вырезать технологический люк и через него произвести разрезание нижней части.

7.5.7.18. При использовании для резки труб энергии взрыва надлежит руководствоваться "Едиными правилами безопасности при взрывных работах".

7.5.7.19. После демонтажа трубопроводов запрещается оставлять выступающие над поверхностью земли трубы, незасыпанные выемки.

В случае вынужденно оставленных торчащих труб и незасыпанных выемок должны быть установлены предупредительные знаки (мигалки, и т. д.).

7.5.7.20. При демонтаже трубопроводов должна быть проведена техническая рекультивация всей территории ведения работ, уборка мусора, захоронение строительных остатков. При работах следует по возможности минимально сократить нарушения растительного покрова.

7.5.8. Обслуживание и ревизия арматуры

7.5.8.1. Запорная арматура промысловых трубопроводов является наиболее ответственным элементом коммуникаций. Поэтому в НГДУ и ЦДНГ должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного надзора за ее исправностью, а также своевременным и качественным проведением ее ревизий и ремонта.

7.5.8.2. При применении запорной арматуры с сальниковым уплотнением шпинделя особое внимание обращается на состояние набивочного материала — на его качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку.

Набивку для сальников выбирают в соответствии с ГОСТ 5152–77.

Асбестовая набивка, пропитанная жировым составом и прографиченная, используется при рабочих температурах не выше плюс 200°С.

Для температур выше плюс 200°С и давлений до 10 МПа можно применять прографиченную асбестовую набивку. При этом каждое кольцо должно быть пересыпано слоем сухого чистого графита толщиной не менее 1 мм.

7.5.8.3. Сальниковая набивка запорной арматуры должна быть изготовлена из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры. Из такого шнура должны быть нарезаны на оправке заготовки колец со скошенными под углом 45° концами.

Кольца набивки следует укладывать в сальниковую коробку вразбежку линий разреза с уплотнением каждого кольца. Высота сальниковой набивки должна быть такой, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую камеру не более чем на 1/6–1/7 ее высоты, но не менее чем на 5 мм. Сальник следует подтягивать равномерно без перекосов грундбуксы. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения необходимо следить за чистотой поверхности шпинделя.

7.5.8.4. Прокладочный материал для уплотнения соединения крышки с корпусом запорной арматуры следует выбирать с учетом химического воздействия на него транспортируемой среды, а также в зависимости от давления и температуры (прил. 33).

7.5.8.5. Запорную арматуру для создания плотности следует закрывать с нормальным усилием. Применение рычагов при открывании арматуры не допускается.

7.5.8.6. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, обратных клапанов, приводных устройств следует осуществлять во время ревизии трубопроводов, остановки агрегатов и установок на ремонт.

7.5.8.7. Ревизию, ремонт, отбраковку, испытание арматуры следует проводить в специализированных мастерских в объеме и порядке, предусмотренных руководством по ремонту “Арматура запорная. Общее руководство по ремонту”. По усмотрению технического надзора допускается ревизия арматуры на месте установки.

7.5.8.8. Арматура, работающая в условиях высокоагрессивных сред (скорость коррозии более 0,5 мм/год) на трубопроводах любой категории, должна проходить ревизию в следующем объеме:

а) внешний осмотр;

б) разборка для осмотра и ремонта уплотнительных деталей;

в) тщательный осмотр состояния отдельных деталей (внутренней поверхности корпуса и крышки, шпинделя, клина или клапана, их крепления, уплотнительных поверхностей корпуса, сальника, ходовой гайки, крепежных деталей и т. п.);

г) замер толщины корпуса и крышки при обнаружении следов коррозии и эрозии, выбраковка и замена изношенных деталей (результаты замера заносят в паспорт или эксплуатационный журнал трубопровода);

д) сборка арматуры после устранения дефектов, опрессовка с целью определения плотности уплотнительных поверхностей затвора и прочности корпуса.

7.5.8.9. Ревизия остальной арматуры проводится в том же объеме выборочно по усмотрению отдела технического надзора. В первую очередь проводится ревизия арматуры, работающей в наиболее тяжелых условиях, соблюдается принцип чередования.

Результаты ремонта и испытания арматуры оформляют актом (прил. 5).

7.5.8.10. Патрубки запорной и распределительной арматуры, детали трубопроводов, имеющие дефекты, могут быть подвергнуты ремонту только в случаѐ, если это разрешено заводом-изготовителем.

7.5.8.11. Арматуру необходимо ремонтировать в ремонтно-механических мастерских. Мелкий ремонт арматуры (смена прокладок, перенабивка сальников, замена шпилек, штурвалов и т. п.) можно проводить на месте ее установки.

7.5.8.12. На чугунной арматуре не допускается исправление дефектов сваркой.

7.5.8.13. На стальной литой арматуре допускается исправление дефектов электросваркой;

единичных (до двух) раковин на уплотнительных и опорных поверхностях;

газовых и иных раковин местного характера, давших течь при гидравлическом испытании, местных рыхлостей, трещин и сквозных раковин, занимающих в сумме не более 10% поверхности отливки, при условии, что расстояние между кромками дефектных мест после их разделки не менее 50 мм;

дефектов в стойках и маховичках;

дефектов на опорных поверхностях гнезда под кольцо и кор-

пусах задвижек и клапанов путем наплавки всей опорной поверхности.

7.5.8.14. Дефектные места для исправления сваркой должны быть подготовлены механическим способом (вырубкой зубилом, фрезерованием и т. п.), при этом дефектное место зачищают до неповрежденного металла. При удалении трещины ее края предварительно засверливают. Разделка под сварку должна иметь чашеобразную форму с отлогими стенками без резких переходов по краям разделки.

7.5.8.15. Исправление дефектов сваркой следует производить при положительной температуре. Наплавленный сварной шов не должен иметь резких переходов к основному металлу; после сварки изделие должно быть зачищено от брызг металла и шлака.

7.5.8.16. После ремонта арматура подлежит опрессовке на прочность и плотность. Опрессовку арматуры следует производить при открытом запорном устройстве.

Значение опрессовочного давления при проверке на прочность принимают по табл. 7.7.

Испытания на плотность проводят при рабочем давлении.

7.5.8.17. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляют актом (прил. 5). Акт хранят вместе с паспортом или эксплуатационными журналами на трубопроводы.

Таблица 7.7

Значения опрессовочного давления при проверке на прочность

Условное давление Ру, МПа	0,10	0,16	0,25	0,40	0,63	1,00	1,60	2,50	4,00	6,30	10,0
Опрессовочное давление Рпр, МПа	0,20	0,30	0,40	0,60	0,90	1,50	2,40	3,80	6,00	9,50	15,0

7.6. Применение энергии взрыва при ремонте и эксплуатации трубопроводов

7.6.1. Резка трубопроводов взрывом может осуществляться труборезами кумулятивными кольцевыми наружными (ТрККН) жесткой конструкции по ТУ 88.085.350–85 (допущенными Госгортехнадзором СССР к постоянному применению журнальным постановлением № 343/86 от 06.01.86 г.) либо шнуровыми кумулятивными зарядами (ШКЗ) гибкой конструкции по ТУ 84–988–84 (допущенными к постоянному применению Госгортехнадзором СССР журнальным постановлением № 309/84 от 18.05.84 г.).

Инициирование труборезов осуществляется электродетонаторами мгновенного действия по ГОСТ 9089–75 с помощью переносной взрывной машинки типа КПМ-1, ВМК-500, СВМ-2 и др.

7.6.2. Труборезы ТрККН и ШКЗ применяются при поперечной резке стальных трубопроводов и трубчатых конструкций диаметром до 1420 мм и толщиной стенки до 25 мм.

Резка с помощью ТрККН и ШКЗ внутрипромысловых трубопроводов разрешается при условии:

опорожнения и последующей полной очистки и дегазации трубопровода;

полного заполнения трубопровода водой, нефтью, нефтепродуктами или их смесями;

заполнения трубопровода горючими газами при избыточном их давлении 200–500 Па;

опорожнения трубопровода от перекачивающей горючей жидкости с последующим заполнением внутренней полости трубопровода в зоне реза высокократной воздушно-механической пеной;

если трубопроводы и пустотелые (из труб) конструкции не содержат горючих паров и жидкостей.

Запрещается применять ТрККН и ШКЗ:

на местности, содержащей взрывчатые газы в радиусе разлета осколков;

ближе 5 м от закрытой задвижки;

на трубопроводах, погруженных в жидкость в пределах ремонтного котлована.

7.6.3. Работы по резке трубопроводов, не содержащих горючие смеси, а также трубопроводов, полностью заполненных водой, нефтью, газом при избыточном давлении 200–500 Па,

должны выполняться в соответствии со следующими документами: "Труборезы кумулятивные кольцевые наружные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации шнуровых кумулятивных зарядов (ШКЗ) при резке трубопроводов. ТУ 84–988–84 ИЭ".

7.6.4. Работы по резке трубопроводов, полностью или частично опорожненных от нефти или при наличии в них горючей паровоздушной смеси, должны выполняться в соответствии с документами: "Инструкция по резке взрывом трубопроводов, опорожненных от нефти", "Заряд кумулятивный шнуровой. Инструкция по резке трубопроводов с остатками нефти на стенках с применением шнуровых кумулятивных зарядов (ШКЗ). ТУ 84–988–84 ИЭ".

7.6.5. Работы по вырезке взрывом отверстия внутри отвода при подсоединении новых линий к действующим коммуникациям выполняются труборезами кумулятивными кольцевыми седлообразными (ТрККС) по ТУ 88 УССР 085.390–85 в соответствии с техническим описанием и инструкцией по эксплуатации СВ 72.00.000.ТО "Устройство СВ 72 для врезки отводов в трубопроводы". Труборезы ТрККС и устройство СВ 72 для врезки отводов в трубопроводы допущены Госгортехнадзором России к постоянному применению.

7.6.6. Все мероприятия по организации и выполнению работ с использованием взрывчатых материалов должны осуществляться в соответствии с документами:

"Единые правила безопасности при взрывных работах";

"Инструкция о порядке хранения, использования и учета взрывчатых материалов";

"Правила перевозки взрывчатых материалов автомобильным транспортом" и соответствующими инструкциями.

7.6.7. Взрывание с использованием кумулятивных зарядов производится по заранее разработанным проектам, утвержденным руководителем предприятия, на котором ведутся взрывные работы, или по согласованию с ним главным инженером организации, ведущей взрывные работы.

7.6.8. Перед началом взрывных работ должны быть установлены границы опасной зоны. Эти границы на местности должны быть отмечены условными знаками.

7.6.9. На границах опасной зоны на время взрывных работ должны быть выставлены посты охраны из хорошо проинструктированных лиц.

7.6.10. При производстве взрывных работ обязательно применение звуковых или световых (в темное время суток) сигналов.

7.6.11. Все электроустановки, кабели, контактные и другие воздушные провода, находящиеся в пределах опасной зоны, обесточиваются. Две близрасположенные станции катодной защиты должны быть отключены. Контроль отклонения проводится путем замера потенциала "труба — земля", потенциал не должен превышать 0,5 В.

7.6.12. При необходимости выполнения взрывных работ вблизи зданий, сооружений, оборудования, находящихся в пределах опасной зоны, следует предусмотреть меры по защите их от осколков.

При выполнении взрывных работ на одном из параллельно расположенных трубопроводов в пределах ремонтного котлована следует предусмотреть мероприятия по гарантированной защите остальных трубопроводов от поражающего действия осколков и ударной волны. При необходимости использования защитных конструкций они должны удовлетворять требованиям "Единых правил безопасности при взрывных работах" и быть согласованы с местными контролирующими органами.

7.6.13. Взрывные работы разрешается проводить при отсутствии в пределах опасной зоны горючих паров и газов или наличии их не выше предельно допустимой концентрации по санитарным нормам для рабочей зоны.

7.6.14. Резка трубопроводов и трубчатых конструкций может осуществляться одним или одновременным подрывом двух или более труборезов. При одновременном подрыве нескольких труборезов электродетонаторы должны соединяться в сеть последовательно.

7.6.15. Во время подготовки и проведения взрывных работ все другие работы в радиусе опасной зоны запрещаются.

7.6.16. При взрывных работах на участках повышенной опасности из-за блуждающих токов (вблизи линий электропередачи, электрифицированных железных дорог и т. п.) рекомендуется применять электродетонаторы пониженной чувствительности.

7.6.17. Резка трубопроводов, полностью заполненных нефтью, нефтепродуктами или газом, должна производиться под слоем воздушно-механической пены кратностью 70–100, толщиной не менее 1 м над трубой.

7.6.18. Резка трубопроводов, заполненных жидкостью, долж-

на производиться при статическом давлении жидкости, не превышающем 20% рабочего.

7.6.19. Работы по резке труб выполняются специальной группой, в состав которой входят ответственный руководитель взрывных работ, взрывники, рабочие, прошедшие инструктаж в установленном порядке.

К производству взрывных работ допускаются лица, имеющие "Единую книжку взрывника" с правом производства взрывных работ на трубопроводах и металлоконструкциях и прошедшие обучение и инструктаж по данному виду работ.

К руководству взрывными работами допускаются лица с горнотехническим образованием или после специальных курсов, дающих право ответственного ведения взрывных работ на трубопроводах и металлоконструкциях.

7.6.20. Организация, ведущая взрывные работы, должна обеспечить хранение взрывчатых материалов, гарантирующее их от хищения и порчи. Взрывчатые материалы должны храниться только на специальных складах, в ящиках или сейфах в соответствии с требованиями "Единых правил безопасности при взрывных работах".

На право хранения взрывчатых материалов (ВМ) на складах и в сейфах предприятия должны иметь письменное разрешение местных органов милиции.

7.6.21. Порядок хранения ВМ, отпуска, учета и охраны в местах хранения определяются инструкциями, согласованными с местными органами контролирующей организации.

7.6.22. Все действующие и вновь вводимые в эксплуатацию склады для постоянного и временного хранения ВМ должны быть зарегистрированы на основании акта их приемки в контролирующих органах.

На каждом складе разрешается хранить не более того количества ВМ, на которое органами милиции выдано разрешение.

7.6.23. Все базисные и расходные склады, а также склады для кратковременного хранения ВМ должны охраняться круглосуточно военизированной охраной.

Охрану передвижных складов ВМ осуществляют заведующие складами, взрывники или ответственные за перевозку ВМ круглосуточно, имея при себе огнестрельное оружие.

7.6.24. При прекращении взрывных работ неизрасходованные ВМ должны быть вывезены со склада или переданы другому предприятию в установленном порядке.

7.6.25. Предприятия, ведущие взрывные работы, до начала работ обязаны получить от контролирующих органов разрешение на право производства взрывных работ с указанием срока действия.

7.6.26. Для приобретения взрывчатых материалов организация, ведущая взрывные работы, должна иметь разрешение от местных органов МВД на приобретение и перевозку требуемого количества ВМ со сроком действия до 6 месяцев.

7.6.27. Доставка взрывчатых материалов автомобильным транспортом осуществляется в соответствии с требованиями "Инструкции о порядке перевозки опасных грузов автомобильным транспортом" и "Правил перевозки взрывчатых материалов автомобильным транспортом" (утв. Госгортехнадзором России).

7.6.28. Ответственность за нарушение порядка хранения, учета и использования взрывчатых материалов несут должностные лица в зависимости от характера нарушений и их последствий в дисциплинарном, административном или судебном порядке.

7.7. Защита от внешней и внутренней коррозии

7.7.1. Комплекс мероприятий по защите от коррозии разрабатывается проектной организацией и в общем случае включает:

технологические методы — мероприятия, направленные на предупреждение увеличения коррозионной активности среды или ее уменьшение;

специальные методы защиты, включающие применение покрытий, футеровок, химических реагентов (ингибиторов коррозии, бактерицидов, поглотителей кислорода), электрохимическую защиту;

контроль коррозионной активности и физико-химических свойств среды.

7.7.2. Мероприятия по защите от коррозии должны планироваться и осуществляться при перекачке по трубопроводам:

водно-нефтяных эмульсий при обводненности выше точки инверсии фаз и в случае разделения эмульсии в трубопроводе на нефть и воду;

газа, содержащего влагу, сероводород и (или) двуокись углерода, кислород при температуре и давлении ниже точки росы для воды;

пластовых и сточных вод, содержащих сероводород, двуокись углерода, кислород, сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ);

пресной воды при индексе насыщения (индекс Ланжелье) $J < 0$;

неподготовленной морской воды.

Коррозионная активность транспортируемой среды определяется в соответствии с РД 39-0147103-362–86.

7.7.3. В случае транспортировки газа при парциальном давлении сероводорода более 300 Па, обводненной нефти и воды, содержащих сероводород в концентрации, соответствующей растворимости сероводорода при парциальном давлении 300 Па, следует предусматривать меры предотвращения коррозионного растрескивания трубопроводов в соответствии с нормами "Проектирования промысловых стальных трубопроводов".

7.7.4. Защита внутрипромысловых трубопроводов от внутренней коррозии осуществляется с помощью технологических методов борьбы с коррозией, антикоррозионных внутренних покрытий и ингибиторов коррозии.

7.7.5. Защита промысловых трубопроводов от коррозии технологическими методами предусматривает:

поддержание в системе нефтесбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;

сброс избыточного количества свободной воды на кустах скважин для утилизации ее путем закачки в пласт;

регулирование гидродинамического движения продукции скважин во времени с учетом изменения в процессе эксплуатации свойств продукции, ее обводненности, газового фактора и дебита;

в газопроводах — выявление границ конденсации и удаление жидкого конденсата из них;

очистку трубопроводов от механических примесей и продуктов коррозии.

7.7.6. Для предупреждения увеличения коррозионной агрессивности среды не допускается:

совместный сбор продукции скважин, содержащих и не содержащих сероводород;

смешивание пластовой воды, содержащей сероводород, с водой, содержащей ионы железа, кроме тех случаев когда их совместная подготовка предусмотрена проектом;

смешивание пластовых и сточных вод, содержащих сероводород с водой, содержащей кислород.

7.7.7. На месторождениях, в продукции которых отсутствует реликтовый сероводород, для предупреждения заражения продуктивных горизонтов сероводородвосстанавливающими бактериями (СВБ) и появления сероводорода биогенного происхождения при заводнении должны использоваться источники водоснабжения, не содержащие СВБ. При отсутствии таковых должно проводиться обеззараживание воды бактерицидами.

7.7.8. Антикоррозионные покрытия и футеровки следует применять для защиты:

внутренней поверхности;

выкидных линий скважин;

трубопроводов для сбора нефти, газа, перекачки воды;

запорной арматуры и деталей насоса.

Рекомендации по выбору покрытий приведены в прил. 6.

7.7.9. При футеровании стальных труб полиэтиленом предусмотрено соединение в плети длиной 30–36 м. Подготовка концов плетей под сварку выполняется в цеховых условиях.

7.7.10. При реконструкции и капитальном ремонте трубопроводов с использованием футерованных и остеклованных труб следует предусмотреть наружную изоляцию трубных плетей в зоне сварного стыка.

7.7.11. После сварки остеклованных труб в полевых условиях требуется обязательный контроль сплошности покрытия в зоне стыка методом коронарного разряда. При появлении утечек тока рекомендуется дополнительный нагрев зоны стыка для достижения сплошности.

7.7.12. Нефтепромысловые трубопроводы, подлежащие покрытию лакокрасочными материалами в полевых условиях, должны монтироваться из бесшовных труб в соответствии со стандартами: “Трубы стальные бесшовные горячекатаные”, “Трубы стальные бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные”.

Трубопроводы сложного профиля длиной более 5000 м должны быть разделены на участки в соответствии с проектным заданием. Соединения участков трубопровода должны предусматриваться на фланцах с целью возможности монтажа камер пуска — приема очистных и окрашивающих устройств.

Монтаж трубопроводов должен выполняться из труб с оди-

наковой толщиной стенки. Разница в толщине стенок не должна превышать ±1,5 мм.

Радиусы поворотов трубопровода должны равняться не менее 20 диаметров труб.

Повороты трубопровода должны быть выполнены из гнутых элементов. Процесс гнутья элементов трубопровода не должен повышать его эллипсность.

Вмятины на концах труб должны быть выправлены разжимными приспособлениями или вырезаны.

Образование внутреннего грата при сварке стыков не допускается. Усиление корня шва не должно превышать 1 мм.

Полость трубопровода после окончания сварочно-монтажных работ должна быть очищена и трубопровод испытан на прочность и герметичность гидравлическим способом.

Проведение сварочных работ на изолированном трубопроводе не допускается.

7.7.13. Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие эмульсию типа "нефть в воде" и промысловые газопроводы.

7.7.14. Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с технологией, разработанной для каждого ингибитора.

7.7.15. Ингибиторы коррозии в защищаемый трубопровод или систему трубопроводов подаются при помощи установок БР-2,5, БР-10, БР-25 (ОСТ 26-02-376–72) в соответствии с технологическим регламентом, разработанным на основании инструкции по применению ингибитора. Рекомендуемая форма технологического регламента на применение ингибиторов в системе поддержания пластового давления (ППД) приведена в прил. 7.

7.7.16. Контроль за соблюдением технологии применения ингибиторов осуществляется в следующей последовательности:

проверить исправность технических средств закачки ингибиторов и узлов контроля за скоростью коррозии;

установить фактический удельный расход ингибитора и его соответствие режиму закачки, рекомендованному инструкцией по применению и технологическим регламентом;

оценить защитное действие ингибитора путем сравнения скоростей коррозии образцов-свидетелей, установленных на контрольных точках нефтепровода до и при подаче в систему ингибитора.

Защитный эффект на конечном участке нефтепровода должен быть не менее 80%.

7.7.17. Контроль технологического процесса может быть осуществлен путем определения концентрации ингибитора в воде, отобранной с конечного участка нефтепровода.

7.7.18. Оперативный контроль защитного действия ингибиторов коррозии осуществляется в соответствии с РД 39-0147103-362–86 по образцам-свидетелям путем сравнения скоростей коррозии по ним до и во время подачи ингибитора коррозии в систему.

7.7.19. Защита промысловых трубопроводов (ПТ) от внешней коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий и средств электрохимзащиты, которые предусматриваются проектом и монтируются на ПТ до их сдачи в эксплуатацию (см. раздел 5.11).

7.7.20. В процессе эксплуатации ПТ необходим постоянный контроль за состоянием изоляционного покрытия и нормальным функционированием средств ЭХЗ, который осуществляет служба электрохимической защиты НГДУ.

7.7.21. Периодический контроль состояния изоляционного покрытия ПТ проводится существующими методами, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта (УКИ), или осмотром изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрываемых в наиболее опасных местах.

7.7.22. Эффективность работы средств ЭХЗ обеспечивается их периодическими осмотрами и контрольными замерами. Замер потенциалов на контактных устройствах должен производиться не реже четырех раз в месяц на дренажных установках, двух раз в месяц — на катодных установках, одного раза в месяц — на протекторных установках.

7.7.23. Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР, составленному в соответствии с РД 39-30-142–79 “Основные положения о планово-предупредительном ремонте средств электрохимической защиты магистральных нефтепроводов”.

7.7.24. Сведения о работе, причинах отказов, показания приборов катодных установок и результаты измерения разности потенциалов “сооружение — земля” в точке дренажа записываются в журнал контроля работы, находящийся внутри установки ЭХЗ.

7.7.25. Контроль состояния электрохимической защиты в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ 25812–83.

8. СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ НА ТРУБОПРОВОДАХ

8.1. Сварка. Общие требования

При производстве сварочных работ следует руководствоваться следующими документами: “Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности”, “Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства”, “Типовой инструкцией о порядке ведения сварочных и других огневых работ на взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных объектах нефтяной промышленности” и другой нормативно-технической литературой.

Требования настоящих Правил распространяются:

на сварку кольцевых стыков бесшовных электросварных и спиральношовных труб, а также труб, фитингов и запорной арматуры из горячекатаных, в том числе с контролируемой прокаткой, нормализованных и термически упрочненных низкоуглеродистых сталей с нормативным значением временного сопротивления на разрыв до 588 МПа (60 кгс/мм^2) и термоупрочненных до 637 МПа (65 кгс/мм^2) диаметром от 14 до 1420 мм;

на производство специальных сварочных работ при монтаже и ремонте трубопроводов: ремонт труб и сварных швов (заплавка каверн, приварка заплат, хомутов, вварка катушек); приварка свечей и ответвлений к магистральной части трубопроводов; сварка захлестов; приварка специальной запорной арматуры; присоединение средств электрохимзащиты.

8.2. Сварочные материалы

8.2.1. При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы, соответствующие действующим ГОСТам и техническим условиям, прошедшие контроль качества перед их применением.

На сварочные материалы должен иметься (в соответствии с ГОСТ 9466) сертификат завода-изготовителя, в котором указываются марка, химический состав и механические свойства наплавленного металла.

8.2.2. Для сварки кольцевых стыков промысловых трубопроводов следует применять следующие виды сварочных материалов:

электроды с целлюлозным видом покрытия (Ц) для ручной дуговой сварки неповоротных стыков или с основным видом покрытия (Б) для ручной дуговой сварки поворотных и неповоротных стыков;

флюс и сварочную проволоку для автоматической сварки под флюсом поворотных стыков труб;

самозащитную порошковую проволоку для автоматической и механизированной сварки неповоротных стыков труб с принудительным формированием шва;

защитный газ и сварочную проволоку для автоматической и полуавтоматической сварки в защитных газах.

Применение сварочных материалов без сертификата завода-изготовителя запрещается.

8.2.3. При отсутствии сертификатов материалы можно использовать только после предварительной проверки химического состава сварочной проволоки и наплавленного металла, механических свойств сварного шва или наплавки, сварочно-технологических свойств электродов. Проверка производится в соответствии с ГОСТ 9466. Результаты проверки должны отвечать требованиям ГОСТ 9467, ГОСТ 10052, ГОСТ 2246 или техническим условиям на сварочные материалы. Проволоку проверяют поплавочно, электроды — по партиям.

8.2.4. Для сварки и ремонта поворотных и неповоротных стыков труб при любых условиях прокладки трубопровода допускается применение электродов с покрытием основного вида.

Электроды с покрытием целлюлозного вида допускается применять только для сварки неповоротных стыков труб при подземной прокладке трубопроводов (прил. 8).

8.2.5. Тип электродов должен соответствовать нормативному значению временного сопротивления разрыву металла свариваемых труб.

8.2.6. Диаметр электрода должен соответствовать толщине стенки свариваемых труб и назначению (для сварки корневого шва, заполняющих слоев и т. д.).

8.2.7. Сварочные электроды, флюсы, порошковую проволоку непосредственно перед их использованием в производстве необходимо прокаливать согласно режимам, приведенным в прил. 9.

8.2.8. Электроды используются после сушки (прокалки) в сроки, указанные в прил. 10. Дальнейшее их применение разрешается только после проведения повторной сушки (прокалки).

8.2.9. Сварочные материалы (электроды, флюсы, порошковую проволоку сплошного сечения) следует выдавать сварщику в количестве, необходимом для односменной работы. Неиспользованные за смену электроды с покрытием основного вида и порошковую проволоку следует хранить в сушильных камерах, а флюс — в закрытой таре.

При хранении прокаленных электродов с покрытием основного вида и порошковой проволоки в сушильных шкафах (с температурой плюс 135 — плюс 150°С), а флюсов — в закрытой таре, срок их хранения не ограничивается.

Сварочная проволока перед сваркой должна быть очищена от загрязнений, смазки и ржавчины.

8.2.10. Назначение и области применения электродов должны соответствовать данным, приведенным в прил. 8 (табл. 1, 2).

Сварочные материалы для сварки стыков труб с различным нормативным значением временного сопротивления разрыву выбирают в соответствии с табл. 1 прил. 8:

при различных значениях толщин стенок стыкуемых труб — по более прочной трубе;

при одинаковых значениях толщин стенок стыкуемых труб — по менее прочной трубе.

8.3. Подготовка труб под сварку и сварка

8.3.1. Для сварки могут быть использованы трубы и детали трубопроводов, дефекты на поверхности которых не превышают размеров допусков, регламентируемых ГОСТами, ТУ на поставку труб и деталей трубопроводов.

8.3.2. Перед сборкой необходим визуальный контроль поверхности труб, деталей трубопроводов, запорной и распределительной арматуры в соответствии с требованиями СНиПов. Обнаруженные дефекты должны быть исправлены в соответствии с требованиями прил. 11.

8.3.3. Забоины и задиры фасок глубиной до 5 мм ремонтируются с применением электродов с основным покрытием и подогревом, рекомендуемым при сварке данных труб.

8.3.4. В монтажных условиях разделка кромок труб должна соответствовать рис. 8.1, *а* независимо от толщины стенки трубы. Размер В на рис. 8.1, *б* зависит от толщины стенки трубы:

В, мм	Толщина стенки трубы, мм
7	Свыше 15 до 19
8	Свыше 19 до 21,5
10	Свыше 21,5 до 26
12	Свыше 26 до 30

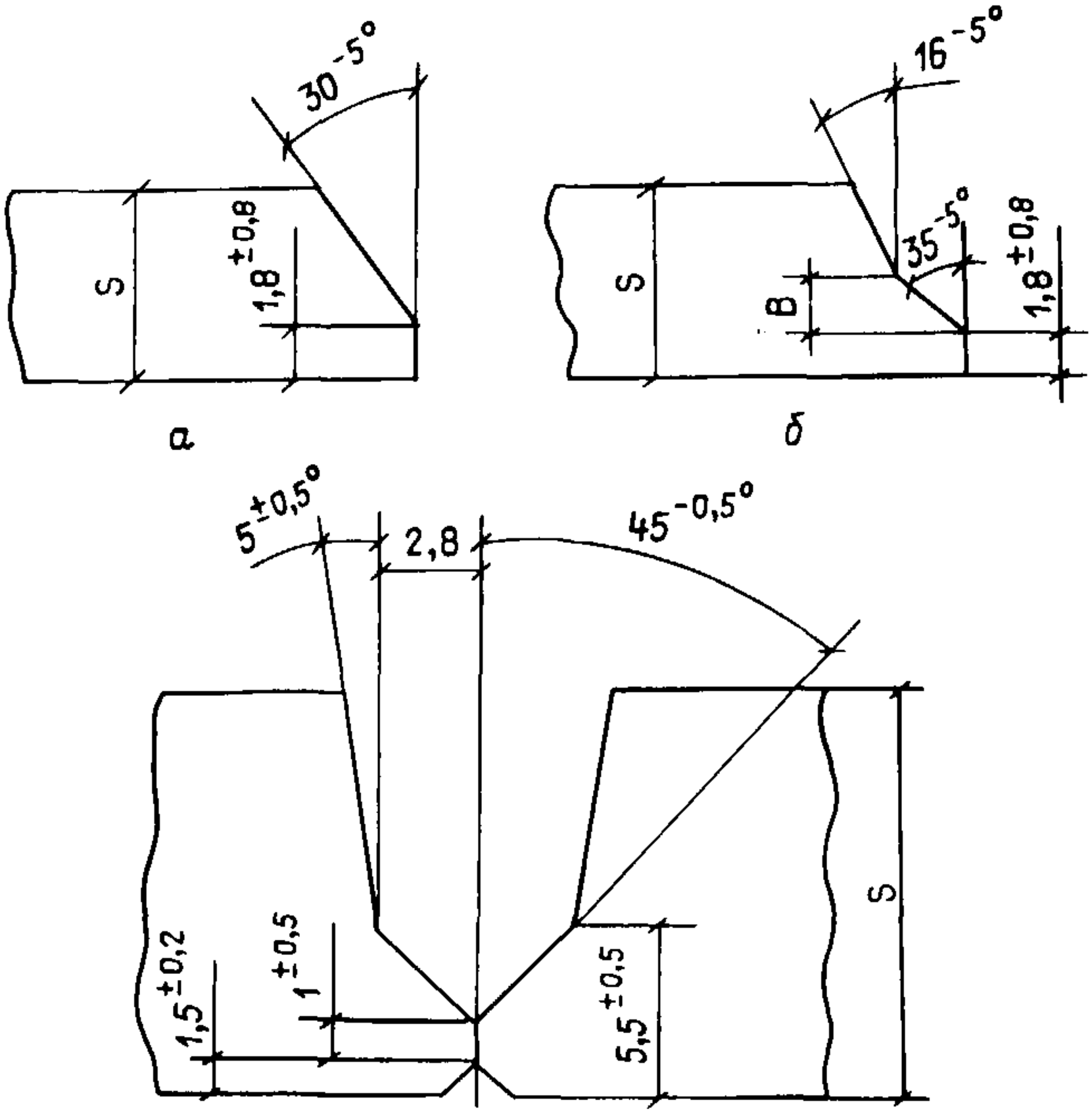


Рис. 8.1. Типы разделки кромок труб для ручной дуговой сварки, односторонней автоматической сварки под флюсом, автоматической дуговой сварки порошковой проволокой с принудительным формированием, полуавтоматической сварки в защитных газах: *а* — для труб D 57–1420 мм с толщиной стенки до 16 мм; *б* — для труб D 273–1420 мм с толщиной стенки более 15 мм; *в* — для автоматической сварки труб в защитных газах

Если изменяется форма заводской разделки кромок (см. рис. 8.1, *а* и *б*), для последующей двусторонней автоматической сварки под флюсом или в защитных газах эта операция должна быть выполнена механическим способом.

8.3.5. Соединение труб с разной толщиной стенок с деталями трубопроводов или труб с запорной и распределительной арматурой выполняется в соответствии с прил. 11.

8.3.6. При сборке труб с одинаковой нормативной толщиной стенки должны соблюдаться следующие требования:

смещение внутренних кромок бесшовных труб не должно превышать 2 мм. Допускается на длине не более 100 мм местное внутреннее смещение кромок, не превышающее 3 мм;

величина наружного смещения в этом случае не нормируется, однако должен быть обеспечен плавный переход поверхности шва к основному металлу в соответствии с технологической картой;

смещение кромок сварных труб не должно превышать 20% нормативной толщины стенки, но не более 3 мм. Измерения величины смещения кромок допускается проводить по наружным поверхностям труб сварочным шаблоном.

Для труб с нормативной толщиной стенки до 10 мм допускается смещение кромок до 40% нормативной толщины стенки, но не более 2 мм.

8.3.7. Сборку труб следует производить в соответствии с прил. 11, для сборки труб диаметром 1420 мм с толщиной стенки 21,5 мм и выше следует применять внутренние центраторы типа ЦВ (прил. 12).

Без применения внутренних центраторов можно осуществлять только сборку захлестов. Применение наружных центраторов обязательно независимо от диаметра труб.

8.3.8. Величины зазоров в стыках при сборке в случае сварки электродами приведены в табл. 8.1.

8.3.9. Сборку стыков при двусторонней автоматической сварке под флюсом следует выполнять без зазора. На отдельных участках стыка длиной до 100 мм допускается зазор не более 0,8–1,0 мм.

8.3.10. Величина зазора при сборке стыков на трубосварочных базах зависит от способа и технологии выполнения подварочного слоя:

если подварку изнутри трубы выполняют вручную, то ее следует осуществлять сразу после сварки корня шва, при этом сты-

Таблица 8.1

Зазоры в стыках труб при сварке

Способ сварки	Диаметр электрода или сварочной проволоки, мм	Величина зазора при толщине стенки труб, мм		
		до 8	8–10	10 и более
Ручная дуговая сварка электродами с с основным покрытием	2,0–2,5	1,5–2,5	—	—
	3,0–3,25	2,0–3,0	2,5–3,5	3,0–3,5
Ручная дуговая сварка электродами с целлюлозным покрытием	3,0–3,25	1,5–2,0	—	—
	4,0	—	1,5–2,5	1,5–2,5

ки собирают с зазором, рекомендованным для ручной дуговой сварки *электродами с основным покрытием*;

если подварку изнутри трубы выполняют автоматической сваркой под флюсом, то сборку стыка следует выполнять с зазором не менее 1,5 мм.

8.3.11. Сборку стыков при автоматической сварке в защитных газах производят без зазора. Допускаются локальные зазоры до 0,5 мм.

8.3.12. Сборку под двустороннюю автоматическую сварку выполняют с помощью одной прихватки в соответствии с ВСН 006–89 на режимах сварки первого наружного слоя шва. Длина прихватки должна быть не менее 200 мм.

8.3.13. При сборке стыков на наружных центраторах количество прихваток, равномерно распределенных по периметру стыка, и их длина зависят от диаметра трубы и должны соответствовать данным, приведенным в табл. 8.2.

8.3.14. Непосредственно перед прихваткой и сваркой производится просушка (или подогрев) кольцевыми нагревателями торцов труб и прилегающих к ним участков шириной не менее 150 мм.

Таблица 8.2

Количество прихваток при сборке труб

Длина стыков, мм	Ориентировочное количество прихваток, не менее	Длина прихватки не менее, мм
До 400	**2**	30–50
400–1000	**3**	60–100
1000–1400	4	100–200

8.3.15. Просушка торцов труб нагревом до температуры плюс 20 — плюс 50°С обязательна:

при наличии влаги на трубах независимо от способа сварки и прочности основного металла;

при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5°С в случае сварки труб с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм^2) и выше.

8.3.16. Предварительный подогрев выполняют перед прихваткой и ручной дуговой сваркой корневого слоя шва. Необходимость подогрева и его параметры определяются по табл. 8.3 и 8.4 (не распространяется на термоупрочненные стали) в зависимости от эквивалента углерода стали, толщины стенок стыкуемых труб, температуры окружающего воздуха, вида покрытия электродов.

8.3.17. Если для сварного шва необходимы и просушка, и подогрев, то обязательной является только последняя операция.

8.3.18. При сварке корневого слоя шва термически упрочненных труб с нормативным пределом прочности 637 МПа (65 кгс/мм^2) электродами с целлюлозным видом покрытия независимо от температуры окружающего воздуха необходим предварительный подогрев стыка до температуры не ниже плюс 100 °С, но не выше плюс 200°С.

При сварке корневого слоя шва электродами с основным видом покрытия при температуре окружающего воздуха плюс 5°С и ниже температура кромок труб стыка непосредственно перед сваркой должна быть не ниже плюс 50°С, но не более плюс 200°С.

8.3.19. Предварительный подогрев при сварке стыков труб на трубосварочных базах следует применять только непосредственно перед прихваткой и ручной дуговой сваркой корневого слоя шва на базах типа ССТ-ПАУ и БНС.

Таблица 8.3

Температура предварительного подогрева при сварке корневого шва электродами с целлюлозным видом покрытия, °С

Эквивалент углерода металла труб, %	Температура предварительного подогрева при толщине стенки трубы, мм																		
	от 7,1 до 8	от 8,1 до 9	от 9,1 до 10	от 10,1 до 11	от 11,1 до 12	от 12,1 до 13	от 13,1 до 14	от 14,1 до 15	от 15,1 до 16	от 16,1 до 17	от 17,1 до 18	от 18,1 до 19	от 19,1 до 20	от 20,1 до 21	от 21,1 до 22	от 22,1 до 23	от 23,1 до 24	от 24,1 до 25	от 25,1 до 26
0,32 0,36										-15°	-10°	-5°	0°						
0,37 0,41			-20°	0°	20°														
0,42 0,46		-10°	+20°																
0,47 0,51	+20°																		

Условные обозначения:

- подогрев не требуется;
- -5° — подогрев до +100 °С при температуре окружающего воздуха ниже указанной над чертой;
- подогрев до +200 °С независимо от температуры окружающего воздуха;
- подогрев до +100 °С независимо от температуры окружающего воздуха;
- подогрев до +150 °С независимо от температуры окружающего воздуха

Таблица 8.4

Температура предварительного подогрева при сварке корневого шва электродами с основным видом покрытия, °С

Эквивалент углерода металла труб, %	Температура предварительного подогрева при толщине стенки трубы, мм																
	до 10	от 10,1 до 11	от 11,1 до 12	от 12,1 до 13	от 13,1 до 14	от 14,1 до 15	от 15,1 до 16	от 16,1 до 17	от 17,1 до 18	от 18,1 до 19	от 19,1 до 20	от 20,1 до 21	от 21,1 до 22	от 22,1 до 23	от 23,1 до 24	от 24,1 до 25	более 25
0,37 - 0,41							-35°	-25°	-15°	-10°	0°						
0,42 - 0,46				-35°	-15°	0°	+10°										
0,47 - 0,51	-20°	0°															

Условные обозначения:

- подогрев не требуется;
- подогрев до + 100 °С независимо от температуры окружающего воздуха;
- -10° — подогрев до + 100 °С при температуре окружающего воздуха ниже указанной над чертой;
- подогрев до +150 °С независимо от температуры окружающего воздуха

8.3.20. Перед автоматической сваркой под флюсом заполняющих слоев шва на базах типа ССТ-ПАУ, а также при двусторонней автоматической сварке под флюсом кольцевых стыков труб на базах типа БТС предварительный подогрев не требуется.

8.3.21. Температуру предварительного подогрева перед сваркой труб из различных марок сталей или разностенных труб, каждая из которых должна быть подогрета на различную температуру, устанавливают по ее максимальному значению.

8.3.22. Параметры предварительного подогрева при полуавтоматической сварке в углекислом газе определяются по табл. 8.4, регламентирующей подогрев при сварке корневого шва электродами с основным видом покрытия.

8.3.23. Температуру подогрева свариваемых кромок рекомендуется контролировать контактными термометрами типа ТП-1 или термокарандашами (см. прил. 13).

Замерять температуру следует на расстоянии 10–15 мм от торца трубы; место замера необходимо предварительно зачистить.

8.3.24. Если при замере температуры стыка непосредственно перед сваркой будет обнаружено, что она ниже температуры, указанной в табл. 8.3 и 8.4, то необходим повторный нагрев.

8.3.25. Рекомендуемые режимы сварки труб для различного вида покрытий электродов и различных видов сварки приведены в прил. 14.

8.4. Качество сварки. Методы обследования и контроля сварных соединений

8.4.1. Контроль качества сварных стыков трубопроводов проводится в соответствии со СНиПом:

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.

8.4.2. При пооперационном контроле качества сварки трубопроводов проверяют:

качество подготовки кромок под сварку и качество сборки (угол скоса, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой,

правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

качество и технологию сварки (сварочного режима, порядка наложения швов, послойную зачистку шлака);

качество сварных соединений.

Пооперационный контроль должен проводиться инженерно-техническим работником, ответственным за сварку или под его наблюдением.

8.4.3. Стыки, выполненные дуговой сваркой, очищаются от шлака и подвергаются 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.

8.4.4. Стыки, выполненные стыковой сваркой оплавлением, после снятия внутреннего и наружного грата должны иметь усиление высотой не более 3 мм. Смещение кромок после сварки не должно превышать 25% толщины стенки и быть не более 3 мм.

8.4.5. При контроле физическими методами стыков трубопроводов, выполненных дуговыми методами сварки, годными считаются сварные швы, в которых в соответствии со СНиПом отсутствуют трещины любой глубины и протяженности; глубина шлаковых включений не превышает 10% толщины стенки трубы при их суммарной длине не более 1/6 периметра стыка.

Во всех случаях максимальный размер пор не должен превышать 2,7 мм.

Допускается местный непровар в корне шва глубиной до 10% толщины стенки трубы, но не более 1 мм, суммарной длиной 1/6 периметра стыка.

В стыках трубопровода диаметром 1000 мм и более на участках, выполненных с внутренней подваркой, непровары в корне шва не допускаются.

8.4.6. 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.

8.4.7. Исправление дефектов в стыках, выполненных дуговыми методами сварки, следует производить следующим образом:

подваркой внутри 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;

обнаруженные при внешнем осмотре недопустимые дефекты должны устраняться до проведения контроля неразрушающими методами.

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

8.5. Квалификация сварщиков и их допуск к сварке трубопроводов

8.5.1. Аттестацию сварщиков перед допуском их к сварке трубопроводов или перед допуском к специальным работам следует осуществлять в соответствии с "Положением об аттестации электросварщиков".

8.5.2. К сварке трубопроводов допускаются сварщики, сдавшие экзамены в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков", утвержденными Госгортехнадзором России, имеющие удостоверение и выдержавшие испытания, регламентируемые требованиями СНиПа.

8.5.3. При производстве сварочных работ каждый сварщик должен сварить допускной стык для труб диаметром до 1000 мм или половину стыка для труб диаметром 1000 мм и выше в условиях, тождественных условиям сварки на трассе, если:

он впервые приступил к сварке трубопровода или имел перерыв в своей работе более трех месяцев;

сварка труб осуществляется из новых марок сталей или с применением новых сварочных материалов, технологии, оборудования;

изменился диаметр труб под сварку;

изменена форма разделки торцов труб под сварку.

Сваренный допускной стык должен подвергаться контролю и механическим испытаниям в соответствии со СНиП III-42–80.

8.5.4. Если сварщик сварил допускной стык одной маркой или сочетанием марок сварочных материалов, входящих в соответствующую группу, он квалифицируется на сварку всеми сварочными материалами (или их сочетанием), входящими в данную группу.

8.5.5. Повторная проверка знаний сварщиков и результатов испытаний контрольных стыков должна проводиться постоянно действующими комиссиями:

периодически, не реже одного раза в 12 месяцев;

при перерыве в работе по специальности свыше 6 месяцев;

перед допуском к работе после временного отстранения сварщика за нарушение технологии и низкое качество работ.

Результаты аттестации сварщиков оформляются протоколом за подписью всех членов комиссии.

8.5.6. Дополнительную проверку знаний сварщика и сварку им контрольных образцов в условиях, аналогичных ремонтным, необходимо проводить:

при переходе на новые для него способы сварки или виды работ;

при сварке трубопроводов из новых материалов или при существенном изменении технологии сварки;

при сварке трубопроводов с применением новых присадочных материалов.

Дополнительная проверка знаний должна проводиться в объеме программы, утвержденной главным инженером предприятия.

8.5.7. В случае неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний контрольного стыка (при надлежащем качестве сварочных материалов, установленном предварительной проверкой) сварщик к работе не допускается. Он может быть допущен к сварке трубопроводов только после дополнительного обучения и получения положительных результатов при сварке контрольных стыков, но не ранее чем через месяц с момента отстранения от работы.

Результаты всех дополнительных испытаний оформляют протоколом.

9. ПОРЯДОК УЧЕТА, РАССЛЕДОВАНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ОТКАЗОВ И ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

9.1. Классификация аварий

9.1.1. Отказом трубопроводов промыслового сбора и транспорта продукции скважин считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода.

9.1.2. Повреждением называется нарушение исправного состояния ПТ при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

9.1.3. Отказы ПТ делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России, а все остальные отказы — некатегорийные — расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392–86.

9.1.4. Некатегорийные отказы подразделяются по видам нарушений:

разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам;

негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней;

негерметичность запорной и регулирующей арматуры;

потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий;

потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок.

9.1.5. Некатегорийные отказы ПТ подразделяются на отказы 1-й и 2-й групп.

К отказам 1-й группы относятся отказы на внутриплощадочных напорных внутри- и межпромысловых нефтепроводах на участке от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального пункта сбора (ЦПС) или от комплексного сборного пункта (КСП) и далее до магистральных нефтепроводов.

К отказам 2-й группы относятся отказы на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах на участке от групповой замерной установки (ГЗУ) до ДНС, а также на водоводах.

9.2. Расследование аварий

9.2.1. Расследование отказов и повреждений ПТ проводится с использованием исследований: визуального (макроскопического), лабораторного (микроскопического), аналитического, экспертного и других методов.

9.2.2. Все отказы трубопроводов, происшедшие при приемосдаточных испытаниях, подлежат отдельному расследованию и учету.

9.2.3. Некатегорийные отказы 1-й группы расследуются постоянно действующей комиссией НГДУ, назначаемой приказом по НГДУ в составе заместителя начальника (председателя), а также специалистов подразделений эксплуатации (ремонта), техники безопасности, службы охраны окружающей среды, бухгалтерии.

9.2.4. Некатегорийные отказы 2-й группы расследуются постоянно действующей комиссией ЦДНГ в составе старшего инженера цеха (председателя), а также мастера (механика) цеха по ремонту трубопроводов, мастера по добыче нефти.

9.2.5. Отказы на выкидных линиях скважин до ГЗУ, а также повреждения на всех трубопроводах, выявленные в процессе эксплуатации, расследуются комиссией в составе механика (старшего инженера) цеха — председателя, мастера по добыче нефти или мастера по ремонту трубопроводов и оператора и регистрируются в журнале произвольной формы.

9.2.6. Повреждения, выявленные в процессе технического обслуживания (опрессовка, врезка и т. п.) и ремонта ПТ, должны устраняться в плановом порядке и учитываться в журнале планово-предупредительных работ.

9.2.7. К работе комиссий по техническому расследованию отказа (в зависимости от характера, причин и последствий) могут быть привлечены представители:

Госкомприроды;

органов государственной пожарной охраны;

технической инспекции совета профсоюза;

органов Государственного санитарного надзора;

органов по использованию и охране водных ресурсов;

землепользователей;

заводов — изготовителей труб и арматуры, если причиной отказа, повреждения явились заводские дефекты;

строительно-монтажных организаций, принимавших участие в строительстве данного трубопровода, если причиной

отказа, повреждения явился брак, допущенный при строительстве;

проектных институтов, принимавших участие в проектировании данного трубопровода, если причиной отказа послужили недостатки проектных решений.

научно-исследовательских организаций.

9.2.8. Комиссия обязана:

установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию и выявить конкретных виновников;

наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем;

по окончании расследования отказа составить, подписать и утвердить акт в 2 экземплярах по форме, указанной в прил. 15.

9.2.9. В тех случаях, когда непосредственно на месте разрушения невозможно установить причину отказа трубопровода и металл трубы передается для лабораторного исследования, необходимо консервационной смазкой закрыть поверхность излома, не допускать ударов по металлу, сверления технологических отверстий, особенно в зонах очага разрушения.

9.2.10. Вырезка катушки или образцов из разрушившегося поврежденного трубопровода оформляется актом.

9.2.11. Первый экземпляр акта должен храниться в отделе, ответственном за учет и отчетность по авариям в НГДУ, второй — в цехе, где произошел отказ.

9.2.12. По результатам расследования некатегорийных отказов НГДУ при необходимости издает приказ или циркулярное письмо с указанием причины отказа, виновных лиц и мероприятий, подлежащих выполнению (со сроками и ответственными лицами), и доводит их до сведения своих подразделений с целью предупреждения подобных отказов.

9.3. Отчетность перед контролирующими органами об авариях, утечках, разливах

9.3.1. Все отказы вне зависимости от времени, затраченного на их ликвидацию, и вида отказа необходимо зарегистрировать в журнале учета отказов ПТ в течение 24 часов с момента их возникновения.

Форма журнала учета для некатегорийных отказов ПТ приводится в прил. 16.

9.3.2. Журнал учета отказов ПТ следует прошнуровать, пронумеровать страницы, заверить подписью ответственного лица.

9.3.3. Регистрация, учет, отчетность, ведение и хранение документов по отказам и повреждениям ПТ возлагаются на отдел и конкретно ИТР этого отдела, ответственность которых определяется приказом по НГДУ, положением об отделе и должностными инструкциями.

9.3.4. На основании актов расследования отказов, журнала их учета и других документов лицо, ответственное за отчет в НГДУ, ежемесячно до пятого числа следующего месяца представляет в производственное объединение (ПО) отчет по форме прил. 14.

9.3.5. ПО ежемесячно до 10 числа следующего месяца представляет в центральное диспетчерское управление (ЦДУ) отчет по имевшимся за отчетный период отказам по форме прил. 15.

9.3.6. ЦДУ на основании месячных отчетов производственных объединений суммирует количество отказов по отрасли в целом с подсчетом количества недополученной нефти и затрат на ликвидацию отказов за месяц и с начала года по форме прил. 18. Определение недобора нефти и потерь от разлива производится в соответствии с РД 39-069–91.

9.4. Организация работ по ликвидации аварий на трубопроводах

9.4.1. Работы по ликвидации отказов на промысловых трубопроводах должны выполняться аварийно-восстановительными бригадами (АВБ), входящими в цех по ремонту трубопроводов (ЦРТ) НГДУ, или другими подразделениями НГДУ.

9.4.2. В подразделениях главным инженером НГДУ должны быть разработаны и утверждены планы ликвидации аварий в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России. В планах должен быть указан порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

9.4.3. В оперативной части плана ликвидации аварий предусматриваются:

вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет выхода нефти или газа с поврежденного участка;

мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды, по локализации выхода нефти или газа, отключению поврежденного участка, ликвидации аварий;

действия ИТР и рабочих, меры техники безопасности и пожарной безопасности;

мероприятия по тушению нефти в случае ее загорания;

места нахождения служб и средства для ликвидации аварий;

распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварий;

список должностных лиц и учреждений, которые должны быть оповещены об аварии, и порядок оповещения;

порядок сбора аварийной бригады;

очередность выезда специальных машин;

перечень аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения, направляемых к месту аварии.

Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с планами ликвидации аварий.

9.4.4. При возникновении отказа диспетчер цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) или центрального пункта подготовки нефти (ЦППН) должен немедленно сообщить об этом своему руководству и диспетчеру НГДУ, отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации возникшего отказа в соответствии с планом ликвидации отказов, затем проинформировать диспетчера центральной инженерно-технической службы (ЦИТС) о принятых мерах по ликвидации отказа и сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

9.4.5. Прибывший первым к месту аварии на ПТ руководитель работ обязан:

установить предупредительные знаки для ограждения места аварии;

принять меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы и населенные пункты;

разместить технические средства и персонал аварийно-восстановительной бригады (АВБ) на безопасном расстоянии от места аварии в соответствии с действующими правилами техники безопасности;

предотвратить появление в зоне аварии посторонних лиц и техники; при возникновении аварии вблизи железных и автомо-

бильных дорог принять меры, исключающие движение транспорта;

уточнить место и размеры аварии;

выйти на связь с диспетчером или руководителем подразделения, сообщить о месте и ориентировочных размерах аварии, возможности подъездов и другие сведения;

при возникновении аварии вблизи ЛЭП, железных и автомобильных дорог сообщить их владельцам об аварии.

9.4.6. Запрещается приближение к зоне аварии людей и техники до организации связи и получения сообщений о полной ликвидации или локализации аварии, об организации непрерывного дежурства на отключающей аварийный участок трубопровода запорной арматуре, о выполнении дополнительных мер по предотвращению случайного или самопроизвольного переключения запорной арматуры на границах отключенного участка.

9.4.7. После определения характера отказа и принятия решения о способе его ликвидации работы продолжаются в соответствии с планом ликвидации возможных отказов и конкретно сложившейся обстановкой.

9.4.8. Все аварийно-восстановительные работы должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

9.4.9. Все оборудование, транспорт и имущество, предназначенное для выполнения аварийно-восстановительных работ, должно находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Закрепленную для этих целей технику использовать не по назначению запрещается.

9.4.10. Техническое оснащение аварийно-восстановительных бригад устанавливается РД 39-0147103-376—86.

9.4.11. Количество и специальности персонала аварийной бригады должны соответствовать действующим нормативам на выполнение ремонтных работ, а также количеству водителей, машинистов и мотористов, необходимых для эксплуатации транспортных и ремонтных технических средств.

9.4.12. При определении численности персонала предусматривается возможность замены рабочих при выполнении несложных работ и совмещения профессий работниками высокой квалификации.

10. ОХРАНА ТРУДА

10.1. Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности" и "Единой системой работ по созданию безопасных условий труда".

10.2. Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

10.3. Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии в целом по ПО возлагаются на генерального директора и главного инженера объединения, а в НГДУ — на начальника и главного инженера управления.

10.4. Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагаются на руководителей этих подразделений.

10.5. Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места — необходимыми плакатами.

10.6. Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года, а также при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин и аппаратов.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

10.7. Организация работ по охране труда и контроль за состоянием трубопроводов осуществляются работниками службы охраны труда и техники безопасности НГДУ.

10.8. При организации и производстве работ на объектах системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т. д.

10.9. Все работники систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

10.10. Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечках нефти, газа и воды, нарушениях правил техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

10.11. Работники цехов и участков должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами; ответственность за обеспечение работников указанными видами довольствия и контроль за их использованием возлагаются на одного из заместителей руководителя ПО, управления, а также на руководителей объектов, цехов и участков.

10.12. Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергаются осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

10.13. В каждом цехе, на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню.

10.14. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

10.15. Рабочие, принимаемые на работу по обслуживанию со-

оружений и оборудования систем сбора нефти, газа и воды, должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на производстве проводится в соответствии с "Типовым положением о профессиональном обучении рабочих на производстве в нефтяной промышленности" по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

10.16. По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к работе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначенной приказом по объединению или управлению.

Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право на эксплуатацию сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

10.17. Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно в том же порядке, как при проведении первичной проверки знаний.

10.18. Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;

при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;

в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии (по усмотрению начальника цеха);

по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;

по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;

при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

10.19. Общее руководство и ответственность за правильную организацию и проведение обучения работников безопасным методам работы возлагаются на руководителя предприятия.

Контроль за своевременным и качественным обучением рабочих и инженерно-технических работников безопасным методам работы возлагается на соответствующие службы охраны труда и техники безопасности.

10.20. Работники, обслуживающие промысловые трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности в соответствии с "Единой системой управления охраной труда в нефтяной промышленности":

а) вводный инструктаж, проводимый со всеми поступающими на предприятие рабочими и служащими независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, а также с работниками, командированными для работы на данном предприятии, учащимися, студентами и другими лицами, допускаемыми на территорию предприятия или в производственные цеха для проведения работ;

б) инструктажи на рабочем месте:

первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением — перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;

периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности — через 3 месяца, для ИТР — не реже чем через 2 года;

внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью — при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;

если в цехе, на участке, в бригаде произошел несчастный случай или отказ;

при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;

разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов — перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

10.21. Для рассмотрения вопросов охраны труда, осуществле-

ния плановых проверок состояния условий труда на объектах, в цехах, предприятиях создаются постоянно действующие комиссии (ПДК) по безопасности труда.

ПДК предприятия организуется приказом по предприятию под председательством главного инженера. В состав комиссии включаются заместители начальника, главные специалисты, начальники отделов, служб, председатель профсоюзного комитета, председатель комиссии охраны труда.

10.22. Руководители предприятия, возглавляя ПДК по безопасности труда, не реже одного раза в квартал осуществляют выборочную проверку состояния условий труда.

Результаты проверок оформляются актом. При необходимости по результатам проверок издается приказ.

Порядок организации и содержание работы ПДК по безопасности труда предприятий должны соответствовать требованиям "Положения о постоянно действующих комиссиях по безопасности труда".

10.23. За состоянием условий труда на объектах промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства согласно "Положению о ведомственном (оперативном) контроле за состоянием условий труда".

10.24. На предприятии по каждому объекту должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором раздельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией последних перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

10.25. Перечень работ разрабатывается начальниками цехов, установок, согласовывается со службами эксплуатации главного механика и техники безопасности и утверждается главным инженером предприятия.

Перечень должен периодически не реже одного раза в год пересматриваться и переутверждаться.

10.26. На выполнение работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы (прил. 19).

10.27. На производство огневых работ оформляется разреше-

ние по форме, утвержденной вышестоящей организацией; наряд-допуск не оформляется.

10.28. Список руководителей, имеющих право выдачи нарядов-допусков и разрешений на производство работ, оформляется приказом по предприятию.

10.29. На месте проведения ремонтных работ обязателен контроль за состоянием воздушной среды, который должен осуществляться согласно "Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности" ИБТВ 1-087–81.

10.30. Состояние воздушной среды в колодцах, котлованах и траншеях должно контролироваться ежедневно перед началом газоопасных работ и после перерыва с помощью газоанализатора.

10.31. Допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

10.32. При проведении сварочных работ на трубопроводе по санитарным нормам ПДК углеводородов C_1 — C_{10} в пересчете на углерод равна 300 мг/м^3, а сероводорода в смеси с углеводородами C_1 — C_5 — 3 мг/м^3.

10.33. Если в процессе работы возле рабочего места обнаружена утечка газа или нефти, необходимо прекратить работу и сообщить об этом руководителю.

10.34. При работе в колодцах, траншеях следует применять шланговый противогаз (конец шланга должен находиться на поверхности земли с наветренной стороны от колодца, котлована) и спасательный пояс с крестообразными лямками и сигнально-спасательной веревкой, конец ее должен держать рабочий, находящийся на поверхности земли. Длина шланга противогаза не должна превышать 20 м. Если радиус загазованной зоны превышает 20 м, следует применять шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха.

На поверхности земли должны находиться не менее двух человек для постоянного наблюдения за действиями спустившегося в колодец.

Срок единовременного пребывания в шланговом противогазе не должен превышать 15 мин с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин.

10.35. Котлованы при вскрытии трубопровода для ремонта

должны быть открытыми и иметь размеры, позволяющие свободно работать в них двум рабочим. В котловане или траншее, где проводят ремонтные работы, для спуска и подъема рабочих должно быть не менее двух устройств, расположенных с противоположных сторон.

10.36. При разработке траншей землекопы должны находиться друг от друга на расстоянии не менее 1,8 — 2 м.

10.37. В случае появления продольных трещин в стенках траншеи (котлована) землекоп во избежание травм должен покинуть ее и сообщить об этом мастеру или бригадиру.

10.38. При спуске (подъеме) в траншею следует пользоваться стремянкой шириной 0,6 м с перилами и лестницей, а при переходе через траншею — мостками шириной не менее 0,6 м с перильным ограждением высотой не менее 1,0 м.

10.39. Запрещается находиться от крана-трубоукладчика, экскаватора и других подъемных механизмов во время их работы на расстоянии ближе, чем расстояние, равное длине стрелы плюс 5 м.

10.40. При рубке металла, зачистке кромок после сварки, очистке трубопровода от старой изоляции, ржавчины, нанесении новой изоляции работающий должен пользоваться защитными очками и рукавицами.

Одновременная (совместная) работа газорезчика и электросварщика в котловане запрещается.

10.41. При совместной работе трубопроводчика с электросварщиком и газосварщиком необходимо пользоваться защитными очками, щитком или шлемом-маской.

Брюки необходимо носить навыпуск.

10.42. При работе с горячим битумом ведро с разогретым битумом нужно опускать на дно траншеи или котлована с помощью карабина, стоя на переходном мостике.

Передача ведра с горячим битумом из рук в руки запрещается.

10.43. При движении кранов-трубоукладчиков, экскаваторов, бульдозеров, тягачей в темное время суток, при густом тумане и сильном снегопаде машинисты должны включать осветительные приборы как при движении, так и на стоянках;

при вынужденной остановке на дороге ограждать машины днем красным флажком, ночью — фонарями с красным светом.

10.44. При установке, передвижении и работе кранов-трубоукладчиков у траншеи машинист во избежание обрушения грун-

та обязан выдерживать расстояние от бровки траншеи с вертикальными стенками до ближайшей опоры гусеницы крана-трубоукладчика в соответствии с данными, приведенными в табл. 10.1.

При невозможности соблюдения этих расстояний стенка или откос должны быть укреплены.

Для траншей с откосами расстояния уменьшаются на величину заложения откоса.

Таблица 10.1

Безопасное расстояние приближения трубоукладчика к бровке траншеи

Глубина траншеи, м	Расстояние от бровки до ближней гусеницы крана-трубоукладчика для грунтов, м				
	песчаного	супесчаного	суглинистого	глинистого	лесового, сухого
1	1,5	1,25	1,00	1,00	1,00
2	3,0	2,40	2,00	1,50	2,0
3	4,0	3,6	3,25	1,75	2,5
4	5,0	4,4	4,0	2,0	3,0
5	6,0	5,3	4,75	2,25	3,5

10.45. Не допускается курение и разведение огня в вырытых траншеях и котлованах.

10.46. Запрещается пребывание людей в кузовах автомобилей, на площадках прицепов и саней, нагруженных негабаритными грузами, трубами, бревнами, пыляющими, ядовитыми и горючими материалами, а также на грузах, транспортируемых волоком.

10.47. Персонал, участвующий в гидравлических и пневматических испытаниях трубопроводов, должен находиться в безопасных местах на случай разрыва швов, пробоя прокладок, отрыва заглушек и других аварийных ситуаций.

Осмотр трубопровода разрешается производить только после снижения давления до рабочего, а устранение неисправностей — после полного снятия его.

10.48. Задвижки, краны и вентили должны открываться и закрываться плавно. Не допускается применение для их открытия и закрытия ломов, труб и других предметов.

11. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

11.1. Порядок организации работ по пожарной безопасности внутрипромысловых трубопроводов определяется следующими документами: ГОСТ 12.1.004–85, "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности", "Положением о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств".

11.2. При числе работающих на объекте более 15 человек необходимо организовать добровольную пожарную дружину (ДПД), а при наличии инженерно-технического персонала — и пожарно-техническую комиссию (ПТК).

11.3. Руководители объектов несут личную ответственность за выполнение требований правил пожарной безопасности на объекте и отвечают за нарушение этих требований подчиненными.

Указания или распоряжения руководителей объектов, принуждающие подчиненных нарушать требования пожарной безопасности, самовольно возобновлять работы, остановленные органами Госпожнадзора, а также непринятие мер по устранению нарушений являются грубейшими нарушениями правил пожарной безопасности.

11.4. Должностные лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности, в зависимости от характера нарушений и их последствий несут ответственность в установленном законом порядке.

11.5. Руководитель объекта обязан:

организовать изучение и контроль за усвоением знаний правил пожарной безопасности всеми инженерно-техническими работниками (ИТР), служащими и рабочими, обеспечить строгое выполнение настоящих Правил всеми подчиненными;

организовать на объекте ДПД и ПТК и обеспечить их эффективную работу;

обеспечить своевременное выполнение всех противопожарных мероприятий и внедрять новые научно-технические решения, направленные на повышение уровня пожарной безопасности объекта;

назначить лиц, ответственных за обеспечение пожарной безопасности цехов, установок, зданий, складов и других подразделений объекта;

утвердить инструкции по пожарной безопасности;

организовать проведение инструктажа по пожарной безопасности и занятия по пожарно-техническому минимуму с рабочими и служащими объекта в соответствии с действующими программами;

по согласованию с органами Госпожнадзора установить в производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях и на территории объекта строгий противопожарный режим (определить и оборудовать места для курения, установить порядок проведения огневых работ, допустимое количество одновременно хранящихся веществ и материалов, порядок осмотра и закрытия помещений) и постоянно контролировать его строгое соблюдение всеми служащими и рабочими объекта;

периодически, при проведении оперативного контроля, лично проверять состояние пожарной безопасности объекта, наличие и исправность средств предупреждения и тушения пожара, боеспособность объектовой пожарной охраны и ДПД и принимать необходимые меры для повышения эффективности их работы;

принимать меры наказания лиц, виновных в нарушении правил пожарной безопасности;

выделять необходимые ассигнования для приобретения средств пожаротушения и выполнения противопожарных мероприятий.

11.6. Ответственность за противопожарное состояние внутрипромысловых трубопроводов, за разработку и осуществление текущих планов противопожарных мероприятий, за комплектацию противопожарного оборудования, сохранность противопожарной техники и средств пожаротушения, за работу ДПД и боевых расчетов возлагается на руководителей предприятия, объекта и оформляется приказом.

На каждом объекте на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность.

11.7. Лица, ответственные за обеспечение пожарной безопасности, обязаны:

знать схему технологического процесса сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды, его пожарную опасность и меры безопасности;

знать все обращаемые в производстве взрывопожароопасные вещества, материалы и способы их тушения;

следить за соблюдением установленных требований пожарной безопасности;

не допускать без разрешения проведения работ с применением открытого огня;

не допускать загромождения подъездов, подходов и проходов к зданиям, сооружениям, технологическому оборудованию, оборудованию системы пожаротушения и первичным средствам пожаротушения;

следить и регулярно проверять исправность всех имеющихся средств пожаротушения, знать их назначение и уметь с ними обращаться;

организовать противопожарную подготовку (противопожарный инструктаж, пожарно-технический минимум) подчиненных работников;

не допускать к работе лиц, не прошедших противопожарный инструктаж;

принимать меры к устранению обнаруженных нарушений правил пожарной безопасности и неисправности средств пожаротушения, а также приведению их в работоспособное состояние;

в случае возникновения пожара или опасной ситуации вследствие аварии и других причин немедленно сообщить в пожарную охрану, поставить в известность руководителя объекта, организовать встречу пожарной охраны и принять все меры по ликвидации пожара или аварии согласно инструкции, специально разработанной на случай возникновения пожара или аварии.

11.8. Для служб эксплуатации и ремонта промысловых трубопроводов, на основе действующих правил пожарной безопасности, должны быть разработаны с учетом специфики производства общебытовые и цеховые инструкции о мерах пожарной безопасности, согласованные с пожарной охраной предприятия, которые после утверждения руководством предприятия вывешиваются на видных местах.

11.9. Инструкции по пожарной безопасности должны предусматривать:

общие требования пожарной безопасности для автотранспорта, рабочих и служащих на территории объекта;

требования к содержанию дорог, подъездов и проездов к зданиям, сооружениям и водоисточникам, средствам пожаротушения;

условия, нормы и порядок хранения взрывопожароопасных веществ и материалов в цехах, на установках, складах и других объектах;

порядок сбора, хранения и удаления горючих отходов, содержания и хранения спецодежды;

обязательные работы по окончании рабочего дня и специальные противопожарные мероприятия для отдельных помещений, технологического оборудования, несоблюдение которых может вызвать пожар или загорание;

обязанности и действия обслуживающего персонала объекта при возникновении пожара, порядок вызова пожарной охраны;

порядок аварийной остановки и отключения оборудования при возникновении пожара или аварийной ситуации.

11.10. На каждом объекте согласно приказу руководителя (директора) предприятия все вновь принимаемые на работу рабочие и служащие, в том числе и временные, обязаны пройти первичный противопожарный инструктаж о мерах пожарной безопасности.

Допуск к работе лиц, не прошедших инструктаж, запрещается.

11.11. Первичный противопожарный инструктаж с рабочими и служащими можно проводить одновременно с вводным инструктажом по технике безопасности.

По окончании инструктажа должна проводиться проверка знаний и навыков, полученных инструктируемыми. Лица, знания которых оказались неудовлетворительными, подвергаются повторному инструктажу с обязательной последующей проверкой знаний.

Повторный инструктаж проводится на рабочем месте лицом, ответственным за пожарную безопасность объекта, цеха, участка, склада и т. д. Повторный инструктаж обязательно должен проводиться при переводе работников с одного участка на другой применительно к особенностям пожарной опасности нового участка работы.

11.12. Для повышения общих технических знаний и ознакомления с правилами пожарной безопасности, вытекающими из особенностей технологического процесса производства, а также более детального обучения способам использования имеющихся средств пожаротушения с рабочими и служащими, работающими на объектах с повышенной пожарной опасностью, проводятся занятия по пожарно-техническому минимуму.

Порядок и программа проведения занятий разрабатываются в соответствии с "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности" работниками отдела техники безопасно-

сти совместно с пожарной охраной и вводятся в действие приказом руководителя предприятия.

Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся один раз в год. По окончании прохождения программы пожарно-технического минимума от рабочих и служащих должны быть приняты зачеты.

11.13. Каждый работающий на объекте системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа (независимо от занимаемой должности) обязан четко знать и строго выполнять установленные правила пожарной безопасности, не допускать действий, которые могут привести к пожару или загоранию.

11.14. Для установления и поддержания надлежащего режима эксплуатации все здания, сооружения и помещения на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны классифицироваться по степени огнестойкости, иметь категорию взрывопожарной и пожарной опасности согласно СНиП 2.01.02–85 и ОНТП 24–86, а помещения классифицируются в соответствии с "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ).

11.15. Объекты системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа должны быть оборудованы телефонной и радиосвязью, электрической пожарной сигнализацией в соответствии с "Противопожарными техническими условиями строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности" и "Перечнем зданий, помещений и сооружений Миннефтегазпрома, подлежащих оборудованию установками автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации".

11.16. Для предотвращения образования горючей среды необходимо обеспечить согласно ГОСТ 12.1.004–85:

максимальное возможное применение негорючих и трудногорючих веществ и материалов;

ограничение массы или объема горючих веществ, материалов и наиболее безопасное их размещение;

изоляцию горючей среды;

поддержание концентрации горючих газов, паров, взвесей и окислителя в смеси вне пределов их воспламенения;

достаточную концентрацию флегматизатора в воздухе защищаемого объекта;

поддержание температуры и давления среды, при которых распространение пламени исключается;

максимальную механизацию и автоматизацию технологических процессов, связанных с образованием горючих веществ;

установку пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях или на открытых площадках;

применение для горючих веществ герметичного оборудования и тары;

применение устройств защиты производственного оборудования с горючими веществами от повреждений и аварий, установку отключающих, отсекающих и других устройств;

применение изолированных отсеков, камер, кабин и т. д.

11.17. На объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды должны быть вывешены схемы противопожарного водоснабжения (если это предусмотрено проектом) с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов. В местах установки пожарного гидранта должен быть указатель с обозначением его номера и принадлежности.

11.18. Временные работы, связанные с нарушением полотна дорог, проездов и подъездов на территории объекта, допускаются с разрешения руководителя объекта при обязательном согласовании с пожарной охраной и с указанием места, характера и срока работ, а также мест временных проездов.

11.19. Грозозащитные устройства и защитные заземления зданий, аппаратов и машин подлежат систематической проверке в установленные сроки.

11.20. На складах горючесмазочных материалов (ГСМ) и в других местах с наличием легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть вывешены плакаты с надписями: "Огнеопасно!" и "Курить воспрещается!".

11.21. Проходы, выходы, лестничные клетки, тамбуры, коридоры, запасные выходы и подходы к средствам пожаротушения не должны загромождаться.

11.22. Территории объектов предприятий, цехов, участков, складов должны быть ограждены забором из несгораемых материалов и иметь не менее двух исправных въездов — основного и запасного.

Все дороги и проезды на территории необходимо содержать в свободном и исправном состоянии, своевременно ремонтировать, в темное время суток освещать, а в зимнее время очищать от снега.

Проезды и подъезды к пожарным водоемам, гидрантам, а также доступы к пожарному инвентарю и оборудованию должны

быть всегда свободными и иметь твердое покрытие с уклоном, обеспечивающим естественный отвод ливневых и талых вод. В зимнее время гидранты должны быть утеплены.

11.23. Проезды и переходы через железнодорожные пути должны иметь сплошные настилы на одном уровне с головками рельсов, в районе сливо-наливных эстакад быть всегда свободными. Стоянка вагонов без локомотивов на переезде запрещается.

О закрытии отдельных участков дорог, проездов и переездов по различным причинам необходимо уведомить пожарную охрану.

11.24. Не допускается загрязнение и скопление на территории нефти. Места, где разлилась нефть, должны немедленно зачищаться путем снятия слоя земли на глубину, превышающую на 1–2 см пропитанный нефтью грунт. Образовавшаяся выемка должна быть засыпана песком.

11.25. Отходы производства и мусор следует регулярно убирать и вывозить с территории объекта.

Сжигание на территории объекта отходов и мусора, а также курение запрещаются, о чем на видных местах должны быть вывешены предупреждающие и запрещающие знаки.

11.26. Движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды, где возможно образование взрывоопасной смеси, разрешается только при оборудовании выхлопной трубы двигателя искрогасителем.

11.27. В каждом производственном здании на видном месте должны быть вывешены планы эвакуации людей на случай пожара или аварии, согласованные с местными органами пожарной охраны и утвержденные руководителем объекта.

11.28. В системе сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа должны приниматься все меры к его полезной утилизации и сокращению сброса газов на факел. Допускается сжигание в факелах аварийных сбросов нефтяного газа, сбросов газа от предохранительных клапанов технологического оборудования и трубопроводов.

Для сброса нефтяных газов, содержащих сероводород в количестве более 8% весовых, необходимо предусматривать отдельную факельную систему.

11.29. Для воспламенения сбросных газов и обеспечения стабильного горения факельная установка должна быть оборудо-

вана дистанционным электрозапальным устройством, подводящим трубопроводом топливного газа и дежурной горелкой, которая должна постоянно гореть.

Перед вертикальным стволом факела на горизонтальном участке газопровода (факельного трубопровода) должен быть установлен огнепреградитель, доступный для осмотра и ремонта.

11.30. Порядок проведения работ по продувке и испытанию трубопроводов устанавливается инструкцией, излагающей последовательность и способы выполнения работ, а также меры техники и пожарной безопасности. Инструкция составляется строительно-монтажной организацией применительно к данному трубопроводу и согласовывается с заказчиком.

Инструкция по продувке и испытанию газопроводов газом непременно согласовывается с Государственной газовой инспекцией.

11.31. При эксплуатации факельных трубопроводов необходимо исключить возможность подсоса воздуха и образование в них взрывоопасных смесей, а также их закупорки ледяными пробками.

Содержание кислорода в сбросных газах не должно превышать 50% от минимального взрывоопасного содержания кислорода.

11.32. Персонал, обслуживающий факельную систему, обязан:

поддерживать устойчивое горение дежурной горелки;

не допускать посторонних на территорию факельной системы;

обо всех неполадках сообщать старшему по смене, который в свою очередь должен поставить в известность руководителя объекта, сделав одновременно запись в вахтенном журнале;

при аварии или пожаре в районе факельной системы вызвать пожарную охрану и газоспасательную службу.

11.33. Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассу трубопроводов, устройство и работу арматуры, пожароопасность транспортируемых веществ и материалов, а также правила пожарной безопасности и действия в случае пожара или аварии.

Для теплоизолированных трубопроводов дополнительно необходимо знать пожароопасность применяемых теплоизоляционных материалов и способы их тушения, меры пожарной безопасности при проведении ремонтных и сварочных работ.

11.34. При обнаружении участков изоляции, пропитанной нефтью и нефтепродуктами, необходимо снять и заменить пропитанную изоляцию для предотвращения ее самовоспламенения.

11.35. Изменение действующих схем расположения трубопроводов на предприятиях (объекте) без ведома и утверждения новой схемы главным инженером предприятия запрещается.

11.36. Ремонтно-восстановительное подразделение должно оснащаться необходимыми транспортными средствами, оборудованными искрогасителями, оборудованием, инструментом искробезопасного исполнения, необходимыми средствами пожаротушения.

11.37. Перед началом ремонтного сезона необходимо поставить в известность местные органы госпожнадзора о сроках проведения работ по капитальному ремонту действующего трубопровода.

11.38. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении капитального ремонта подземных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности" и требований местной власти по вопросам пожарной безопасности.

11.39. Участки хранения, приготовления, нанесения грунтовки и гидротеплоизоляции должны находиться в специально отведенных местах и оборудоваться первичными средствами пожаротушения.

На данных участках категорически запрещается курение и использование открытого огня.

11.40. В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

11.41. Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах для газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки ниже 45°С и вредных веществ независимо от температуры и давления среды должна быть стальной.

11.42. Запрещается длительная эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво-, пожароопасных и агрессивных газов и продуктов, при наличии хомутов. Хомуты должны быть ликвидированы при первой же остановке трубопровода на ревизию или ремонт.

11.43. Наземные трубопроводы должны быть уложены на опоры из несгораемого материала. Конструкция опор и компенсато-

ров не должна препятствовать перемещению трубопроводов при изменении их температуры.

Запрещается в качестве опорных конструкций использовать действующие трубопроводы.

11.44. В случае обмерзания аппаратов, трубопроводов, задвижек, штуцеров отогревать их следует только горячей водой или паром.

Пар к трубопроводам для их отогрева должен подводиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов с установкой запорной арматуры с обеих сторон съемного участка. По окончании работ эти участки трубопроводов или шланги должны быть сняты, а на запорной арматуре установлены заглушки. Использовать открытый огонь для отогрева запрещается.

11.45. При прокладке трубопроводов с горючими жидкостями и газами в каналах и траншеях (открытых и закрытых) необходимо осуществлять контроль за исправным состоянием разделительных глухих перемычек (диафрагм) из несгораемых материалов в местах прохода траншеи и каналов через противопожарные стены, а также противопожарных отсыпок из песка или гравия длиной не менее 4 м на расстоянии друг от друга не более 80 м.

11.46. Трубопроводы, расположенные в цехе, а также на наружных установках, на эстакадах и в каналах, должны представлять собой на всем протяжении непрерывную цепь и присоединяться к заземляющим устройствам.

11.47. Трубопроводы, на которых будут проводиться огневые работы, должны быть остановлены, обесточены, освобождены от взрывоопасных, взрывопожароопасных и токсичных продуктов, отключены заглушками от действующих аппаратов и коммуникаций и подготовлены к проведению огневых работ согласно требованиям "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" и "Инструкции по подготовке оборудования к ремонтным работам".

11.48. Места проведения огневых работ и места установки сварочных агрегатов, баллонов с газами и бачков с горючей жидкостью должны быть очищены от горючих материалов в радиусе не менее 5 м.

Места, где разлиты легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, должны быть тщательно очищены и засыпаны сухим песком или грунтом.

11.49. Вакуумный газопровод перед сварочными работами следует полностью отключить со стороны отсоса газа и создать в нем необходимое избыточное давление газа.

11.50. Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо проветрить открытую траншею, из траншеи взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

11.51. Сварочные работы на отключенных трубопроводах допускаются, если концентрации горючих паров и газов в пробах, взятых из ремонтируемого участка, не превышают предельно допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК) — 5% от величины нижнего предела воспламенения данного пара или газа в воздухе при отсутствии в трубопроводах жидкой фазы и исключении возможности поступления горючих паров и газов к месту огневых работ.

11.52. Если во время ремонта будет обнаружено появление горючего продукта, работы, связанные с применением открытого огня, должны быть немедленно прекращены, а люди удалены на безопасное расстояние. Ремонт можно возобновить только после проверки, если она выявит отсутствие опасной концентрации продукта.

12. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

12.1. С целью охраны окружающей среды при проектировании, строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов необходимо:

соблюдать действующие стандарты, нормы и правила в области охраны окружающей среды;

рационально использовать природные ресурсы;

систематически контролировать степень загрязнения водных акваторий, атмосферы и почвы вредными веществами (нефть, нефтепродукты, соленые воды, поверхностно-активные вещества и др.);

своевременно ликвидировать последствия загрязнения окружающей среды;

разрабатывать и планомерно осуществлять на всех уровнях управления производством мероприятия по охране окружающей среды и сокращению потерь нефти.

12.2. Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве промысловых трубопроводов должны быть выполнены в соответствии с рабочим проектом.

12.3. При проектировании и выполнении мероприятий по охране окружающей среды должны соблюдаться требования действующих законодательств о недрах, земле, лесе, об охране вод, леса, атмосферного воздуха, животного мира, памятников истории и культуры, а также требования местных властей по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов.

При разработке проектов строительства и реконструкции трубопроводов систем сбора нефти, газа и воды на промыслах в составе проектов должна быть дана оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) проектируемых и реконструируемых объектов.

ОВОС проводится с целью предотвращения деградации окружающей среды, восстановления нарушенных в результате предыдущей хозяйственной деятельности природных систем, обеспечения эколого-экономической сбалансированности будущего хозяйственного развития, создания благоприятных условий жизни людей, выработки мер, снижающих уровень экологической опасности объектов, и должна предшествовать принятию решений об осуществлении того или иного проекта.

Оценка проводится в соответствии с "Временными методическими указаниями по составлению раздела "Оценка воздействия на окружающую среду" в схемах размещения, ТЭО (ТЭР) и проектах разработки месторождений и строительства объектов нефтегазовой промышленности".

Заказчик и разработчик проекта проводят предварительное рассмотрение и обсуждение результатов ОВОС группой экспертов в рамках ведомственной экспертизы ТЭО и проектной документации, представителями общественности, чьи интересы затрагивает реализация проекта.

Государственная экологическая экспертиза предпроектной и проектной документации в экспертных органах Министерства экологии является завершающим этапом рассмотрения результатов ОВОС.

12.4. В проектах обустройства месторождений необходимо предусматривать мероприятия по охране окружающей среды при сооружении объектов и последующей их эксплуатации. Решения по охране окружающей среды следует включать в проект

отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты.

12.5. Для сохранения окружающей среды необходимо использовать в комплексе технологические, конструктивные и строительные методы уменьшения воздействия трубопроводов на окружающую среду, сочетание которых принимается в зависимости от геологических (геолого-криологических) условий района строительства, способа прокладки трубопровода, технологии и организации выполнения строительных работ.

12.6. Прокладка трубопроводов должна осуществляться, по возможности, на малоценных или непригодных для сельскохозяйственного использования землях, в коридорах с минимально необходимыми расстояниями между трубопроводами с привязкой к существующим трассам.

12.7. До начала прокладки трубопроводов следует предусматривать устройство сети промысловых автомобильных дорог (в районах распространения вечномерзлых грунтов, подверженных водной и ветровой эрозии, — грунтов с твердым покрытием). Такие дороги должны обеспечивать минимальные по площади нарушения естественных почв и растительности при транспортировке к сооружаемым объектам строительных материалов и техники.

12.8. Выбор трассы трубопровода, подъездных и вдольтрассовых дорог, а также мест складирования строительных материалов следует осуществлять по инженерно-геологической (инженерно-геокриологической) карте, составленной в летнее время на основе предварительной схемы ландшафтного районирования.

12.9. Вопросы защиты окружающей среды должны прорабатываться и осуществляться на стадиях изысканий и проектирования трубопроводов. Изыскательские и подготовительные работы на участках вечномерзлых грунтов должны проводиться без нарушения почвенно-растительного слоя. При проектировании насыпей необходимо предусматривать отсыпку грунта с возведенной насыпи. Для возведения насыпи следует применять уплотняемые грунты, хорошо фильтрующие воду.

12.10. На переходах трубопроводов через водные преграды для предотвращения гибели ихтиофауны и в целях охраны окружающей среды необходимо установить на обоих берегах отключающие задвижки для уменьшения попадания нефти в водоемы в случае прорыва трубопровода.

12.11. При проектировании трубопроводов на участках вечномерзлых грунтов или при возможной активизации водной и ветровой эрозии следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие максимальную сохранность естественных почв и растительности, а также проводить инженерную и биологическую рекультивацию, предотвращающую указанные процессы.

12.12. На участках, где возможно развитие водной эрозии и сползание грунтов вне зоны распространения вечномерзлых пород, следует предусматривать осуществление противоэрозионных мероприятий, сооружение нагорных канав, глиняных замков в траншеях, лотков-быстротоков, противооползневых мероприятий.

12.13. Для наиболее ответственных трубопроводов, возводимых в сложных мерзлотно-грунтовых условиях с использованием новых конструктивных, технологических решений, обязательным является выполнение мероприятий по мерзлотному надзору (контролю за многолетнемерзлыми, промерзающими и оттаивающими грунтами). На стадии проектирования эти мероприятия должны в себя включать сбор и анализ данных о геокриологических условиях трассы, прогноз влияния этих условий на конструктивные и технологические проектные решения, прогноз изменения геокриологических условий в результате строительства и эксплуатации нефтепровода, разработку проекта мероприятий по мерзлотному надзору. Последний включает в себя выбор участков трассы трубопроводов, на которых производится мерзлотный надзор, выбор методов и средств для осуществления мерзлотного надзора (измеряемых параметров, периодичность замеров, аппаратура, приспособления, инвентарь и т. д.), составление сметы затрат на проведение мерзлотного надзора, обоснование этих мероприятий, в том числе с экономической стороны, включение мероприятий по мерзлотному надзору в проектно-сметную документацию.

12.14. При размещении, проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов, а также внедрении новых технологий, отрицательно влияющих на состояние земель, должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по охране земель.

В соответствии с “Земельным кодексом Российской Федерации” оценка отрицательного влияния на состояние земель и эффективность предусмотренных защитных мероприятий производятся по результатам государственной санитарно-

гигиенической и экологической экспертизы, без положительного заключения которых запрещается внедрение новой техники и технологий, строительство и реконструкция объектов.

12.15. Состав природоохранных мероприятий и их стоимость в полном объеме устанавливаются в разделах "Охрана окружающей среды" в технико-экономическом обосновании или проекте сооружаемого объекта; попикетная привязка природоохранных мероприятий осуществляется в документации к профилю трассы.

12.16. Ответственность за полноту, качество и эффективность разрабатываемых природоохранных мероприятий несет проектная организация.

12.17. Природоохранные мероприятия при строительстве должны дифференцироваться в соответствии с природными особенностями регионов строительства. Рекомендуется следующая направленность природоохранных мероприятий:

в лесных районах усилия должны быть направлены на предотвращение возникновения или активизации процессов эрозии, заболачивания;

в пустынных районах — на предотвращение возникновения или активизации процессов техногенного опустынивания, перевеивания песков, загрязнения почв и вод строительными и бытовыми отходами, горюче-смазочными материалами;

в горных районах — на ослабление или предотвращение процессов эрозии, сползания и осыпания грунтов на склонах;

при строительстве через водные преграды — главное не допустить загрязнения и засорения акваторий, размыва берегов, оскудения фауны водоемов, изменения гидрологического режима водоемов;

при использовании вечномерзлых грунтов в качестве оснований трубопроводов следует отдавать предпочтение такому способу прокладки, при котором вечномерзлые грунты оснований используются в мерзлом состоянии и в процессе строительства, а также в течение всего периода эксплуатации трубопровода.

12.18. В соответствии с "Законом РСФСР об охране окружающей природной среды" запрещается строительство, реконструкция объектов до утверждения проекта и отвода земельного участка. Не допускается изменение утвержденного проекта или стоимости проектных работ в ущерб требованиям экологической безопасности.

При выполнении строительных работ должны приниматься

меры по охране природы, рациональному использованию природных ресурсов, рекультивации земель, благоустройству территории и оздоровлению окружающей природный среды.

Нарушение требований закона влечет за собой приостановление строительных работ до устранения отмеченных недостатков по предписанию специально уполномоченных на то государственных органов РФ с одновременным прекращением финансирования этих работ.

12.19. При строительстве объектов на участках возможной послестроительной активизации ветровой эрозии (выдувание песков и супесей) следует предусматривать ограничение движения транспортных средств установленными маршрутами, закрепление нарушенных, подвергшихся выдуванию, участков песков при помощи механических и биологических методов закрепления, а также путем применения вяжущих веществ, которые не вызывают стойких загрязнений окружающей среды.

12.20. Необходимо предусмотреть организацию движения транспорта и средств механизации по специальным маршрутам, оборудованным указателями и заграждениями, предотвращающими выезд транспорта на закрепляемый участок.

12.21. При проведении строительства на болотах следует предусматривать устройство водопропускных сооружений, обеспечивающих сохранность естественного стока вод с болотных массивов.

12.22. Природовосстановительные работы должны осуществляться специализированными строительными природоохранными управлениями.

Контроль за качеством проведения работ по предотвращению техногенного воздействия осуществляется в процессе строительства.

12.23. Ответственность за соблюдение проектных решений по охране окружающей среды перед законом, государственными контрольными органами системы Госкомприроды, а также за качество строительных работ и за соблюдение действующих нормативов на производство работ несет строительная организация, осуществляющая прокладку трубопровода.

Предписания Госкомприроды подлежат безусловному выполнению строительными организациями.

12.24. Эксплуатация промысловых трубопроводов допускается только после окончания строительства всех, предусмотрен-

ных проектом объектов, обеспечивающих охрану окружающей среды.

12.25. При сдаче трубопровода в эксплуатацию заказчик представляет землепользователю картографический материал по данным исполнительной съемки с указанием на нем истинного нахождения трубопровода, вдольтрассовых дорог, границ охранных зон, вертолетных площадок, переездов, подъездов к пожарным водоемам, мест нахождения противопожарного инвентаря и оборудования.

12.26. В соответствии с "Законом об охране окружающей природной среды", "Земельным кодексом Российской Федерации" и "Водным кодексом Российской Федерации" предприятия, эксплуатирующие промысловые трубопроводы, обязаны вести наблюдения (мониторинг) за состоянием окружающей природной среды для своевременного выявления изменений, их оценки, предупреждения и устранения последствий отрицательного влияния объектов трубопроводов.

12.27. Необходимо осуществлять систематический контроль воды, воздуха и почвы с целью определения степени загрязнения и своевременного принятия мер по устранению причин и последствий загрязнения.

Организация контроля за соблюдением нормируемого воздействия объекта (предприятия) на окружающую среду производится в соответствии с РД 39-0147098-015–90, РД 39-0147098-017–90, РД 39-0147098-025–91.

В соответствии с этими документами на местах аварийных разливов нефти контроль за состоянием почв путем отбора их образцов проводят два раза в год: весной — после оттаивания почвы и осенью. Контроль за состоянием воздуха и воды ведется в местах и в сроки, установленные РД 39-0147098-014–89, РД 39-0147098-025-91.

12.28. Наибольшая концентрация каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы не должна превышать максимальной разовой предельно допустимой концентрации (ПДК) данного вредного вещества в атмосферном воздухе, установленной "Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий".

12.29. Предприятия добычи и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды (ДНС, КСП, ЦПС, ЦДНГ, ремонтные службы и т. д.), имеющие выбросы вредных веществ в атмосферу, разрабатывают нормативы предельно допусти-

мых выбросов (ПДВ) и утверждают их в установленном порядке.

12.30. Для предотвращения утечек транспортируемых продуктов в атмосферу следует следить за максимальной герметизацией оборудования трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры.

Для предотвращения утечек транспортируемых жидких продуктов ответвления, предназначенные для аварийных сбросов, должны заканчиваться герметичными фланцевыми заглушками.

12.31. Для предотвращения загрязнения атмосферы транспортируемыми продуктами, содержащими токсичные вещества, следует предусматривать мероприятия, обеспечивающие сжигание аварийных выбросов в местах, где их распространение не может представлять угрозу для жизни и здоровья населения.

12.32. При неблагоприятных метеорологических условиях в кратковременный период загрязнения атмосферы, опасного для здоровья населения, предприятия должны обеспечить снижение выбросов вредных веществ, вплоть до частичной или полной остановки предприятия.

12.33. При размещении, проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов промысловых трубопроводов, а также при внедрении новых технологических процессов, влияющих на состояние вод, в соответствии с "Водным кодексом Российской Федерации" должно обеспечиваться рациональное использование вод при условии первоочередного удовлетворения питьевых и бытовых нужд населения.

Водопользователи, расположенные на объектах промысловых трубопроводов (установки предварительного сброса воды, промысловые водоводы, кустовые насосные станции и т. д), обязаны соблюдать установленные планы, технологические нормы и правила водопользования, а также принимать меры по сокращению расхода воды и прекращению сброса сточных вод путем совершенствования технологии производства и схем водоснабжения.

Водопользователи обязаны:

рационально использовать водные объекты, заботиться об экономичном расходовании воды, восстановлении и улучшении качества вод;

принимать меры для полного прекращения сброса в водные объекты сточных вод, содержащих загрязняющие вещества;

не допускать нарушения прав, предоставленных другим во-

дополь зователям, а также нанесения ущерба хозяйственным и природным объектам;

содержать в исправном состоянии очистные и другие водохозяйственные сооружения и технические устройства, влияющие на состояние вод, улучшать их эксплуатационные качества, вести в установленных случаях учет пользования водами.

Сброс в водные объекты промышленных, коммунально-бытовых, дренажных и других сточных вод может производиться только с разрешения органов по регулированию использования и охраны вод и после согласования с органами, осуществляющими государственный санитарный надзор, охрану рыбных запасов, и другими заинтересованными организациями.

12.34. Очистные сооружения должны обеспечивать качество очистки согласно требованиям "Правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами".

12.35. Надлежит разрабатывать комплекс мероприятий (сооружение амбаров, отстойников, защитных дамб обваловки трубопроводов) в местах, где аварийный выброс содержащих токсичные вещества жидких транспортируемых продуктов может привести к загрязнению природных вод (наземных, подземных, водоемов всех типов), а также сельскохозяйственных земель, территорий населенных пунктов, мест отдыха населения.

На линиях вероятного стока нефти при авариях на промысловых трубопроводах (ложбины, лощины) должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек с учетом объема потенциального стока.

12.36. На переходах через водные объекты следует поддерживать в исправном состоянии водопропускные сооружения и неизменность существующего до начала строительства природного стока, а также не допускать активизации русловых и береговых процессов рельефообразования.

12.37. На случай аварийных ситуаций на подводных переходах через судоходные реки ниже по течению на расстоянии двухчасового стока необходимо создать запас средств по локализации и сбору нефти с поверхности.

12.38. Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водоема и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на очистные сооружения.

12.39. Выжигание разлитой на поверхности воды нефти

допускается как исключение с применением соответствующих методов и средств безопасности при невозможности сбора нефти.

12.40. Сельскохозяйственные земли и лесные угодья, нарушенные или загрязненные нефтью, должны быть приведены в пригодное (по назначению) состояние.

Рекультивацию нарушенных земель необходимо проводить согласно РД 39-30-925–83. Рекультивация земель, загрязненных нефтью, проводится в соответствии с РД 39-0147103-365–86.

12.41. Запрещается сжигание разлившейся нефти непосредственно на поверхности пахотной почвы, а также засыпка загрязненных нефтью пахотных земель песком или другими минеральными материалами.

12.42. Представленные нефтегазодобывающему управлению во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья и рекультивационные площади должны быть возвращены землепользователям в состоянии, пригодном для использования по назначению в соответствии с "Положением о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова".

12.43. В зоне распространения вечномерзлых грунтов необходимо осуществлять мероприятия по теплоизоляции грунтов с нарушенными почвами и растительностью, по предотвращению ливневого стока, приводящего к оврагообразованию, залужение нарушенных участков, поддерживать на должном уровне дренаж и сток воды.

12.44. Необходимо осуществлять мероприятия по мерзлотному надзору, проводимому с целью прогноза изменения пространственного положения трубопроводов, вызванного тепловым и механическим взаимодействием их с окружающими вечномерзлыми грунтами, оценки и своевременного обеспечения эксплуатационной надежности трубопроводов, определения степени техногенного воздействия на окружающую среду.

12.45. Мерзлотному надзору подлежат участки трассы с наиболее сложными мерзлотными инженерно-геологическими и технологическими условиями, к которым относятся:

участки, сложенные грунтами с относительной осадкой при оттаивании более 0,4 и пучинистыми грунтами;

участки, расположенные в зоне перехода от талых грунтов к вечномерзлым или наоборот;

участки трассы с наиболее высокими эксплуатационными нагрузками;

экспериментальные участки.

12.46. Нефтегазодобывающие предприятия и их работники обязаны соблюдать правила хранения, транспортировки и применения химических веществ, используемых в процессах сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды (ПАВ, ингибиторы коррозии и т. д.) в соответствии со списком химических препаратов, разрешенных к применению Государственным комитетом санитарно-эпидемиологического надзора при Президенте Российской Федерации.

Применение новых химических веществ, способных оказать прямое или косвенное влияние на здоровье человека, допускается только с разрешения этого комитета.

12.47. Производственные объединения и нефтегазодобывающие управления должны осуществлять ведомственный контроль за состоянием окружающей среды на территории, которая входит в зону их деятельности, предусматривающий: соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей среды; выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми (перспективными) планами предприятий по охране окружающей среды; своевременное выявление и оценку источников загрязнения, разработку мероприятий по их устранению и ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, систематическое наблюдение (отбор проб, проведение анализов) за качеством сточных вод и соблюдением норм предельно допустимых сбросов, а также за качеством атмосферного воздуха.

12.48. Эксплуатирующие организации должны представлять ежемесячный отчет по загрязнению окружающей среды от аварий на промысловых трубопроводах в соответствии с разделом 9 настоящих Правил. При этом ущерб следует определять в соответствии с РД 39–069–91.

12.49. Должностные лица и иные виновные работники несут дисциплинарную, материальную или уголовную ответственность за невыполнение правил, планов и мероприятий по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов, за нарушение нормативов качества окружающей природной среды и требований природоохранительного законодательства.

13. ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

13.1. При эксплуатации промысловых трубопроводов ведется следующая оперативная документация:

перечень ответственных трубопроводов, на которые составляется паспорт (прил. 1). Паспорт трубопровода составляется на систему трубопроводов одного назначения, максимально ограниченную по объему отдельной ветвью нефтесбора. Разбивка трубопроводов по паспортам производится по усмотрению руководства цеха. К паспорту прилагаются:

схема трубопровода с указанием диаметра и толщины стенки, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, места спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков;

акты ревизии и отбраковки трубопроводов (прил. 3);

удостоверения о качестве ремонтов трубопроводов (первичные документы, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков и т. д.);

акты периодического наружного осмотра трубопровода;

акты испытания трубопровода на прочность и плотность (прил. 4);

акты на ремонт и испытание арматуры (прил. 5);

эксплуатационный журнал трубопроводов (ведется для трубопроводов, на которые не составляют паспорт);

журнал установки — снятия заглушек (прил. 2);

результаты проверки знаний сварщиков;

заключения о качестве сварных стыков.

13.2. При расследовании происшедшей аварии составляется акт технического расследования (см. п. 9.2) в соответствии с формой из прил. 15.

13.3. Все аварии вне зависимости от времени, затрачиваемого на их ликвидацию, и вида отказа необходимо зарегистрировать в журнале учета отказов (прил. 16).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА

Наименование предприятия _____

_____

Цех _____

Наименование и назначение трубопровода _____

_____

Год пуска в эксплуатацию _____

Общая протяженность трубопровода, км _____

Рабочая среда _____

Рабочие параметры: давление _____

температура _____

№ п/п	Наименование участка или обозначение его на схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, м

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче трубопроводов в эксплуатацию, предусмотренных СНиПом, действующими Правилами, специальными техническими условиями или проектом

_____

(с указанием места хранения документов или с приложением их копий)

_____

_____

_____

ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

Трубопровод смонтирован _____.
(наименование монтажной организации)

в полном соответствии с проектом, разработанным _____

_____.
(наименование проектной организации)

по рабочим чертежам _____.
(номера чертежей)

Род сварки, применявшейся при монтаже трубопровода _____.

_____.

Данные о присадочном материале _____.

_____.
(тип, марка, ГОСТ или ТУ)

Сварка трубопровода произведена в соответствии с требованиями РД 38.13.004–86 сварщиками, прошедшими испытания в соответствии с "Правилами испытания электросварщиков и газосварщиков", утвержденными Госгортехнадзором России _____.

_____.

_____.

_____.

Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод:

А. Сведения о трубах и сварных фасонных деталях

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ

Б. Фланцы и крепежные детали

№ п/п	Наименование элементов, их расположение на схеме	Размеры, давление условное	Марка	ГОСТ или ТУ

В. Арматура и фасонные детали (литые и кованые)

№ п/п	Наименование элементов, их каталожное обозначение, расположение на схеме	Размеры, давление условное	Материал	ГОСТ или ТУ

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

(заносятся данные последних испытаний)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим (пневматическим) пробным давлением _____

_____

При давлении _____

_____

трубопровод был осмотрен; обнаружено _____

_____

_____

_____

При испытании на плотность давлением _____

_____

трубопровод выдержал при этом давлении _____ часов

Падение давления за время испытания, отнесенное к одному часу составило _____ % в час.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими правилами и нормами и признан годным к работе _____

_____

_____

_____

Подпись владельца трубопровода _____
(должность, Ф. И. О.)

Подпись представителя монтажной организации (обязательна только для вновь вводимых трубопроводов) _____
(должность, Ф. И. О.)

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Фамилия, имя, отчество, должность	Подпись ответственного лица

Запись о ремонте и переустройстве трубопровода

Дата	Основание	Характер произведенных работ

Запись результатов освидетельствования и ревизии трубопроводов

Дата	Результат освидетельствования, ревизии	Срок следующего освидетельствования, ревизии	Подписи ответственных лиц, производивших освидетельствование

Формуляр замера деталей трубопровода

Номера точек по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по промеру, мм	Метод замера	Подпись	Примечание

Результаты ультразвуковой толщинометрии и прогнозирования внутренней коррозии

1. Контролируемый участок: начало _____

конец _____

2. Расположение контрольных отрезков:

Номер отрезка	Координата	Длина, м

Результаты измерений и прогноза

Дата	Значения				Наработка до отказа, лет
	наблюдаемые		прогнозируемые		
	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	максимальная глубина, мм	скорость коррозии, мм/год	

СХЕМА ТРУБОПРОВОДА

Вносится схема конкретного объекта

РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован за № _____.

в ОГМ _____.

В паспорте пронумеровано _____ страниц и прошнуровано всего _____ _____ листов.

_____ _____

(должность, Ф. И. О. регистрирующего лица) (подпись)

"_____" _____ 19 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ЖУРНАЛ УЧЕТА УСТАНОВКИ — СНЯТИЯ ЗАГЛУШЕК

В цехе _____ НГДУ _____

№ п/п	Дата установки заглушки	Точное место установки заглушки на трубопроводе (номер по схеме)	Номер партии заглушки РУ, ДУ	Должность, Ф. И. О. лица, давшего указание на установку заглушки	Подпись	Дата снятия заглушки	Должность, Ф. И. О. лица, давшего указание на снятие заглушки	Подпись

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

УТВЕРЖДАЮ
Главный механик НГДУ

_____

"____" _____ 19 __ г.

АКТ
РЕВИЗИИ И ОТРАБОТКИ ТРУБОПРОВОДОВ

по цеху _____ в период с _____ по _____ 19 г.

Произведена ревизия трубопроводов_____

Результаты ревизии приведены ниже.

№ п/п	Наименование и назначение трубопровода. Подробное описание характера выявленных дефектов и место их расположения	Среда	Рабочие параметры		Категория трубопровода	Исполнитель	Сроки устранения дефекта
			давление P, МПа	температура t, °C			

Начальник ОТН _____

Начальник цеха _____

Механик цеха _____

Инженер ОТН _____

Примечание. К акту должны быть приложены квалифицированно составленные эскизы по каждому дефектному участку трубопровода для передачи его исполнителю с указанием на нем:

а) наименования трубопровода и параметров его работы;

б) точного расположения дефектного участка, подлежащего замене;

в) вида трубы, ее материала и размеров;

г) типа и материала на фланцы, шпильки, прокладки, опоры;

д) размера и материала на фитинги и детали врезок (ответвлений);

е) марок сварочных материалов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

АКТ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

НГДУ _____ Цех _____

« » _____ 19____ г.

Произведено испытание нижеперечисленных трубопроводов

№ п/п	Наименование трубопровода	Рабочие параметры		Вид испытания					
				на прочность			на плотность		
		давление Р, МПа	температура t, °С	гидравлическое или пневматическое	испытательное давление, $P_и$, МПа	продолжительность испытания, ч	гидравлическое или пневматическое	испытательное давление, $P_и$, МПа	продолжительность испытания, ч

Трубопроводы, перечисленные в настоящем акте, испытание выдержали и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

Начальник цеха **Механик цеха**

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

АКТ НА РЕМОНТ И ИСПЫТАНИЕ АРМАТУРЫ

в период с “____” _____ 19____ г. по “____” _____ 19____ г.

Произведены ремонт и испытание нижеперечисленной арматуры

№ п/п	Наименование, номер, шифр арматуры	Наименование трубопровода, место установки арматуры	Отметка о ремонте, связанном со сваркой			Сведения о замененных деталях и их материал	Арматура испытана		Примечание
			Ф. И. О. сварщика и № его удостоверения	сведения о сварочных материалах, № сертификата и качество сварки	сведения о термообработке		на прочность давлением P_1, МПа	на плотность давлением P_1, МПа	

Заключение. Ремонт и испытание арматуры произведены в соответствии с требованиями “Правил по эксплуатации, ремонту и отбраковке внутрипромысловых трубопроводов”. Арматура испытание выдержала и может быть допущена к дальнейшей эксплуатации в соответствии с паспортными данными.

Начальник цеха (производившего ремонт)
Ответственный исполнитель
Лицо, принявшее арматуру из ремонта

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Основные технические характеристики и области эффективного применения материалов для антикоррозионной изоляции внутренней поверхности трубопроводов

Защищаемая система	Тип агрессивной среды	Температура, °С	Рекомендуемые покрытия (ГОСТ, ТУ). Технология нанесения	Толщина покрытия, количество слоев	Разработчик технологии
1	2	3	4	5	6
1. Нефтесборные сети: новые, диаметром 114–159 мм	Нефть, минерализованные воды с H_2S, CO_2, O_2	До +40°С	Металлопластмассовые трубы (футерованные полиэтиленом), цеховая	—	ТатНИПИнефть РД 39–3–1042–84
новые, диаметром 219–325 мм	То же	До +100°С	Остеклование, цеховая	—	ТатНИПИнефть РД 39–3–1138-84
2. Система поддержания пластового давления — сточные воды	Промысловые сточные воды с CO_2, O_2	До +40°С	Шпатлевка ЭП–00–10. ГОСТ 10277–76, полевая технология	250 — 300 мкм 3 слоя	ВНИИСПТнефть “Указания по выбору и применению лакокрасочных материалов и систем покрытия для внутренней изоляции
	То же	То же	Шпатлевка ЭП–00–10. ГОСТ 10277–76	250 — 300 мкм 2 слоя	

1	2	3	4	5	6
	—”—	—” —	Эмаль ЭП–5116. ГОСТ 25366–82	1 слой	промысло-вых трубо-проводов систем за-воднения”. РД 39–3–387–80
	То же	До +40°С	Эмаль ЭП–5116. ГОСТ 25366–82, Полевой метод	350 — 400 мкм 3 слоя	
	—”—	То же	Шпатлевка ЭП–00–10. ГОСТ 10277–76	250 — 350 мкм 1 слой	
	—”—	—”—	Эмаль ЭП-755. ТУ 6–10–717–76, Полевая технология	3 слоя	
	Содержащие H_2S до 100 мг/л	—”—	Эмаль ФЛ-62. ТУ 6–10–1814–81, полевой метод	300 мкм 4 слоя	ВНИИСПТнефть “Инструкция по техноло-гии нанесе-ния поли-мерных пок-рытий на внутреннюю поверхность промысловых трубопрово-дов, транс-портирующих сероводород-содержащие среды (до 100 мг/л)”
	То же	—”—	Шпатлевка ЭП–00–10. ГОСТ 10277–76	300 мкм 1 слой	
			Эмаль ФЛ-62. Ту 6–10–1814–81, полевая технология	3 слоя	

Продолжение прил. 6

1	2	3	4	5	6
Подводящие водоводы D 219–325 мм	То же	До 100°С	Остеклование, цеховая	0,5 — 3,5 мм	ТатНИПИнефть РД 39–3–1138–84
Разводящие водоводы D 114–159 мм	—"—	До +40°С	Металлопластмассовые трубы (футерованные полиэтиленом), цеховая		ТатНИПИнефть РД 39–0147–585–335–86 РД 39–0147585–336–86
3. Детали насосов	Нефть, минерализованные воды с O_2 H_2S, CO_2	До +80°С	Эпоксидная композиция ПЭП–177, серая. ТУ 22–74. Допускается ПЭП–971, серая. ТУ 6–10–1604–77; ЭП-49ДЗ. ТУ 6–05–241–77–74; Пентапласт марки "А-2". ТУ 6–95–1422–71	200 — 300 мкм	ТатНИПИнефть "Инструкция по технологии нанесения покрытий из порошковых материалов на центробежные насосы и арматуру". РД 39–3–493–80 РД 39–3–1314–85

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

УТВЕРЖДАЮ
Главный механик НГДУ

_____

"____" _____ 19 __ г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ НА ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИТОРА

Объединение

НГДУ

Объект

Срок действия

регламента **с** **_____**

до **_____**

1. Характеристика объекта

1.1. Технологическая схема с указанием мест ввода ингибиторов и пунктов измерения скорости коррозии должна быть приведена на рисунке.

1.2. Характеристика основных трубопроводов

№ п/п	Начальный пункт	Конечный пункт	Длина, м Диаметр, толщина стенки, мм	Расход воды, $м^3$/сут	Давление, МПа		Температура, °С
					в начале	в конце	

2. Характеристика воды

2.1. Солевой состав, мг/л.

Cl^-	Na^+ K^+
SO_4^{--}	Ca^{++}
HCO_3^-	Mg^{++}

2.2. Концентрация растворенных газов, мг/л.

H_2S CO_2 O_2

Содержание клеток СВБ
Концентрация механических примесей, мг/л
Концентрация нефти, мг/л
Водородный показатель (pH)
Плотность, кг/$м^3$

3. Характеристика ингибитора

Марка
Агрегатное состояние
Цвет
Растворитель, входящий в состав ингибитора:
Плотность
Поверхностное натяжение на границе с водой, Н/м
Температура, °С

замерзания _____.

воспламенения _____ в открытом тигле _____.

в закрытом тигле _____.

самовоспламенения _____.

Вязкость, сст _____ при температуре, °С _____.

Растворимость:

в воде _____.

в спиртах _____.

в нефти _____.

в ароматических растворителях _____.

Пределы взрываемости паров растворителя с воздухом, % _____.

4. *Технология применения ингибитора*

4.1. Непрерывная дозировка в защищаемую систему.

Место ввода	Удельный расход, мл/м^3	Производительность установки дозирования, л/ч	Суточный расход ингибитора, л

Примечание. Выбирается соответствующая технологическому процессу форма таблицы.

4.2. Непрерывная дозировка с периодическим кратковременным увеличением концентрации.

Место закачки ингибитора	Удельный расход, г/м^3, при		Производительность дозировочных насосов, л/ч, при		Продолжительность закачки ударной дозы, ч	Месячный расход ингибитора, т	Годовая потребность, т
	закачке ударной дозы	постоянной дозировке	закачке ударной дозы	постоянной дозировке			
1	2	3	4	5	6	7	8

4.3. Периодическая обработка концентрированным раствором ингибитора.

Место закачки ингибитора	Концентрация рабочего раствора, г/м^3	Объем раствора ингибитора на одну обработку, м^3	Периодичность обработки, сут	Годовая потребность, т	
				в ингибиторе	в растворителе
1	2	3	4	5	6

5. Пункты и методы измерения коррозионной агрессивности воды

5.1. Гравиметрический метод

Пункт измерения	Характеристика образца			Частота измерений, ед/год	Количество образцов в год, шт.	Примечание
	тип	марка металла	количество на одну замену			

5.2. Электрохимический метод (для контрольных испытаний).

Пункт измерений	Тип датчика	Тип измерений	Частота измерений	Электрод		Частота замеров, ед/год	Потребность в электродах
				марка металла	количество		

6. Техника безопасности и охрана окружающей среды

6.1. Класс опасности ингибитора по ГОСТ 12.1.007 — 76.

6.2. ПДК в воздухе рабочей зоны или ориентировочный безопасный уровень воздействия.

6.3. Способ и частота определения концентрации в воздухе.

6.4. Группа горючести по ГОСТ 12.1.004 — 84.

6.5. Ограничения на допуск к работе с ингибитором (противопоказания).

6.6. Спецодежда.

6.7. Индивидуальные средства защиты.

6.8. Средства пожаротушения.

6.9. Меры оказания первой помощи при:

попадании химических веществ на кожу;

вдыхании паров;

попадании в глаза;

попадании в желудок.

6.10. Способ ликвидации разливов.

6.11. Указания по подготовке дозировочного оборудования к ремонтным работам.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ХАРАКТЕРИСТИКИ И НАЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОДОВ ПРИ СВАРКЕ СТЫКОВ ТРУБ

Таблица 1

Электроды с покрытием основного вида для сварки и ремонта поворотных и неповоротных стыков труб при любых условиях прокладки трубопроводов

Электроды				Свариваемые трубы	
назначение	тип по ГОСТ 9467-75	марка	диаметр, мм	толщина стенки, мм	нормативное значение временного сопротивления разрыву, МПА ($кгс/мм^2$)
Для сварки, ремонта корневого слоя шва и подварки изнутри трубы	Э42А	УОНИ 13/45	2,0...2,5 3,0	5...8 6...26 и более	До 490 (50) включительно
	Э50А	УОНИ 13/55 ЛБ-52У** НИБАЗ 55 Супербаз Фокс ЕВ50 ОК 48.04 ВСО-50СК*	2,0...2,6 2,5...3,25	5...8 8...26 и более	До 588(60) включительно
Для сварки и ремонта заполняющих и облицовочных слоев шва (после "горячего" прохода электродами	Э42А	УОНИ 13/45	3,0...4,0	5...26 и более	До 431(44) включительно
	Э50А	УОНИ 13/55 Гарант Фокс ЕВ50 ОК 48.04	3,0...3,25 4,0...5,0	5...8 6...26 и более	До 539(55)

Продолжение табл. 1

Электроды				Свариваемые трубы	
назначение	**тип по ГОСТ 9467–75**	**марка**	**диаметр, мм**	**толщина стенки, мм**	**нормативное значение временного сопротивления разрыву, МПА ($кгс/мм^2$)**
с целлюлозным покрытием или после сварки корневого слоя электродами с основным покрытием)	Э60	ОЗС-ВНИИСТ 27**			
		ВСФ-65У			
		ОЭС-24**			
		Шварц-ЗК	3,0...3,25	5...8	539...588 (55–60) включительно
		ОК 7379			
		ЛБ-620	4,0...5,0	6...26 и более	539...588 (55...60) включительно
		Нибаз 65			
		Кессель			
		5520 МПА			
	Э70	ВСФ-75***			
		ЛБ-65Д	4,0...5,0	10...26 и более	588...637 (60...65)
		ОК 74.78*			

Примечания:

1. **Каждый диаметр (группа диаметров) электродов относится ко всем маркам электродов, сгруппированных согласно типу по ГОСТ 9467–75. Например, группа диаметров 2,0...2,6 относится ко всем маркам электродов типа** Э50А от УОНИ-13/55 до ОК 48.04, то же самое для диаметров 3,0 и 3,25 мм.

2. Электроды ЛБ-52У и ВСО-50СК диаметром 3,0 мм — только для сварки корневого слоя шва (помечены одной звездочкой — *).

3. Электроды ОЗС–ВНИИСТ–27 и ОЗС–24 особо рекомендуются для наземной и надземной прокладки при низких температурах окружающего воздуха (помечены двумя звездочками — **).

4. Электроды ВСФ-75 предназначены для сварки стыков труб из термически упрочненных труб с нормативным пределом прочности 637 МПа (65 $кгс/мм^2$). Электроды УОНИ–13/45 предпочтительно применять для сварки труб из низкоуглеродистых сталей типа ст. 20 (помечены тремя звездочками — ***). Режимы сварки (сварочный ток) указаны на упаковке электродов.

Таблица 2

Электроды с покрытием целлюлозного вида для сварки неповоротных стыков труб при подземной прокладке трубопроводов

Электроды				Свариваемые трубы	
назначение	тип по ГОСТ 9467–75	марка	диаметр, мм	толщина стенки, мм	нормативное значение временного сопротивления разрыву, МПА ($кгс/мм^2$)
Для сварки первого (корневого) слоя шва	Э42	ВСЦ-4	3,0...3,25	5...8	До 588 (60)
		Фокс-Цель—6010	—	—	6...26
		Пайпвелд—6010	4,0	—	—
		Тиссен-Цель 70	—	—	—
	Э50	ВСЦ-4А	3,0...3,25	5...8	539...637 (55...65) включительно
		Кобе-7010	—	—	
		Пайпвелд-7010	4,0	6...26 и более	
Для сварки второго слоя шва (горячего прохода)	Э42	ВСЦ-4	3,0...3,25	5...8	До 588(60)
		Фокс-Цель	—	—	
		Кобе-6010	4,0	10...26 и более	
	Э50	ВСЦ-4А	—	—	—
	Э60	ВСЦ-60	4,0...5,0	6...26 и более	539...588 (55...60)
Для сварки заполняющих слоев шва	Э60	ВСЦ-60	5,0	10...26 и более	539...588 (55...60) включительно

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

РЕЖИМЫ СУШКИ (ПРОКАЛКИ) СВАРОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПЕРЕД СВАРКОЙ

Тип и марка сварочных материалов	Температура, °С	Время выдержки, ч
Электроды:		
Э42, Э50	+60...100	1,0
Э42А	+250	1,0
Э50А	+300	1,0
Э60, Э70	+350	1,5
Флюсы:		
АН-348А	+200...300	1,5
АН-47	+300...350	1,5
АН-ВС	+300...350	1,5
ФЦ-16	+400...500	3,0...3,5
Порошковая проволока:		
ПП-АН19	+230...250	2,0...3,0
ПП-АН24СМ	+200...230	1,5...2,0
ПП-АН30С	+200...230	1,5...2,0

Примечание. Электроды с целлюлозным покрытием, доставленные к месту работы с неповрежденной герметической упаковкой (в жестяных банках или картонных коробках с герметизирующей пленкой), разрешается использовать по назначению без предварительной сушки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

СРОК ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОДОВ

Сварочные материалы	Срок годности при хранении в сухих помещениях, сут
Электроды с основным видом покрытия	2
Электроды с целлюлозным видом покрытия	5

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

СБОРКА, СВАРКА И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

1. Перед сборкой и сваркой труб необходимо:

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

очистить внутреннюю полость труб от попавших туда грунта, грязи, снега;

выправить или обрезать деформированные концы и повреждения поверхности труб;

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

2. Допускается правка плавных вмятин на торцах труб глубиной до 3,5% диаметра труб и деформированных концов труб безударными разжимными устройствами. При этом на трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву до 539 МПа (55 кгс/мм^2) допускается правка вмятин и деформированных концов труб при положительных температурах без подогрева. При отрицательных температурах окружающего воздуха необходим подогрев на 100...150°С. На трубах из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 539 МПа (55 кгс/мм^2) и выше — с местным подогревом на 150...200°С 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 задиров фаски глубиной до 5 мм.

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

3. 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. Непосредственное соединение на трассе разнотолщинных труб одного и того же диаметра и 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 разностью 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 разнице в толщине труб до 1,5 толщины допускается 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 рис. 11.1.

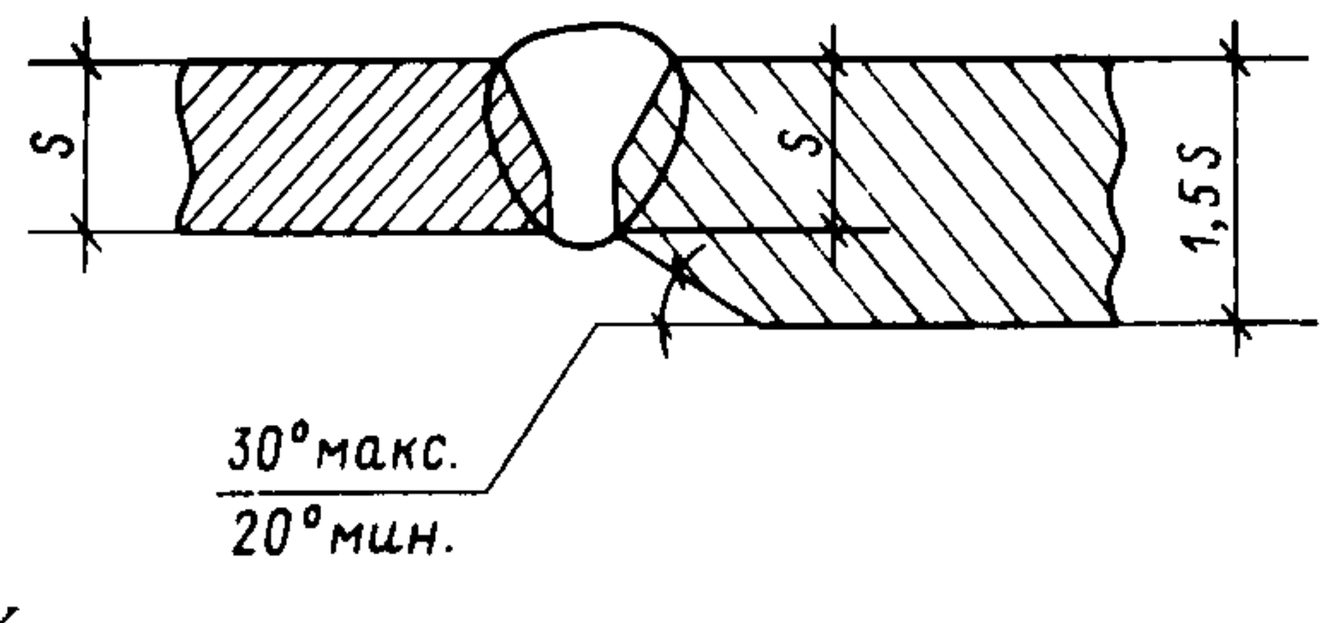


Рис. 11. 1. Конструктивные размеры разделки кромок и сварных швов разнотолщинных труб (до 1,5 толщины стенки)

Смещение кромок при сварке разностенных труб, измеряемое по наружной поверхности, не должно превышать допусков, установленных требованиями п. 3 данного приложения.

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 трубы огарки электродов и шлак.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦЕНТРАТОРОВ

Таблица 1

Технические характеристики центраторов эксцентрикового типа, ЦНЭ

Тип центратора	Масса центратора, кг	Диаметр труб, мм
ЦНЭ 16–21:		
без приставки	11,7	168
с приставкой	14,7	219
ЦНЭ 27–32:		
без приставки	13,9	273
с приставкой	17,7	325
ЦНЭ 37–42:		
без приставки	15,5	377
с приставкой	19,3	426

Таблица 2

Технические характеристики центраторов звенного типа ЦЗ

Марка центратора	Масса центратора, кг	Число звеньев	Диаметр труб, мм
ЦЗ 101	54	10	1020
ЦЗ 81	45	8	820
ЦЗ 71	40	8	720
ЦЗ 61	28	7	630
ЦЗ 51	25	6	529

Таблица 3

Технические характеристики внутренних центраторов типа ЦВ

Параметры	ЦВ 31	ЦВ 5Н	ЦВ 81	ЦВ 104	ЦВ 124	ЦВ 144
Диаметр стыкуемых труб, мм	325	529	720–820	1020	1220	1420
Число центрирующих рядов, шт.	2	2	2	2	2	2
Число жимков в одном ряду, шт.	6	6	9	12	16	16
Общее усилие на один торец, тс	18	41	60	60	80	80
Время разжатия одного центрирующего ряда, с	2	5	7	12	9	9
Габаритные размеры (без штанги), мм:						
длина	2000	1700	2380	3265	3265	3265
диаметр	303	500	800	1000	1200	1400
Длина штанги, м	36,5	37	37	38,5	38,5	38,5
Масса центратора (без штанги), кг	215	289	760	1465	1670	1910
Масса штанги	115	195	195	250	250	250

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРМОИНДИКАТОРНЫХ КАРАНДАШЕЙ ПО ТУ6-10-1110–76

Марка карандаша	Температура перехода, °С	Цвет штриха термоиндикаторных карандашей	
		исходный	после воздействия температуры
110а	+110	Желтый	Оранжевый
110	+130	Желтый	Оранжевый
240	+240	Бирюзовый	Белый
140–440–525	+140	Розовый	Оранжевый
	+440	Оранжевый	Темно-серый
	+525	Темно-серый	Белый

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СВАРОЧНОГО ТОКА ДЛЯ РАЗЛИЧНОГО ВИДА ПОКРЫТИЙ ЭЛЕКТРОДОВ И РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ СВАРКИ

Таблица 1

При сварке электродами с основным видом покрытия способом “на подъем”

Диаметр электрода, мм	Сварочный ток (А) в зависимости от пространственного положения шва		
	нижнее	вертикальное	потолочное
2,0...2,5	50...90	40...80	40...50
3,0...3,25	90...130	80...120	90...110
4,0	140...180	110...170	150...180

Таблица 2

При сварке электродами способом "на спуск"

Диаметр электрода, мм	Слой	Сварочный ток (А) в зависимости от пространственного положения шва		
		нижнее	вертикальное	потолочное
Электроды с целлюлозным видом покрытия				
3,0...3,25	1	90...110	90 ... 110	80...100
4,0	1	120...160	120...160	100...140
4,0	Горячий проход	140...180	150...170	140...170
5,0	Горячий проход, заполняющий слой	180...200	200...220	160...180
Электроды с основным видом покрытия				
3,0	1	80...100	110...130	90...110

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

АКТ
ТЕХНИЧЕСКОГО РАССЛЕДОВАНИЯ НЕКАТЕГОРИЙНОГО ОТКАЗА ТРУБОПРОВОДА

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____
(подпись, Ф. И. О.)

"____" _____ 19____ г.

от "____" _____ 19____ г.

гор. _____

_____
(наименование трубопровода)

Составлен комиссией

Председатель _____
(должность, Ф. И. О.)

Члены комиссии: 1. _____
(должность, Ф. И. О.)

2. _____
(должность, Ф. И. О.)

3. _____
(должность, Ф. И. О.)

Комиссия установила:

Характеристика и свойства объекта	Данные расследования отказа объекта
Дата возникновения отказа	
Место отказа (пикет — ± м)	
Техническая характеристика и условия эксплуатации нефтепровода	
Дата ввода в эксплуатацию	
Диаметр, толщина стенки, мм	
Марка стали	
Тип внутренней антикоррозионной защиты (по проекту и фактический)	
Состояние наружной изоляции	
Дата гидравлического испытания и величина давления (последнего), МПа	
Проектное рабочее давление, Р раб.	
Величина Р раб. в момент отказа, МПа	
Характеристика грунта	
Глубина заложения, м	
Температура перекачиваемой жидкости, °С	
Обводненность продукции фактическая, %	
Характеристика ремонтно-восстановительных работ	
Дата, время и способ обнаружения отказа	
Время перекрытия аварийного участка ПТ	
Время остановки перекачки	
Время начала и конца вскрытия аварийного участка	
Время окончания ликвидации отказа	
Способ ликвидации отказа	
Время возобновления перекачки	
Причина отказа	
Последствия отказа	
Простой, ч	
Затраты на ликвидацию отказа, тыс. руб.	
Потери в добыче нефти, т; ее стоимость, тыс. руб.	

Продолжение таблицы 15

Характеристика и свойства объекта	Данные расследования отказа объекта
Другие последствия отказа Общий ущерб от отказа, тыс. руб. Организация и должностные лица, виновные в отказе	

Предлагаемые оргтехмероприятия и сроки их исполнения

Приложения к акту технического расследования

Эскиз (фото) разрушения с указанием размеров
Эскиз площади, залитой нефтью
Расчет потерь при добыче нефти
Справка о фактических затратах (с расчетом затрат)
Исполнительная документация по ликвидации отказа
Выписка из журнала оперативного учета работы промыслового трубопровода
Заключение научно-исследовательского института (лаборатории) об исследовании дефектных образцов (при необходимости)
Объяснительные записки и другие материалы (при необходимости)

Председатель комиссии
Члены комиссии

ЖУРНАЛ УЧЕТА НЕКАТЕГОРИЙНЫХ ОТКАЗОВ

(Предприятие, цех)

№ п/п	Наименование промыслового трубопровода	Характеристика трубопровода				Время обнаружения отказа, ч, мин	Работы по ликвидации отказа		Время возобновления работы: число, месяц, ч, мин	Причина отказа	Последствия отказа		Степень отказа
		дата ввода в эксплуатацию	диаметр, мм	рабочее давление Р раб, МПа	фактическое давление, МПа		начало, число, месяц	конец, число, месяц			потери нефти, т	затраты на ликвидацию	

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

ОТЧЕТ ОБ ОТКАЗАХ В СИСТЕМЕ НЕФТЕСБОРА

_____ за _____

(НГДУ, объединение) месяц, год

Наименование, назначение трубопровода	Количество отказов, шт.					Место разрушения		Потери нефти от недобора / от разлива					Затраты на ликвидацию отказов, тыс. руб.
	всего	в том числе по причинам:				по телу трубы	по сварному шву	всего	в том числе по причинам:				
		коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие				коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие	
Трубопроводы систем сбора нефти. Всего													
В том числе: нефтесборные коллекторы													

Наименование, назначение трубопровода	Количество отказов, шт.					Место разрушения		Потери нефти $\frac{\text{от недобора}}{\text{от разлива}}$					Затраты на ликвидацию отказов тыс. руб.
	всего	в том числе по причинам:				по телу трубы	по сварному шву	всего	в том числе по причинам:				
		коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие				коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие	
внутрипромысловые напорные нефтепроводы													
нефтепроводы товарной нефти													
выкидные линии скважин													

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

СВЕДЕНИЯ ОБ ОТКАЗАХ В СИСТЕМАХ НЕФТЕСБОРА ПО ОТРАСЛИ

за _____
месяц, год

Название объединения	Количество отказов, шт.					Место разрушения		Потери нефти от недобора / от разлива					Затраты на ликвидацию отказов, тыс. руб.
	всего	в том числе по причинам:				по телу трубы	по сварному шву	всего	в том числе по причинам:				
		коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие				коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие	
Общее количество отказов по отрасли													
В том числе по объединениям:													
1. Нижневартовскнефтегаз													

Название объединения	Количество отказов, шт.					Место разрушения		Потери нефти от недобора / от разлива					Затраты на ликвидацию отказов, тыс. руб.
	всего	в том числе по причинам:				по телу трубы	по сварному шву	всего	в том числе по причинам:				
		коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие				коррозии	строит. брака	наруш. правил экспл.	прочие	
2. Сургутнефтегаз													
3.													
4.													
5.													
Всего по Тюменскому региону													
9. Татнефть													
10. Башнефть													
11.													
12.													

ПРИЛОЖЕНИЕ 19

НАРЯД-ДОПУСК НА ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

Предприятие _____

Цех (участок) _____

1. Ответственный за производство работ _____

_____.

(должность, Ф. И. О.)

2. Место работ _____

3. Содержание работ _____

_____.

4. Ответственный за подготовку к работам _____.

_____.

(должность, Ф. И. О.)

5. Ответственный за проведение работ _____.

_____.

(должность, Ф. И. О.)

6. Перечень и последовательность мероприятий и мер безопасности:

а) при подготовительных работах _____.

_____.

б) при проведении работ _____.

_____.

7. Состав бригады и подписи инструктируемых о прохождении инструктажа:

№ п /п	Ф. И. О.	Профессия	Подпись инструктируемого о прохождении инструктажа	Подпись проводившего инструктаж

8. Начальник объекта (цеха), выдавший наряд-допуск _____

_____

(дата, подпись)

9. Мероприятия, предусмотренные в пункте 6а выполнены _____

_____

(дата, подпись лица, ответственного за подготовку работ)

10. Рабочее место подготовлено к проведению работ _____

_____

(дата, подпись лица, ответственного за подготовку работ)

11. Согласовано с представителем пожарной охраны (службы), техники

безопасности _____

(подпись)

12. С нарядом-допуском ознакомлены _____

_____

(подписи сменного инженера, дежурного щита автомашины, машиниста,)

_____

(оператора, электрика)

13. Разрешаю производство работ с _____ часов до _____ часов

_____

(дата, подпись начальника объекта, цеха)

14. Наряд-допуск продлен на "_____" _____ 19_____ г.

с _____ час до _____ час.

Ответственный за проведение работ _____
(подпись)

Ответственный за проведение работ _____
(подпись)

Начальник объекта (цеха) _____

15. Работы по наряду-допуску окончены _____
(время, дата, подпись,

_____
ответственного за проведение работ)

16. Работы приняты, наряд-допуск закрыт. Начальник объекта (цеха)

_____
(дата, подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 20

КАТЕГОРИИ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода													
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
1. Переходы через водные преграды:													
а) судоходные и несудоходные русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды);	В	В	I	I	В	В	I	В	В	I	В	I	II
б) несудоходные с зеркалом воды в межень до 25 м — в русловой части;	I	II	II	II	В	I	I	I	I	I	В	I	—

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
в) горные потоки (реки);	В	I	II	II	В	I	I	I	I	I	В	I	II
г) поймы рек по горизонту высоких вод 10% обеспеченности;	I	II	II	II	В	I	I	I	I	I	В	I	—
д) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности.	I	II	III	III	В	I	II	I	I	II	I	II	—
2. Переходы через болота согласно СНиП III-42–80:													
тип I	I	II	III	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
тип II	I	II	III	III	I	II	II	I	II	II	I	II	III
тип III	I	II	II	II	В	I	I	I	I	I	В	I	II

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода													
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах): железные дороги общей сети, включая по обе стороны дороги длиной 40 м каждый от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	В	I	I	II	В	I	I	I	I	I	В	I	I
подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая	В	I	II	III	В	I	II	I	II	II	I	II	III

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от осей крайних путей													
автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	В	I	I	II	В	I	I	I	I	I	В	I	I
автомобильные дороги III, IV и IVп катего-													

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
рий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	В	I	II	III	I	II	II	I	II	III	I	II	III
автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 15 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	II	III	III	I	II	II	I	II	III	I	II	III

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
4. Трубопроводы на полках в горной местности	I	II	III	III	I	II	II	I	II	III	I	II	III
5. Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	I	I	I	III	I	II	II	I	II	III	I	II	III
6. Трубопроводы, прокладываемые на поливных и орошаемых землях													
а) хлопковых и рисовых плантаций;	I	II	II	III	I	II	II	I	II	II	I	II	III
б) прочих сельскохозяйственных культур	I	II	III	III	I	II	II	I	II	III	I	II	III

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
7. Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые грунты	I	II	II	III	I	II	II	I	II	II	I	II	III
8. Узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним	В	I	I	I	В	I	I	I	I	I	—	—	—
9. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, оросительными системами,	I	II	II	II	I	II	II	I	II	II	В	I	III

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при Рраб более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
нефтепродуктопроводами, газопроводами) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации													
10. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	I	II	II	II	I	II	II	I	II	II	I	II	III
11. Переходы через овраги, балки, реки	—	I	II	III	III	В	I	II	I	II	III	—	—

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
12 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение, а также выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре	—	—	—	—	—	—	—	I	I	I	В	I	—

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода													
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
труб 700 мм и менее; до 500 м — при диаметре труб до 1000 мм включительно; до 1000 м — при диаметре труб более 1000 мм													
13. Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения	В	I	II	II	В	I	II	I	I	II	I	II	III
14. Узлы линейной запорной арматуры, за исключением участков категории В	I	II	II	II	I	II	II	I	II	III	I	II	III

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
15. Участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения	В	I	I	I	В	I	I	—	—	—	—	—	—
16. Газопроводы на расстоянии 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов	I	II	II	II	I	II	II	—	—	—	—	—	—
17. Узлы подключения трубопроводов к межпромыслово - му коллектору	В	I	I	I	I	I	—	—	—	—	—	—	—

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла													
18. Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями ПУЭ												
19. Трубопроводы, прокладываемые по морской эстакаде	В	I	I	I	—	I	I	I	I	I	—	—	—
20. Морские подводные трубопроводы	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	I	II

Название участка трубопровода	Категория участка трубопровода												
	газопроводы для бессернистого газа				газопроводы для сероводородсодержащего газа			выкидные трубопроводы, нефтегазопроводы, нефтепроводы и конденсатопроводы			трубопроводы систем заводнения при $P_{раб}$ более 10 МПа		
	Категория трубопровода												
	I	II	III	IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV	I	II	III–IV
21. Трубопроводы ввода — вывода, транзитные трубопроводы	В	В	В	В	В	В	В	—	—	—	—	—	—
22. Трубопроводы обвязки куста скважин	В	В	В	В	В	В	В	—	—	—	—	—	—[1]

Примечания.

1. В местах пересечения трубопроводов с высоковольтной линией (ВЛ) 110 кВ и более должна предусматриваться только подземная прокладка под углом не менее 60°.

2. Тип болот следует принимать в соответствии с требованиями СНиП III-42–80.

3. Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося трубопровода, эксплуатационной организации и соответствующего органа государственного надзора) при пересечении их проектируемыми трубопроводами, линиями электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в позиции 10, не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.

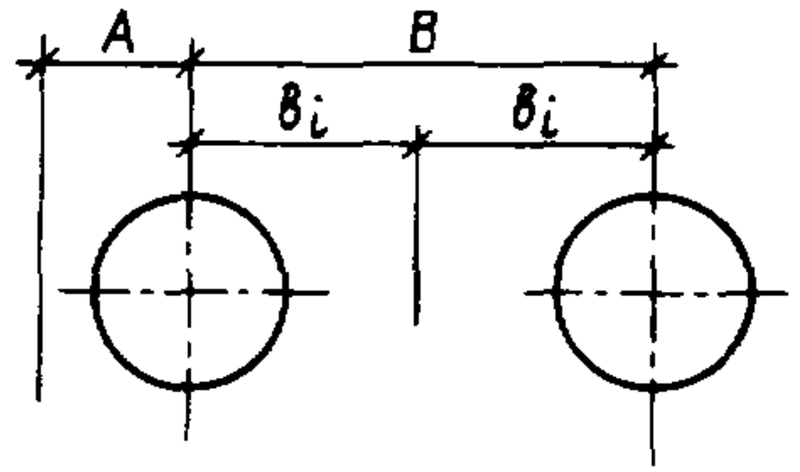
4. Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с позицией 3 таблицы.

5. Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению водохранилищем, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.

6. При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления, позволяющей оперативное проведение аварийно-восстановительных работ на трубопроводах в случае их повреждения, выполнение требований позиций 1, г и 1, д для газопроводов не требуется.

ПРИЛОЖЕНИЕ 21

РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ОСЯМИ СМЕЖНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОТ ТРУБОПРОВОДОВ ДО СТЕНОК КАНАЛОВ, ТОННЕЛЕЙ, ГАЛЕРЕЙ И СТЕН ЗДАНИЙ, мм



Диаметр условный Ду, мм	Изолированные трубопроводы						Неизолированные трубопроводы							
	температура, °С						с фланцами в одной плоскости при Ру, МПа							
	от −30 до +20		от +20 до +40		без фланцев		до 1,6		2,5 и 4		6,3	10		
	A	b_1	A	b_2	A	b_3	A	b_4	A	b_5	A	b_6	A	b_7
10	150	100	150	100	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
15	150	100	150	100	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
20	170	120	180	130	70	40	110	80	110	80	120	90	120	90
25	180	130	190	140	70	40	110	90	110	90	120	100	120	100
32	180	130	200	150	70	40	120	100	120	100	130	100	130	100
40	180	130	200	150	80	50	130	100	130	100	140	110	140	110
50	210	160	230	180	80	60	130	110	130	110	140	120	150	130
65	240	190	270	220	90	60	140	120	140	120	150	130	160	140
80	250	200	280	230	100	70	150	130	150	130	160	130	170	140

100	310	240	340	270	110	80	160	140	170	140	180	150	190	160
125	350	280	370	300	120	100	180	150	190	160	200	180	210	180
150	360	290	380	310	130	110	190	170	200	180	220	200	230	200
175	380	310	420	350	150	130	210	180	230	200	240	210	250	220
200	390	320	430	360	160	140	220	190	240	210	260	230	270	240
225	420	350	440	370	170	150	240	210	260	230	270	240	290	260
250	440	370	460	390	190	160	260	230	280	250	290	260	330	300
300	500	420	510	430	210	190	280	260	310	280	320	290	350	320
350	550	470	550	470	240	210	310	290	340	310	350	330	380	350
400	630	530	610	510	260	240	340	320	380	360	390	360	410	390
450	680	580	650	540	290	270	370	350	390	370	450	430	—	—
500	730	630	670	570	320	290	410	380	440	410	520	490	—	—
600	780	680	720	620	370	340	470	450	500	470	—	—	—	—
700	820	720	760	660	410	380	510	480	550	530	—	—	—	—
800	920	800	860	740	490	450	590	550	650	610	—	—	—	—
1000	1070	900	1010	840	610	560	730	680	—	—	—	—	—	—
1200	1170	1000	1110	940	710	660	850	800	—	—	—	—	—	—
1400	1270	1100	1210	1040	810	760	950	900	—	—	—	—	—	—

Примечания.

1. При наличии на трубопроводах арматуры или обогревающих спутников, принятые по таблице расстояния A и b_i следует назначать из условия необходимости обеспечения расстояний в свету между арматурой, спутниками и соседними трубопроводами не менее: для неизолированных трубопроводов при Ду до 600 мм — 50 мм; для неизолированных трубопроводов при Ду свыше 600 мм и всех трубопроводов с тепловой изоляцией — 100 мм.

2. Расстояние между нижней образующей труб или теплоизоляционной конструкцией и дном (полом) канала должно быть не менее 100 мм.

3. Расстояние B (между осями трубопроводов) определяют суммированием табличных размеров b_i.

4. При расположении фланцев в разных плоскостях (вразбежку) расстояние между осями неизолированных трубопроводов следует определять суммированием расстояний b_3 и $b_4 \div b_7$.

ПРИЛОЖЕНИЕ 22

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБ ИЗ РАЗНЫХ СТАЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ

Марка стали	Минимальная температура стенки труб при эксплуатации, °С			Минимальная температура стенки труб или воздуха при строительных и монтажных работах трубопровода и остановке трубопровода, °С	
	диаметр менее 530 мм, давление до 32,0 МПа (320 кгс/см^2)	диаметр 530–820 мм, давление до 10,0 МПа (100 кгс/см^2)	диаметр 1020–1420 мм, давление до 10 МПа (100 кгс/см^2)	диаметр до 530 мм	диаметр 530–1420 мм
	толщина стенки, мм				
	до 10	10–30	до 12	12–32	до 32 мм	
Ст. 20	До –20	До –10	—	—	До –40	—
Ст 3 сп	До –10	До –5	—	—	До –40	—
Ст. 4сп	До –10	До –5	—	—	До –40	—
Ст. 10	До –30	До –20	—	—	До –60	—
Ст. 2 сп	До –20	До –10	—	—	До –40	—
10Г2	До –30	До –20	—	—	До –60	—
09Г2С	До –30	До –20	До – 20	—	До –60	До –60
09Г2	До –40	До –20	До –20		До –60	До –60
17Г1СУ	—	—	До –10	До 0 и выше		До –40
17Г1С (спирально-шовные)	—	—	До –15	До –10		До –60
17Г2СФ	—	—	До –10	До 0 и выше		До –40
14 ХГС	—	—	До –10	До 0		До –40

15Г2АФЮ	—	—	—	До –5		До –40
10Г2Ф	—	—	—	До –15		До –60
09Г2ФБ	—	—	—	До –15		До –60
Х-70	—	—	—	До –15	—	До –60
09Г2СФ	—	—	—	До –15	—	До –60
08Г2СФБ	—	—	—	До –15	—	До –60
08Г2СФТ						
13Г2АФ	—	—	—	До –5	—	До –60
10Г2ФБ–	—	—	—	До –15	—	До –60
10Г2ФТ–	—	—	—	До –15	—	До –60
Импортные стали с гарантированной ударной вязкостью на образцах KCV при Т=–40°С или на образцах KCV при Т=0°С	—	—	**До –10**	До 0	—	До –40
Импортные стали с гарантированной ударной вязкостью при Т=–60°С на образцах KCV или на образцах KCV при Т=–20°С	—	—	До –20	До –20		До –60

Примечания.

1. Испытание трубопроводов должно производиться при температуре не ниже его эксплуатации.
2. Для труб с толщиной стенки до 10 мм допускается применение полуспокойной стали с температурой эксплуатации и строительства на 10°С выше указанной в таблице.

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ

Диаметр условный Ду, мм	Диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	Масса 1 м длины трубы, кг
10	14	1,6	0,49
		3,0	0,81
15	18	1,6	0,65
		2,0	0,79
		3,0	0,96
20	25	1,6	0,92
		2,0	1,13
		2,5	1,39
		3,0	1,63
25	32	2,0	1,48
		2,5	1,76
		3,0	2,15
32	38	2,0	1,78
		2,5	2,19
		3,0	2,59
		4,0	3,35
40	45	2,5	2,62
		3,0	3,11
		4,0	4,04
50	57	3,0	4,0
		4,0	5,23
		5,0	6,41
65	76	3,5	6,26
		4,0	7,10
		5,0	8,75
		6,0	10,36
80	89	3,5	7,38
		4,0	8,38
		5,0	10,36
		6,0	12,28
		8,0	16,72

240

Диаметр условный Ду, мм	Диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	Масса 1 м длины трубы, кг
100	**108**	4,0	10,26
		5,0	12,70
		6,0	15,09
		8,0	19,73
125	**133**	4,0	12,73
		5,0	15,78
		6,0	18,79
		8,0	24,66
		10,0	30,33
150	159	4,5	17,15
		6,0	22,64
		8,0	22,79
		10,0	36,75
		12,0	45,28
200	219	6,0	31,52
		8,0	41,63
		10,0	51,54
		12,0	61,26
		16,0	83,26
250	273	7,0	45,92
		8,0	52,28
		10,0	64,86
		12,0	77,24
		16,0	101,41
300	325	8,0	62,54
		10,0	77,68
		12,0	92,63
		16,0	121,93
		20,0	155,36
350	377	9,0	81,68
		12,0	108,02
		16,0	125,33
		20,0	159,36
400	426	10,0	102,59
		12,0	122,52
		16,0	161,78

ПРИЛОЖЕНИЕ 24

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ

Диаметр условный Ду, мм	Диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	Масса 1 м длины трубы, кг
10	14	1,6	0,49
15	18	2,0	0,79
20	25	2,0	1,13
25	32	2,0	1,48
32	38	2,0	1,78
40	45	2,0	2,12
50	57	2,5	3,36
65	76	3,0	5,40
		4,0	7,10
80	89	3,0	6,36
		4,0	8,38
100	114	4,0	10,85
		5,0	13,44
150	159	4,0	15,29
		6,0	22,64
200	219	6,0	31,52
		8,0	41,63
250	273	6,0	39,51
		8,0	52,28
300	325	6,0	47,20
		8,0	62,54

Продолжение прил. 24

Диаметр условный Ду, мм	Диаметр Дн, мм	Толщина стенки S, мм	Масса 1 м длины трубы, кг
400	426	7,0	72,05
		8,0	82,40
		10,0	100,30
500	530	7,0	91,18
		8,0	104,01
		10,0	130,00
		12,0	156,00
600	630	7,0	107,54
		10,0	152,89
		12,0	182,88
800	820	8,0	160, 20
		10,0	199,8
		12,0	239,1
		14,0	278,3
1000	1020	8,0	199,70
		10,0	249,10
		12,0	298,3
		15,0	374,0
1200	1220	9,0	268,8
		12,0	357,5
		15,0	447,3
1400	1420	10,0	347,7
		12,0	485,4

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		15
Среда — горючие сжиженные газы и ЛВЖ					
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	Краны проходные	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	То же с пневмоприводом	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	300	Вентили запорные	15нж65нж14
1,6(16)	1,6(16)	–40	420	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	150	" "	14с26п1
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Задвижки	—
1,6(16)	1,6(16)	То же		То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+150	Клапаны предохранит.	17с11нж
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		То же	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Вентили запорные	15нж66к
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Задвижки	—
2,5(25)	2,5(25)	–30	+300	То же	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Запорные вентили	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	Вентили сильфонные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)	–50	+600	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+50	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 25

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СРЕД

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
с температурой кипения ниже +45°С					
—	—	—	КСР-16	КСР-16	КСР-16
—	—	—	КСП-16	КСП-16	КСП-16
15нж65нж14	15нж65нж14	—	—	—	—
—	—	15нж65нж4	15нж65нж4	15нж65нж4	15нж65нж4
14с26п1	14с20п1	14с20п5	14с20п5	14с20п5	14с20п5
—	—	—	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16
—	—	—	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16
—	17 с 11 нж	—	—	—	—
—	—	—	СППК4–16	СППК4–16	СППК4–16
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	3296
—	—	—	—	—	31с916нжБ
—	—	—	17с63нж	17с63нж	—
—	—	15с22нж	15с22нж	15с22нж	15с22нж
—	—	—	15нж40п1	—	15нж40п1
—	—	16с13нж	16с13нж	16с13нж	16с13нж
—	—	—	19нж116к	19нж116к	19нж116к
—	—	—	И55039.01–07	—	И55039.01–07
—	—	—	СППК4–40	СППК4–40	СППК4–40

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					15
трубопровода	арматуры	от	до		
6,4(64)	16(160)	–40	+300	Вентили запорные	ВФ-160
6,4(64)	16(160)	–40	+300	То же	ВМ-160
6,4(64)	16(160)	См. прил. 26		» »	ВВД
6,4(64)	16(160)	–40	+300	Клапаны обратные	КП-160
6,4(64)	16(160)	–40	+450	То же	—
6,4(64)	16(160)	См. прил. 26		» »	—
6,4(64)	16(160)	–40	+450	Задвижки	ЗКС
6,4(64)	6,4(64)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
6,4(64)	10(100)	То же		То же	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
ВФ-160	ВФ-160	—	—	—	—
ВМ-160	ВМ-160	—	—	—	—
—	—	ВКС	ВКС	—	—
КП-160	КП-160	—	—	—	—
—	—	КП-160-1	КП-160-1	—	—
—	—	—	19с10нж	19с10нж	19с10нж
ЗКС	ЗКС	ЗКС	19нж10бк	19нж10бк	19нж10бк
			ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160
—	—	—	СППК4-64	СППК4-64	СППК4-64
—	СППКМ-100	—	—	—	—
	СППКМ-100				

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					150
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — горючие сжиженные газы и ЛВЖ					
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	Вентили запорные	15нж65нж4
1,6(16)	1,6(16)	–40	+150	То же	14с20п5
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Задвижки	ЗКЛ2-16
1,6(16)	1,6(16)	То же		То же	ЗКЛПЭ-16
1,6(16)	1,6(16)	" "		Предохранит. клапаны	СППК4–16
2,5(25)	2,5(25)	–30	+300	Задвижки	31с916нжБ
4,0(40)	4,0(40)	–40	+450	Вентили запорные	15с22нж1
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	Вентили сильфонные	15нж40п1
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Клапаны обратные	16с13нж
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	То же	19с17нж
4,0(40)	4,0(40)	–50	+600	" "	19нж11бк
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4–40
6,4(64)	6,4(64)	–40	+200	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+450	То же	—
6,4(64)	16(160)	См. прил. 26		" "	19с18нж
6,4(64)	16(160)	–40	+450	Задвижки	19нж10бк

Примечание. Применение арматуры из серого и ковкого чугуна для данных сред не допускается.

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
с температурой кипения ниже +45°С					
—	—	—	—	—	—
14с20п1	—	—	—	—	—
ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16
ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16
СППК4-16	—	—	—	—	—
31с916нжБ	—	—	—	—	—
15с22нж1	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
16с13нж	—	—	—	—	—
19с17нж	—	19с47нж	19с47нж	—	19с47нж
19нж11бк	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	19с42нж	—	—
КОП-64	КОП-64	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	15
трубопровода	арматуры	от	до		
		Среда — горючие газы			
1,6(16)	2,5(25)	–30	+150	Вентили запорные	—
1,6(16)	2,5(25)	–30	+150	То же	—
1,6(16)	2,5(25)	–30	+150	Клапаны обратные	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	Краны	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	То же	—
1,6(16)	2,5(25)	–40	+150	Вентили запорные	К322011
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	То же	14с26п1
1,6(16)	1,6(16)	–40	+425	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)				—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+150	Клапаны предохранит.	17с11нж
1,6(16)	1,6(16)	–40	+225	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+400	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Вентили запорные	15нж6бк
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Задвижки	—
2,5(25)	10(100)	–40	+300	То же	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Вентили запорные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	Вентили сильфонные	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
15кч12п	15кч12п	—	—	—	—
—	—	15кч16п1	15кч16п1	15кч16п1	—
—	—	16кч9п	16кч9п	16кч9п	—
—	—	—	КСП-16	КСП-16	КСП-16
—	—	—	КСР-16	КСР-16	КСР-16
К322010.04	К322010.04	—	—	—	—
14с26п1	14с26п1	14с20п5	14с20п5	15с20п5	14с20п5
—	—	—	15нж65нж4	15нж65	15нж65нж4
—	—	16с13нж	16с13нж	16с13нж	16с13нж
—	17с11нж	—	—	—	—
—	—	—	17с12нж	—	—
—	—	—	17с22нж	17с22нж	—
—	—	—	СППК4-16	СППК4-16	СППК4-16
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	3296
					31с916нжБ
—	—	—	17с63нж	17с63нж	—
—	—	—	—	—	—
—	—	15с22нж	15с22нж	15с22нж	15с22нж
—	—	—	15нж40п1	—	15нж40п1

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	15
трубопровода	арматуры	от	до		
4,0(40)	4,0(40)	-40	+200	Вентили запорные	—
4,0(40)	4,0(40)	-40	+250	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	—
6,4(64)	6,4(64)	-40	+80	Краны проходные	—
6,4(64)	8,0(80)	-40	+80	Краны шаровые	—
6,4(64)	6,4(64)	-40	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
10(100)	10(100)	-40	+100	Вентили регулирующие	—
10(100)	16(160)	-40	+300	Вентили запорные	П322038
10(100)	16(160)	См. прил. 26		То же	ВВД
10(100)	16(160)	То же		» »	ВМ-160
10(100)	16(160)	» »		» »	ВФ-160
10(100)	16(160)	» »		Клапаны обратные	КП-160
10(100)	16(160)	-40	+450	То же	—
10(100)	10(100)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
10(100)	16(160)	То же		То же	—
10(100)	16(160)	-40	+450	Задвижки	ЗКС-160
10(100)	16(160)	См. прил. 26		То же	—
10(100)	10(100)	-40	+300	» »	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
—	—	15нж22п1	15нж22п1	15нж22п1	15нж22п1
—	—	—	17с24нж	17с24нж	—
—	—	—	СППК4-40	СППК4-40	СППК4-40
—	—	—	11с20бк1	11с20бк1	11с20бк1
—	—	—	МАЗ9002.04	МАЗ9002.06	МАЗ9002.06
—	—	—	19с38нж	19с38нж	19с38нж
—	—	—	СППК4-64	СППК4-64	СППК4-64
—	ВР1-100	—	—	—	—
ПЗ22038	ПЗ22038	—	—	—	—
—	—	ВКС	ВКС	—	—
ВМ-160	ВМ-160	—	—	—	—
ВФ-160	ВФ-160	—	—	—	—
КП-160	КП-160	КП-160	КП-160	—	—
—	—	—	19с10нж	19с10нж	19с10нж
—	СППКМ-100	—	—	—	—
—	—	—	СППК4Р-160	СППК4Р-160	—
ЗКС-160	ЗКС-160	ЗКС-160	—	—	—
—	—	—	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160
—	—	—	—	—	31с916нжБ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					150
трубопровода	арматуры	от	до		
				Среда — горючие газы	
1,6(16)	1,6(16)	−40	+120	Краны	КСП-16
1,6(16)	1,6(16)	−40	+120	То же	КСР-16
1,6(16)	2,5(25)	−40	+150	Вентили запорные	14с20п5
1,6(16)	1,6(16)	−40	+420	То же	15нж65нж4
1,6(16)	1,6(16)	−40	+425	Клапаны обратные	16с13нж
1,6(16)	1,6(16)	−40	+425	То же	19с17нж
1,6(4,0)	1,6(4,0)	−40	+450	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4-16
1,6(16)	1,6(16)	То же		Задвижки	ЗКЛ2-16
1,6(16)	1,6(16)	» »		То же	ЗКЛПЭ-16
2,5(25)	10(100)	−40	+300	Задвижки	31с916нжБ
4,0(40)	4,0(40)	−40	+425	Вентили запорные	15с22нж
4,0(40)	4,0(40)	−40	+200	Вентили сильфонные	15нж40п1
4,0(40)	4,0(40)	−40	+420	Вентили запорные	15нж22НжБ
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4–40
6,4(64)	6,4(64)	−40	+80	Краны проходные	11с320бкI
6,4(64)	8,0(80)	−40	+80	Краны шаровые	МАЗ0007.08
6,4(64)	6,4(64)	−40	+200	Клапаны обратные	—
10(100)	16(160)	−40	+450	То же	19с10нж
10(100)	10(100)	−40	+600	Клапаны обратные	—
10(100)	10(100)	−40	+350	То же	—
10(100)	16(160)	См. прил. 26		Задвижки	ЗКЛ2–160
10(100)	10(100)	−40	+300	То же	31с916нжБ

Примечание. Применение арматуры из серого чугуна для данных сред не рекомендуется.

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
14с20п1	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
16с13нж	—	—	—	—	—
19с17нж	—	—	—	—	—
—	—	19с47нж	19с47нж	—	19с47нж
СППК4-16	—	—	—	—	—
ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16
ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16
31с916нжБ	—	—	—	—	—
15с22нж	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
15нж22нжБ	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
11с320бкI	—	11с320бкI	11с320бкI	—	—
МАЗ39002.08	—	МАЗ9003.09	МАЗ0008.07	МАЗ9004.07	—
—	—	—	19с42нж2	—	—
—	—	—	—	—	—
КОП-100нж	КОП-100нж	—	—	—	—
—	—	19нж46нж	—	—	—
—	—	—	—	—	—
31с916нжБ	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		15
Среда — ЛВЖ с температурой кипения					
0,6(6)	1,0(10)	–10	+100	Краны	11ч6бк2
0,6(6)	1,6(16)	–10	+100	Клапаны обратные	—
0,6(6)	1,0(100)	–10	+90	Задвижки	—
0,6(6)	1,0(100)	-10	+100	То же	—
1,0(10)	1,6(16)	-30	+200	Вентили запорные	15кч18п2
1,6(16)	1,6(16)	-40	+120	Краны	—
1,6(16)	1,6(16)	-40	+120	То же	—
1,6(16)	2,5(25)	-30	+150	Вентили запорные	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+200	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	Вентили запорные	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+200	То же	—
1,6(16)	2,5(25)	–30	+150	Клапаны обратные	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+200	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+150	Клапаны предохранит.	17с11нж
1,6(16)	1,6(16)	–40	+400	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		» »	—
1,6(16)	1,6(16)	То же		Задвижки	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Вентили запорные	15нж6бк

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
выше +45°С и горючие жидкости					
11ч6бк2	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк
—	16ч3бр	16ч3бр	16ч3бр	16ч3бр	19ч21бр
—	—	—	30ч6бк	30ч6бк	30ч6бк
—	—	—	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр
15кч18п2	15кч18п2	15кч18п2	15кч18п2	—	—
—	—	—	КСП-16	КСП-16	КСП-16
—	—	—	КСР-16	КСР-16	КСР-16
—	—	15кч16п1	15кч16п1	15кч16п1	—
—	—	—	15с58нж23	15с58нж23	15с58нж23
—	—	15нж65нж4	15нж65нж4	15нж65нж4	15нж65нж4
—	—	15нж65п1	15нж65п1	15нж65п1	15нж65п1
—	—	—	15нж58нжБ	15нж58нжБ	15нж58нжБ
—	—	—	15нж58п1М	15нж58п1М	15нж58п1М
—	—	16кч9п	16кч9п	16кч9п	—
—	—	16нж10бк7	16нж10бк7	16нж10бк7	—
—	—	16нж10бк15	16нж10бк15	—	16нж10бк15
—	—	16нж10бк15	16нж10бк15	—	16нж10бк15
—	17с11нж	—	—	—	—
—	—	—	17с22нж	17с22нж	—
—	—	—	СППК4-16	СППК4-16	СППК4-16
—	—	—	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16
—	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		15
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Вентили запорные	Е2282Сп2
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Клапаны предохранит.	—
2,5(25)	2,5(25)	–15	+120	Клапаны отсечные	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+50	Клапаны дренажные	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Задвижки	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Вентили запорные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	То же	ВПД
4,0(40)	4,0(40)	–40	+420	Вентили запорные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	То же	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	» »	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+250	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	—
4,0(40)	4,0(40)	То же		» »	—
4,0(40)	4,0(40)	» »		» »	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
6,4(64)	6,4(64)	То же		То же	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	Задвижки	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
—	—	—	—	—	—
—	—	—	17с63нж	17с63нж	—
—	У96503.02	У96503.92	У96503.02	У96503.02	—
—	—	—	КДН-25	—	—
—	—	—	—	—	3296
—	—	15с22нж	15с22нж	15с22нж	15с22нж
—	—	—	—	—	—
—	—	15нж22нж4	15нж22нж4	—	—
—	—	15нж22п1	15нж22п1	15нж22п1	15нж22п1
—	—	—	15нж40п1	—	15нж40п1
—	—	16с13нж	16с13нж	16с18нж	16с18нж
—	—	—	17с24нж	17с24нж	—
—	—	—	СППК4–40	СППК4–40	СППК4–40
—	—	—	СППК4Р–40	СППК4Р–40	СППК4Р–40
—	—	—	ЗКЛ2–40	ЗКЛ2–40	ЗКЛ2–40
—	—	—	19с38нж	19с38нж	19с38нж
—	—	—	СППК4–64	СППК4–64	СППК4–64
—	—	—	СППК4Р–64	СППК4Р–64	СППК4Р–64
—	—	—	30с76нжМ	30с76нжМ	30с76нжМ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					15
трубопровода	арматуры	от	до		
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	Задвижки	—
10(100)	16(160)	–40	+300	Вентили запорные	П322038
10(100)	10(100)	–40	+100	Вентили регулирующие	—
10(100)	16(160)	См. прил. 26		Вентили запорные	ВВД
10(100)	16(160)	То же		То же	ВМ-160
10(100)	16(160)	» »		» »	ВФ-160
10(100)	16(160)	» »		Клапаны обратные	—
10(100)	16(160)	» »		То же	—
10(100)	10(100)	» »		Клапаны предохранит.	—
10(100)	10(100)	» »		То же	—
10(100)	16(160)	» »		» »	—
10(100)	10(100)	–40	+300	Задвижки	—
10(100)	16(160)			То же	—
10(100)	16(160)	–40	+450	» »	ЗКС-160

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
—	—	—	30нж76бк3	30нж76бк3	30нж76бк3
П322038	П322038	—	—	—	—
—	БР1-1-100	—	—	—	—
—	—	ВКС	ВКС	—	—
ВМ-160	ВМ-160	—	—	—	—
ВФ-160	ВФ-160	—	—	—	—
КП-160	КП-160	КП-160	КП-160	—	—
—	—	—	19с10нж	19с10нж	19с10нж
—	СППКМ-100	—	—	—	19нж10бк
—	СППКМР-100	—	—	—	—
—	—	—	СППК4-160	СППК4-160	—
—	—	—	—	—	31с916нжБ
—	—	—	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160
ЗКС-160	ЗКС-160	ЗКС-160	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	150
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — ЛВЖ с температурой кипения					
0,6(6)	1,0(10)	–10	+100	Клапаны обратные	—
0,6(6)	1,6(16)	–10	+100	То же	19ч21бр
0,6(16)	1,0(10)	–10	+90	Задвижки	30ч6бк
0,6(6)	1,0(10)	–10	+100	То же	30ч6бр
1,0(10)	1,0(10)	–40	+300	» »	ПТ11095.32
1,0(10)	1,0(10)	–40	+300	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	Краны	КСП-16
1,6(16)	1,6(16)	–40	+120	То же	КСР-16
1,6(16)	1,6(16)	–40	+420	Вентили запорные	15нж65нж4
1,6(16)	1,6(16)	–40	+200	То же	15нж65п1
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4–16
1,6(16)	1,6(16)	То же		Задвижки	ЗКЛ2–16
1,6(16)	1,6(16)	–60	+600	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–60	+600	» »	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+225	» »	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	» »	30с97нж
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	» »	–
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	» »	–
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Вентили запорные	15с22нж
4,0(40)	4,0(40)	–40	+420	То же	15нж22нж6
4,0(40)	4,0(40)	–40	+200	» »	15нж40п1
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Клапаны обратные	16с13нж
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	То же	19с17нж
4,0(40)	4,0(40)	–40	+450	» »	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4–40

	Диаметр условный Ду, мм					
	200	250	300	400	500	600
выше +45°С и горючие жидкости						
	19ч21бр	19ч21бр	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	30ч6бк	30ч6бк	30ч6бк	–	–	–
	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр	–	–	–
	ПТ11095.32	ПТ11095.32	ПТ11095.32	—	—	—
	ПТ11095.16	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	СППК4-16	—	—	—	—	—
	ЗКЛ2-16	—	—	—	—	—
	—	МА11071.10	МА11071.10	МА11031.10	—	МА11021.10
	—	МА11071.07	МА11071.07	МА11031.07	—	МА11021.07
	30с64нж	—	—	—	—	—
	30с97нж	—	—	—	30с507нж	30с507нж
	—	—	МА11022.04	—	—	—
	30нж97бк	30нж97бк	—	—	—	—
	15с22нж	—	—	—	—	—
	15нж22нж6	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—
	16с13нж	—	—	—	—	—
	19с17нж	—	—	—	—	—
	19с47нж	—	19с47нж	19с47нж	—	19с47нж
	—	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					150
трубопровода	арматуры	от	до		
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохр.	СППК4Р-40
4,0(40)	4,0(40)	-40	+450	Задвижки	
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	ЗКЛ2-40
6,4(64)	6,4(64)	-40	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	-40	+300	Задвижки	30с76нжМ
6,4(64)	6,4(64)	-40	+300	То же	30нж76бкЗ
6,4(64)	6,4(64)	-40	+300	Задвижки	30нж76бкЗ
10(100)	16(160)	См. прил. 26		Клапаны обратные	19с10нж 19нж10бк
10(100)	16(160)	-40	+600	То же	-"-
10(100)	10(100)	-40	+300	Задвижки	31с916нжБ
10(100)	16(160)	См. прил. 26		То же	ЗКЛ2-160

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
—	—	—	—	—	—
30с15нж	30с15нж	—	—	30с515нж	–
—	—	ЗКЛ2-40нж	—	—	—
КОП-64	КОП-64	—	—	—	—
30с76нж	30с76нж	30с576нж	30с576нж	30с375нж	
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
КОП=100нж	КОП=100нж	—	—	—	—
31с916нжБ	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	15
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — темные и тяжелые нефтепродукты,					
0,6(60)	1,6(16)	—	+100	Краны трехходовые	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	Краны проходные	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	То же	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	Задвижки	—
0,6(6)	1,6(16)	—	+100	То же	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	» »	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	» »	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	» »	—
0,6(6)	1,6(16)	—	+100	Клапаны обратные	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	То же	—
1,0(10)	1,0(10)	—	+400	Краны проходные	—
1,0(10)	1,0(10)	—	+400	Краны трехходовые	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+300	Краны проходные	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+100	Вентили запорные	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+100	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+200	Клапаны обратные	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+420	То же	—
0,6(6)	1,6(16)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
0,6(6)	1,6(16)	То же		Задвижки	—
1,6(16)	1,6(16)	» »		То же	—
2,5(25)	10(100)	—	+450	Клапаны предохранит.	—
2,5(25)	2,5(25)	—	+300	Задвижки	—
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Вентили запорные	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
застывающие горючие жидкости					
—	—	—	11ч25бк	—	11ч25бк
—	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк	11ч8бк
—	11ч38п	11ч38п	11ч38п	11ч38п	11ч37п
—	—	—	—	31ч6нж	31ч6нж
—	—	—	31ч11нж	—	—
—	—	—	31ч6бр	31ч6бр	31ч6бр
—	—	—	АС12004	АС12004	АС12004
—	—	—	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр
—	16ч3бр	16ч3бр	16ч6бр	16ч6бр	16ч6бр
—	—	—	—	—	КА44075
—	—	—	11с7бк	11с7бк	—
—	—	—	11с17бк	11с17бк	—
—	—	—	КЦО-16	КЦО-16	КЦО-16
—	13нж18п	13нж18п1	13нж18п1	13нж18п1	13нж18п1
—	—	—	—	У21037.01	—
—	—	16нж10бк7	16нж10бк7	16нж10бк7	—
—	—	16нж10бк15	16нж10бк15	—	16нж10бк15
—	—	—	СППК4-16	СППК4-16	СППК4-16
—	—	—	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16
—	—	—	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16	ЗКЛПЭ-16
—	СППКМР-100	—	—	—	—
—	—	—	—	—	3296
—	—	15с22нж	15с22нж	15с22нж	15с22нж

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	15
трубопровода	арматуры	от	до		
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)	—	+600	То же	
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	
4,0(40)	4,0(40)	То же		То же	—
4,0(40)	4,0(40)	— ” —	— ” —	Задвижки	—
6,4(64)	6,4(64)	—	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	
6,4(64)	6,4(64)	То же		То же	—
6,4(64)	6,4(64)	—	+300	Задвижки	—
6,4(64)	6,4(64)	—	+300	То же	—
10(100)	10(100)	-30	+300	” ”	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
—	—	16с13нж	16с13нж	16с13нж	16с13нж
—	—	—	19нж11бк	19нж11бк	19нж11бк
—	—	—	СППК4-40	СППК4-40	СППК4-40
—	СППК4Р-40	—	СППК4Р-40	СППК4Р-40	СППК4Р-40
—	—	—	ЗКЛ2–40	ЗКЛ2–40	ЗКЛ2–40
—	—	—	19с38нж	19с38нж	19с38нж
—	—	—	СППК-64	СППК-64	СППК-64
—	—	—	СППК4Р-64	СППК4Р-64	СППК4Р-64
—	—	—	30с76нжМ2	30с76нжМ1	30с76нжМ1
—	—	—	30нж76бк3	30нж76бк3	30нж76бк3
—	—	—	—	—	31с916нжБ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		150
Среда — темные и тяжелые нефтепродукты					
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	Задвижки	31ч6нж
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	То же	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	" "	—
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	" "	АС12004
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	" "	30ч6бр
0,6(6)	1,0(10)	—	+100	Клапаны обратные	КА44075
1,0(10)	1,0(10)	—	+300	Задвижки	ПТ11095.32
1,0(10)	1,0(10)	—	+300	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	—	+300	Краны проходные	КЦО-16
1,6(16)	1,6(16)	См. прил. 26		Клапаны предохран	СППК4–16
0,6(6)	1,6(16)	— " —		Задвижки	ЗКЛ2–16
1,6(16)	1,6(16)	— " —		То же	ЗКЛПЭ-16
2,5(25)	2,5(25)	—	+300	" "	30с97нж
2,5(25)	2,5(25)	—	+300	" "	—
2,5(25)	2,5(25)	—	+425	" "	—
2,5(25)	2,5(25)	—	+200	" "	30с65нж
2,5(25)	2,5(25)	—	+200	" "	30нж65нж
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Вентили запорные	15с22нж
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Клапаны обратные	16с13нж
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	То же	19с17нж
4,0(40)	4,0(40)	—	+450	" "	—
4,0(40)	4,0(40)	—	+600	" "	19нж11бк
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	" "	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	СППК4–40
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	СППК4Р-40
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Задвижки	—
4,0(40)	4,0(40)	См. прил. 26		То же	ЗКЛ2–40
6,4(64)	6,4(64)	—	+510	Краны проходные	КППК-64

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
застывающие жидкости					
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	30ч15бр	30ч515бр
—	31ч6бр	—	—	—	Ш12006.01
31ч6бр	—	—	—	—	—
АС12004					
30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр	—	—
Л44075.03	Л44075.03	—	—	—	—
ПТ11095.32	ПТ11095.32	—	—	—	—
ПТ11095.16	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
СППК4–16	—	—	—	—	—
ЗКЛ2–16	ЗКЛ2–16	ЗКЛ2–16	ЗКЛ2–16	ЗКЛ2–16	ЗКЛ2–16
ЗКЛПЭ–16	ЗКЛПЭ–16	ЗКЛПЭ–16	ЗКЛПЭ–16	ЗКЛПЭ–16	ЗКЛПЭ–16
30с97нж	30с97нж	—	30с572нж	—	—
—	—	—	30с507нж	30с507нж	30с507нж
—	—	МА11022.04	—	—	—
30с65нж	30с65нж	—	—	—	—
30нж65нж	30нж65нж	30нж65нж	—	—	—
15с22нж	—	—	—	—	—
16с13нж	—	—	—	—	—
19с17нж	—	—	—	—	—
19с47нж	—	19с47нж	19с47нж	—	19с47нж
19нж11бк	—	—	—	—	—
19нж47нж	—	19нж47нж	—	—	19с47нж
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
30с15нж	30с15нж	—	—	30с515нж	—
—	—	3КЛ2–40нж	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					150
трубопровода	арматуры	от	до		
6,4(64)	6,4(64)	—	+510	Краны четырехходовые	КЧК-64
6,4(64)	6,4(64)	—	+450	Краны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	—	+300	Задвижки	30с76нжМ1
6,4(64)	6,4(64)	—	+300	То же	30нж76бк3
10(100)	10(100)	–30	+300	" "	31с916нжБ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					15
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — жидкие и газообразные среды					
1,6(16)	4,0(40)	—	–100	Вентили запорные	СА22014.02
2,5(25)	2,5(25)	—	–100	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	—	–70	Клапаны обратные	—
2,5(25)	2,5(25)	—	–100	Вентили регулирующие	— 14нж98п2
2,5(25)	2,5(25)	—	–100	Вентили угловые	СА24014.02
4,0(40)	4,0(40)	—	–50	То же	Е24010.00
4,0(40)	4,0(40)	—	–50	Клапаны обратные	—
4,0(40)	4,0(40)	—	При срабатывании до (–200)	Клапаны предохранит.	—
4,0(40)	4,0(40)	—	–80	Задвижки	—

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
—	—	—	—	—	—
КОП-64 30с76нж — 31с916нжБ	КОП-64 30с76нж — —	— 30с576нж — —	— — — —	— — — —	— — — —

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
всех групп при рабочей температуре — минус 40°С					
СА22014.02	СА22014.02	14нж20п	—	—	—
—	—	—	15нж40п4	—	15нж40п4
—	—	16нж10бк7	16нж10бк7	16нж10бк7	—
—	14нж99п3	14нж99п	—	—	—
СА24014.02	СА24012.02	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	19нж11бк	19нж11бк	19нж11бк
—	—	—	И55039.01-07	—	И55039.01–07
—	—	—	ЗКЛХ-40	ЗКЛХ-40	ЗКЛХ-40

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					150
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — жидкие и газообразные среды					
2,5(25)	2,5(25)	—	-100	Вентили запорные	—
1,6(16)	4,0(40)	—	-100	То же	15нж40п4
4,0(40)	4,0(40)	—	-80	Задвижки	ЗКЛХ-40

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
					15
трубопровода	арматуры	от	до		
Среда — трудногорючие (ТГ)					
0,6(6)	0,6(6)	-10	+100	Краны проходные	—
0,6(6)	1,0(10)	-10	+100	То же	11ч66к2
0,6(6)	0,6(6)	-10	+100	Краны трехходовые	—
0,6(6)	0,6(6)	-15	+100	Вентили запорные	—
0,6(6)	0,6(6)	-15	+120	То же	—
0,6(6)	0,6(6)	—	+65	Клапаны обратные	—
0,6(6)	1,6(16)	-10	+200	То же	—
1,0(10)	1,0(10)	-10	+100	Краны проходные	11ч66к
1,0(10)	1,0(10)	10	+100	То же	—
1,0(10)	1,0(10)		+50	Вентили запорные	15ч8р2

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
всех групп при рабочей температуре — минус 40°С					
14нж20п3	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
и негорючие (НГ) вещества					
—	— —	—	—	11ч16к	11ч12бк
11ч6бк2	11ч6бк2	11ч6бк2	11ч6бк2	—	—
11ч18бк	11ч18бк	11ч18бк	11ч18бк	11ч18бк	11ч18бк
—	15ч64п	—	15ч64п	15ч64п	15ч64п
—	—	—	—	15ч95эм	15ч95эм
—	—	—	19ч15гм	19ч15гм	19ч15гм
—	—	—	19ч16бр	19ч21бр	19ч21бр
11ч6бк	11ч6бк	11ч6бк	11ч6бк	11ч6бк	—
—	11ч38п	11ч38п	11ч38п	11ч38п	11ч37п
15ч8р2	15ч8р2	15ч8р2	15ч8р2	15ч8р2	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		15
1,0(10)	1,0(10)	–15	+65	То же	—
1,0(10)	1,6(16)	–15	+120	» »	15ч93эм
1,0(10)	1,0(10)	–15	+120	» »	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	Задвижки	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	То же	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	» »	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	» »	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	Задвижки	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	То же	—
1,0(10)	1,6(16)	–10	+225	Вентили запорные	15ч8бр
1,0(10)	1,6(16)	–10	+225	То же	15ч8п2
1,0(10)	1,6(16)	–10	+50	» »	15ч18р2
1,6(16)	1,6(16)	–30	+200	» »	15кч18п
1,6(16)	1,6(16)	–30	+225	» »	—
1,6(16)	2,5(25)	–30	+225	» »	—
1,6(16)	2,5(25)	–30	+300	» »	—
1,6(16)	1,6(16)	–10	+50	Клапаны обратные	16кч11р
1,6(16)	2,5(25)	–30	+300	То же	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+400	Клапаны предохранит.	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+450	Задвижки	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	Клапаны предохранит.	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+425	То же	—
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Задвижки	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Вентили запорные	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+400	То же	—
4,0(40)	4,0(40)	—	+100	Вентили регулирующие	—
4,0(40)	4,0(40)	—	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+400	Вентили запорные	К321168
6,4(64)	6,4(64)	–40	+425	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+200	Клапаны регулирующие	—

Диаметр условный Ду, мм

20	25	40	50	80	100
—	15ч75гм1	15ч75гм1	15ч75гм1	—	—
15ч93эм	15ч94эм	—	—	—	—
—	—	15ч94эм	15ч94эм	—	—
—	—	—	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр
—	—	—	—	—	30ч906бр
—	—	—	АС12004	АС12004	АС12004
—	—	—	31ч6бр	31ч6бр	31ч6бр
—	—	—	31ч11нж	31ч6нж	31ч6нж
—	—	—	—	—	31ч906нж
15ч8бр	—	15ч8бр	15ч8бр	—	—
15ч8п2	15ч8п2	15ч8п2	15ч8п2	—	—
15ч18р2	15ч18р2	15ч18р2	15ч18р2	—	—
15кч18п	15кч18п	15кч18п	15кч18п	—	—
—	15кч19п1	15кч19п1	15кч19п1	—	—
—	—	15кч19п1	15кч16п1	15кч16п1	—
—	—	15кч16нж	15кч16нж	15кч16нж	—
16кч11р	16кч11р	16кч11р	16кч11р	—	—
—	—	16кч9нж	16кч9нж	16кч9нж	—
—	—	—	17с22нж	17с22нж	—
—	—	—	ЗКЛ-16	ЗКЛ-16	ЗКЛ2-16
—	—	—	17с63нж	17с63нж	—
—	—	—	—	17с64нж	—
—	—	—	—	—	3296
		15с22нж	15с22нж	15с22нж	15с22нж
—	—	—	15с922нж	15с922нж	15с922нж
—	ВР1-1-40	—	—	—	—
—	—	16с13нж	16с13нж	16с13нж	16с13нж
К321168	К321168	К321168	—	—	—
—	—	—	19с38нж	19с38нж	19с38нж
—	25с48нжМ1	25с48нжМ1	—	—	—
	25с50нжМ1	25с50нжМ1	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	15
трубопровода	арматуры	от	до		
6,4(64)	6,4(64)	–40	+200	Клапаны регулирующие	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+225	—"—	ПОУ-7 ПОУ-10
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	Задвижки	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	То же	—
10(100)	16(160)	–40	+300	Вентили запорные	П322038
10(100)	16(160)	–40	+450	То же	—
10(100)	10(100)	—	+100	Вентили регулирующие	—
10(100)	16(160)	–40	+450	Клапаны обратные	—
10(100)	16(160)	–40	+	То же	КП-160
10(100)	10(100)	См. прил. 26		Клапаны предохранит.	—
10(100)	10(100)	То же		То же	—
10(100)	16(160)	–40	+450	Клапаны предохранит.	—
10(100)	16(160)	–40	+225	Клапаны регулирующие	ПОУ–89 ПОУ–11–12
10(100)	16(160)	–40	+450	То же	ЗКС–160

Диаметр условный Ду, мм					
20	25	40	50	80	100
—	—	—	25с50нжМ1 25с48нжМ1	25с50нжМ1 25с48нжМ1	25с50нжМ1 25с48нж
ПОУ-7 ПОУ-10					
—	—	—	30с76нжМ	30с76нжМ	30с76нжМ
—	—	—	—	—	—
ПЗ22038	ПЗ22038	ПЗ22038	—	—	—
—	—	ВКС	ВКС	—	—
—	ВРЭ-1	—	—	—	—
—	—	КП-160–1	19с10нж	19с10нж	19с10нж
КП-160	КП-160	—	—	—	—
—	СППКМ-100	—	—	—	—
—	СППКМ-100	—	—	—	—
—	—	—	СППК4Р-160 СППК4-160	СПАК4Р-160 СППК4-160	— —
ПОУ-89 ПОУ-11-12	—	—	—	—	—
ЗКС-160	ЗКС-160	ЗКС-160	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160	ЗКЛ2-160

Давление условное Ру, МПа (кгс/см²)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	
трубопровода	арматуры	от	до		150
				Среда — трудногорючие (ТГ)	
0,6(6)	0,6(6)	–10	+100	Краны проходные	11ч12бк
0,6(6)	0,6(6)	–10	+90	Вентили запорные	15ч91ем2
0,6(6)	0,6(6)	—	+65	Клапаны обратные	19ч15гм
0,6(6)	1,0(10)	–10	+200	То же	—
0,6(6)	1,6(16)	–10	+200	""	19ч21бр
0,6(6)	0,6(6)	–40	+300	Задвижки	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	Клапаны обратные	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+120	То же	—
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	Задвижки	80ч6бр
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	То же	30ч906бр
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	" "	АС12004
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	" "	31ч6бр
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	" "	31ч6нж
1,0(10)	1,0(10)	–10	+200	" "	31ч906нж
1,0(10)	1,0(10)	–40	+300	" "	30с42нж
1,6(16)	1,6(16)	–40	+425	" "	—
1,6(16)	1,6(16)	–40	+450	" "	ЗКЛ2-16
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	Задвижки	30с98нж
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	То же	30с97нж
2,5(25)	2,5(25)	–40	+300	" "	30с997нж
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	Вентили запорные	15с22нж
4,0(40)	4,0(40)	40	+425	Клапаны обратные	16с13нж
4,0(40)	4,0(40)	40	+300	Клапаны регулирующие	—
4,0(40)	4,0(40)	–40	+425	То же	19с17нж

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
и негорючие (НГ) вещества					
11ч12бк	11ч12бк	—	—	—	—
15ч91ем2	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
19ч21бр	19ч21бр	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
—	—	—	ПГ1096	30с14нж1	30с14нж1
—	—	19ч21бр	19ч21бр	19ч21бр	19ч21бр
—	—	19ч21р	19ч21р	19ч21р	19ч21р
30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр	30ч6бр	—	—
30ч906бр	30ч906бр	30ч906бр	30ч6бр	—	—
АС12004	—	—	—	—	—
31ч6бр	31ч6бр	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—
31ч906бр	31ч906бр	—	—	—	—
30с42нж	30с42нж	30с42нж	—	—	—
—	—	МА11021.10	—	—	—
ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	—	ЗКЛ2-16	ЗКЛ2-16	—
—	—	—	30с572нж	30с572нж	—
30с97нж	30с97нж	—	30с972нж	30с972нж	—
30с997нж	30с997нж	—	—	—	—
15с22нж	—	—	—	—	—
16с13нж	—	—	—	—	—
—	25с40нжМ	25с42нжМ	—	—	—
18с17нж	25с42нжМ —	25с40нжМ —	—	—	—

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)		Температура дополнительная $t_{доп}$, °С		Арматура	150
трубопровода	арматуры	от	до		
4,0(40)	4,0(40)	–40	+450	Клапаны регулирующие	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+400	Вентили запорные	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+200	Клапаны обратные	—
6,4(64)	6,4(64)	–40	+200	Клапаны регулирующие	25с50нжМ1 25с48нж
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	Задвижки	30с76нжМ
6,4(64)	6,4(64)	–40	+300	То же	—
10(100)	16(160)	–40	+450	Клапаны обратные	19с10нж

Продолжение прил. 25

Диаметр условный Ду, мм					
200	250	300	400	500	600
—	—	19с47нж	19с47нж	—	19с47нж
—	—	—	—	—	—
—	—	—	19с42нж	—	—
25с50нж1	—	—	—	—	—
25с48нж					
30с76нж	30с76нж	30с576нж	—	30с375нж	—
30с976нж	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 26

ДОПУСКАЕМЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ, °С, В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МАТЕРИАЛЬНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Тип и марка арматуры	Сталь (марка)		
	углеродистая	12×18Н9ТЛ	12×18Н12М3ТЛ
Предохранительные клапаны			
СППК4-16	450	600	200
СППК4-40	450	600	—
СППК4Р-40	450	600	200
СППК4-64	450	600	—
СППК4Р-64	450	600	—
СППК4-160	450	600	200
СППК4Р-160	450	600	—
Обратные клапаны			
КП-160	300	600	—
Вентили ВМ	300	—	—
Задвижки			
ЗКЛ2-16	450	510	—
ЗКЛПЭ-16	450	510	—
ЗКЛ2-40	450	—	600
ЗКЛ2-160	—	600	200

Примечание. Допускаемая температура для КП-160 из ст. 15×5М — плюс 300 °С для ВМ из ст. 15Х5М, 12Х18Н10Т — плюс 300°С, а из ст. 10×17Н13М2Т — плюс 100 °С.

НОРМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ АРМАТУРЫ (КРОМЕ ВЕНТИЛЕЙ) ПРИ ИСПЫТАНИИ ВОЗДУХОМ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)	Класс герметичности затвора	Пропуск воздуха, см^3/мин, при арматуре с Ду, мм															
		25	32	40	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350	400	500	600
0,25(2,5)	I	1,5	2,0	3	4	6	8	11	15	22	30	45	60	70	90	120	160
	II	4,5	6,0	9	12	18	25	35	45	60	90	140	180	200	250	350	500
0,6(6,0)	I	2,5	4,0	5	7	10	13	20	26	40	55	80	110	130	150	220	280
	II	8,0	12,0	15	20	30	40	60	80	120	150	250	350	400	450	650	800
1,0(10,0)	I	4,0	5,5	7	10	15	20	30	40	55	80	120	160	200	230	320	440
	II	12,0	16,0	20	30	45	60	90	120	150	250	350	500	600	800	1000	1300
1,6(16,0)	I	5,0	8,0	11	15	24	30	45	60	90	120	180	250	300	350	500	650
	II	15,0	25,0	30	45	70	90	140	180	250	350	550	800	900	1000	1500	2000
2,5(25,0)	I	8	12	15	24	32	45	60	90	120	180	250	350	450	500	700	1000
	II	25	35	45	70	100	140	180	250	350	550	800	1000	1400	1500	2000	3000
4,0(40,0)	I	12	20	25	35	50	65	100	130	180	270	400	550	700	800	1100	1500
	II	35	60	80	100	150	200	300	400	550	800	1200	1500	2000	2500	3500	4500
6,4(64,0)	I	20	30	40	60	90	120	150	220	300	450	650	900	1200	1300	1800	2400
	II	60	90	120	180	250	350	450	700	900	1400	2000	2500	3500	4000	5500	7000
16,0(160,0)	I	30	45	60	90	130	170	250	350	500	700	1000	1300	1700	2000	2900	4000
	II	90	140	180	250	400	500	800	1000	1500	2000	3000	4000	5000	6000	9000	12000
	I	50	65	90	130	200	260	400	550	700	1100	1500	2200	2600	3000	4500	6000
	II	150	200	250	400	600	800	1200	1500	2000	3000	4500	6500	8000	9000	14000	18000

ПРИЛОЖЕНИЕ 28

НОРМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ ВЕНТИЛЕЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ ВОЗДУХОМ

Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)	Класс герметичности затвора	Пропуск воздуха, см^3/мин, при вентилях с Ду, мм													
		25	32	40	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350	400
0,25(2,5)	I	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	2	3	4	6	9	13	18	20	25
	II	1,3	1,8	2,5	3,5	5,0	7	10	13	18	25	40	50	60	75
0,6(6,0)	I	0,8	1,2	1,5	2,0	3,0	4	6	8	12	16	25	30	40	45
	II	2,5	3,5	4,5	6,0	9,0	12	18	25	35	45	75	100	120	130
1,0(10,0)	I	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	6	9	12	16	25	35	45	60	65
	II	3,5	5,0	6,0	9,0	13,0	18	25	35	45	75	100	150	180	200
1,6(16,0)	I	1,5	2,0	3,0	4,0	7,0	8	13	18	25	35	50	70	90	100
	II	4,5	7,0	9,0	13,0	20,0	25	40	50	80	100	160	200	250	300
2,5(25,0)	I	2	3,5	4	7	10	13	18	25	35	50	70	100	120	150
	II	7	10,0	13	20	30	40	50	80	100	160	200	300	400	450
4,0(40,0)	I	3	6,0	7	10	15	20	30	35	50	80	120	150	200	250
	II	10	18,0	25	30	45	60	90	120	150	250	350	450	600	800
6,4(64,0)	I	6	8,0	13	17	25	35	45	65	90	130	200	250	350	400
	II	18	25,0	35	50	80	100	130	200	250	400	600	750	1000	1200
10,0(100,0)	I	10	12,0	18	26	40	50	70	100	150	200	300	400	500	600
	II	25	40,0	50	80	120	150	220	300	450	600	900	1300	1500	1800
16,0(160,0)	I	15	18,0	26	30	55	70	120	170	200	320	450	600	750	900
	II	45	60,0	80	120	180	250	360	450	600	900	1200	2000	2000	2500

ПРИЛОЖЕНИЕ 29

НОРМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ АРМАТУРЫ (КРОМЕ ВЕНТИЛЕЙ) ПРИ ИСПЫТАНИИ ВОДОЙ

Условный проход Ду, мм	Пропуск воды, $см^3$/мин, для классов герметичности		
	I	II	III
25	0,02	0,06	0,2
32	0,03	0,10	0,3
40	0,04	0,12	0,4
50	0,06	0,18	0,6
65	0,09	0,25	0,9
80	0,11	0,35	1,1
100	0,16	0,50	1,6
125	0,22	0,65	2,2
150	0,03	0,90	3,0
200	0,45	1,30	4,5
250	0,65	2,00	6,5
300	0,80	2,50	8,0
350	1,10	3,50	11,0
400	1,30	4,00	13,0
500	1,70	5,00	17,0
600	2,40	7,00	24,00

ПРИЛОЖЕНИЕ 30

НОРМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЗАТВОРОВ ВЕНТИЛЕЙ ПРИ ИСПЫТАНИИ ВОДОЙ

Условный проход Ду, мм	Пропуск воды, $см^3$/мин, для классов герметичности		
	I	II	III
25	0,01	0,02	0,06
32	0,01	0,03	0,09
40	0,01	0,04	0,10
50	0,02	0,05	0,20
65	0,03	0,08	0,30
80	0,04	0,10	0,40
100	0,05	0,15	0,50
125	0,06	0,20	0,60
150	0,10	0,25	1,00
200	0,15	0,40	1,50
250	0,20	0,60	2,00
300	0,25	0,80	2,50
350	0,30	1,00	3,00
400	0,40	1,20	4,00

ПРИЛОЖЕНИЕ 31

ПРЕДЕЛЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЧУГУННОЙ АРМАТУРЫ

Давление Ризб, МПа (кгс/см^2)	Температура среды не выше, °С	Диаметр условный Ду не более, мм	Марка чугуна (ГОСТ)
1,6(16)	+300	80	Не ниже КЧ 30-6 (ГОСТ 26358–84)
1,0(10)	+200	300	Не ниже СЧ 18–36 (ГОСТ 1412–85)
0,6(6,0)	+120	600	То же
0,25(2,5)	+120	1600	» »

ПРИЛОЖЕНИЕ 32

ВЫБОР ТИПА И МАТЕРИАЛА ФЛАНЦЕВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПАРАМЕТРОВ СРЕДЫ

Тип фланцев, стандарт	Давление условное Ру, МПа ($кгс/см^2$)	Температурные пределы применения сталей, °С							
		ВСт3сп3 ВСт3пс3 ВСт3Гпс3	ВСт3сп4 ВСт3пс4 ВСт3Гпс4	20,25	16 ГС	09Г2С 10Г2С1	15ХМ	15×5М	12×18Н10Т 10×17Н13М2Т 10×17Н13М3Т*
		ГОСТ 380–71		ГОСТ 1050–74	ГОСТ 5520–79		ГОСТ 4543–71	ГОСТ 5632–72	
Стальной плоский приварной по** ГОСТ 12820–80	1,0(10) 1,6(16) 2,5(25)	От 0 до +300	От -20 до +300	От -30 до +300	От -40 до +300	От -70 до +300	—	—	От -70 до +300
Стальной приварной встык по ГОСТ 12821–80	1,0(10) 1,6(16) 2,5(25) 4,0(40) 6,3(63) 10(100)	От -30 до +300	—	От -30 до +425	—	От -70 до +350	От -40 до +450	От -40 до +510	От -80* до +600

Стальной приварной встык по ОСТ 26-839–73	1,0(10) 2,5(25) 1,6(16)	— ВСт3Гпс3	— ВСт3Гпс3	От -30 до +450	—	От -70 до +450	От 0 до +550	От -40 до +550	От -70 до +550
Стальной приварной встык по ОСТ 26-840 –73 и ОСТ 26-841–73	1,0(10) 1,6(16) 2,5(25) 4,0(40) 6,3(63)	—	—	То же	—	То же	То же	То же	То же
Стальной приварной встык по ОСТ 26-843 –73	6,4(64) 10,0(100) 16,0(160)	—	—	От -30 до +450	—	От -70 до +450	От 0 до +560	От -40 до +600	От -70 до +600

Примечания.

1. Возможность применения фланцев для температур ниже минус 70 °С в каждом конкретном случае должна быть согласована с головной конструкторской организацией по данному виду оборудования.
2. Марки полуспокойных сталей могут применяться для изготовления фланцев толщиной не более 25 мм.
3. В случае изготовления плоских приварных фланцев методом холодной гибки температурный предел применения ст. ВСт3СП3, ВСт3пс3, ВСт3Гпс3 следует принимать плюс 200 °С.
4. Допускается изготовление фланцев из сталей, не указанных в настоящей таблице, если по техническим требованиям они соответствуют приведенным.
5. Для фланцев из ст. 10х17Н13М3Т (ГОСТ 12816–80) нижний температурный предел применения минус 253 °С (помечены звездочкой — *).
6. Уплотняемая поверхность — по ГОСТ 12815–80; ОСТ 26-830–73; ОСТ 26-831–73; ОСТ 26-832–73 (помечена двумя звездочками — **).

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРОКЛАДОК

Прокладка (материал)	ГОСТ, нормаль, ТУ	Предельная температура, °С		Предел давления Рпр, МПа, при уплотнительной поверхности фланцев				Среда
		от	до	гладкой	выступ — впадина	шип — паз	под кольцевую прокладку овального сечения	
Пластины резиновые и резинотканевые тепло-, морозокислотно-, щелочестойкие (ТКМЩ)	7338–90 классы:							Вода техническая и сточная, растворы солей с концентрациями до предела насыщения, морская вода, щелочи с содержанием растворенного вещества не более 20%, кислота — не более 20%, воздух, инертные газы, азот
	М	–45	+90	0,1	1,0	1,0	—	
	С, П	–30	+80					
	$С_1$, $П_1$	–45	+80					
	$С_2П_2$	–60	+80					
Пластины резиновые и резинотканевые маслостойкие (М)	7338–90, классы: М, С, П	–30	+80	0,1	1,0	1,0	—	Масла, эмульсии, масла нефтяные, газы, пары

Пластины резиновые и резинотканевые маслобензостойкие (МБС)	7338–90 классы: М, С, П M_1, C_1, $П_1$	-30 -40	+80 +80	0,1	1,0	1,0	—	Масла, эмульсии, масла нефтяные, жидкие углеводороды, бензин, газы и пары
Паронит общего назначения (ПОН)	481–80	—	+250	2,5	6,4	—	—	Пресная перегретая вода
		—	+450	2,5	6,4	—	—	Насыщенный и перегретый пар
		–50	+100	1,0	—	—	—	Воздух
		–50	+450	2,5	6,4	—	—	Сухие нейтральные и инертные газы
		–15	+100	2,5	—	—	—	Водные растворы солей
		–40	+150	1,6	2,5	—	—	Жидкий, газообразный аммиак
		—	+150	1,6	—	—	—	Спирт
		—	+200	2,5	6,4	—	Вакуум от 50 до 99%	Тяжелые нефтепродукты (соляровое масло, дизельное топливо, мазут, битум)
		—	+150	2,5	—	—	—	Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
		–182	—	0,25	—	—	—	Жидкий кислород
Паронит маслобензостойкий (ПМБ)	481–80	—	+50	2,5	4,0	—	—	Морская вода
		–40	+150	2,5	10,0	10,0	—	Рассолы
		–40	+60	1,6	—	—	—	Сжиженные и газообразные углеводороды (C_1-C_5)

Продолжение прил. 33

Прокладка (материал)	ГОСТ, нормаль, ТУ	Предельная температура, °С		Предел давления Рпр, МПа, при уплотнительной поверхности фланцев				Среда
		от	до	гладкой	выступ — впадина	шип — паз	под кольцевую прокладку овального сечения	
Паронит общего назначения (ПОН-1)		—	+300	2,0	—	—	—	Тяжелые нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
		—	+250	4,5	—	—	—	Пресная перегретая вода
		—	+450	4,5	—	—	—	Насыщенный и перегретый пар
		—	+120	2,3	—	—	—	Тяжелые нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
Паронит маслобензостойкий (ПМБ-1)		–40	+250	2,5	16,0	16,0	—	Тяжелые нефтепродукты (соляровое масло, мазут, битум)
		–40	+250	2,5	16,0	16,0		Масла (дизельное, автомобильное, авиационное, индустриальное, турбинное, трансформаторное)

		−40	+250	2,5	16,0	16,0		Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
Паронит армированный сеткой (ПА)	481–80	—	+450	4,0	10,0	—	—	Пар водяной насыщенный и перегретый
		—	+250	4,0	7,5	—	—	Сухие газы, воздух
		—	+400	2,5	7,5	Вакуум от 50 до 99%	—	Тяжелые нефтепродукты (соляровое масло, дизтопливо)
		—	+200	2,5	7,5	То же		Легкие нефтепродукты (газойль, бензин, керосин)
Картон прокладочный пропитанный марки А	9347–74						—	Вода
Картон асбестовый	2850–80	−15	+450	0,30	—	—	—	Углеводороды жидкие и газообразные (в том числе мазут, масла, смолы и т. п.)
Фибра листовая техническая	14613-83Е	−15	+80	1,0	1,6	Вакуум от 50 до 99%	—	Нейтральные газовые среды
Листы из алюминиевого сплава марки АМц, отожженные	21631–76	−196	+250	1,6	4,0	То же	—	Углеводороды жидкие и газообразные (в том числе мазут, масла, смолы и т. п.)
Алюминий марки А3	11069–74	—	+425	1,6	4,0	То же	—	То же

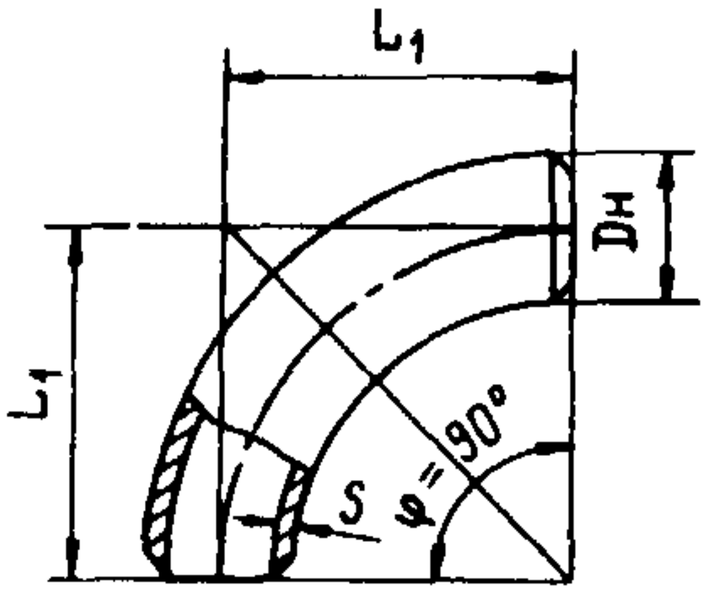
Продолжение прил. 33

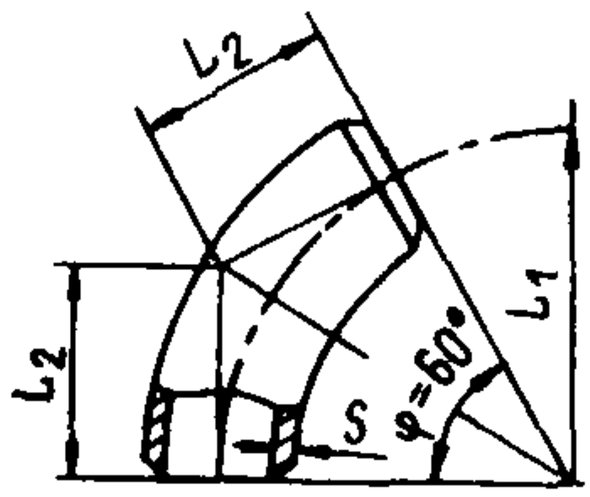
Прокладка (материал)	ГОСТ, нормаль, ТУ	Предельная температура, °С		Предел давления Рпр, МПа, при уплотнительной поверхности фланцев				Среда
		от	до	гладкой	выступ — впадина	шип — паз	под кольцевую прокладку овального сечения	
Медь листовая мягкая марки М2	495–92	–196	+250	2,5,	10,0	Вакуум от 50 до 99%	—	Вода перегретая, пар водяной, жидкие и газообразные нефтепродукты
Свинец марки С2	3778–77	–15	+50	0,6	—	То же	—	Морская вода, растворы кислот
Прокладки асбомедные гофрированные и плоские	ОСТ 26-844 — 73	–70	+315	2,5	6,4	—	—	Влажный водяной пар, фенол, бензол
Прокладки асбоалюминиевые гофрированные и плоские	ОСТ 26-844 — 73	–70	+425	2,5	6,4	—	—	Легкие и тяжелые нефтепродукты, содержащие сероводород и меркаптаны, сухой водяной пар
Прокладки специально навитые	ТУ 38114233 — 81 тип I	—	+400	2,5	25,0	—	—	Пар, вода и другие неагрессивные среды

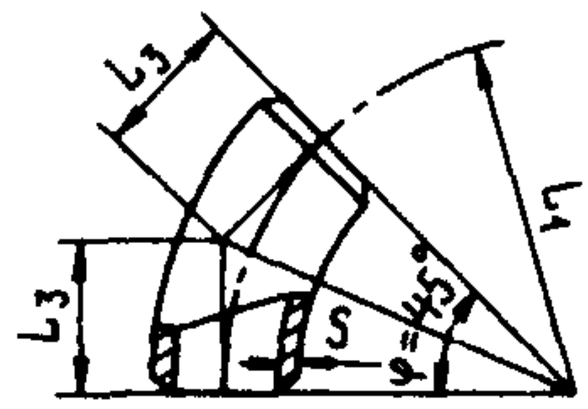
	тип II	—	+250	1,6	1,6	—	—	Кислоты, щелочи и другие агрессивные среды
	тип III	—	+600	2,5	25,0	—	—	Пар, сухие газы, тяжелые нефтепродукты
Прокладки зубчатые из низкоуглеродистой стали	По специальным чертежам	-40	+470	—	10,0	—	—	Углеводороды жидкие и газообразные, водяной пар, газы и пары нейтральные
Прокладки зубчатые из ст. Г2Х8Н10Т	То же	-196	+700	—	10,0	—	—	То же
Прокладки зубчатые медные	По специальным чертежам	-196	+250	—	10,0	—	—	Углеводороды жидкие и газообразные, водяной пар, газы и пары нейтральные
Прокладки кольцевые овального сечения из низкоуглеродистой ст. 08КП	ОСТ 26-845-73	-40	+475	—	—	—	16,0	То же
Прокладки кольцевые овального сечения из ст. 08×18Н10Т	ОСТ 26-845-73	-196	+700	—	—	—	16,0	—"—

ПРИЛОЖЕНИЕ 34

КРУТОИЗОГНУТЫЕ ОТВОДЫ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ







Размеры, мм						Давление условное Ру, МПа (кгс/см²), не более	
Ду	Дн	L_1	L_2	L_3	S	при скорости коррозии, мм/год	
						до 0,1	до 0,1–0,5
40	45	60	35	25	2,5	10,0(100)	2,5(25)
					4,0	—	10,0(100)
50	57	75	43	30	3,0	10,0(100)	4,0(40)
					5,0	—	10,0(100)
50	(57)	(100)	(57)	(41)	(5,0)	10,0(100)	10,0(100)
65	76	100	57	41	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	—	10,0(100)
80	89	120	69	50	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	—	10,0(100)
100	108	150	87	62	4,0	10,0(100)	4,0(40)
	(114)				6,0	—	10,0(100)
					8,0	—	10,0(100)
					(6,0)	10,0(100)	10,0(100)
125	133	190	110	79	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					5,0	10,0(100)	4,0(40)
					8,0	—	10,0(100)
					10,0	—	10,0(100)
150	159	225	130	93	4,5	6,3(63)	4,0(40)
					6,0	10,0(100)	6,3(63)
					8,0	—	10,0(100)
					10,0	—	10,0(100)

Размеры, мм						Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	Дн	L_1	L_2	L_3	S	при скорости коррозии, мм/год	
						до 0,1	до 0,1–0,5
					(6,0)	10,0(100)	6,3(63)
		(168)			(8,0)	—	10,0(100)
200	219	300	173	124	6,0	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	10,0(100)	6,3(63)
					10,0	—	10,0(100)
					12,0	—	10,0(100)
250	273	375	217	155	7,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	10,0(100)	6,3(63)
					12,0	—	10,0(100)
					16,0	—	10,0(100)
300	325	450	260	186	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	8,0(80)	6,3(63)
					12,0	10,0(100)	8,0(80)
					16,0	—	10,0(100)
350	377	525	303	217	10,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0(100)	10,0(100)
400	426	600	346	248	10,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	8,0(80)	6,3(63)
					14,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0(100)	8,0(80)
500	530	500	289	207	10,0	4,0(40)	2,5(25)
					12,0	—	4,0(40)
					16,0*	8,0(80)	6,3(63)
					18,0	8,0(80)	6,3(63)
					20,0*	10,0(100)	8,0(80)
600	630	600	345	248	10,0	2,5(25)	2,5(25)
					12,0	4,0(40)	2,5(25)
					20,0*	8,0(80)	6,3(63)

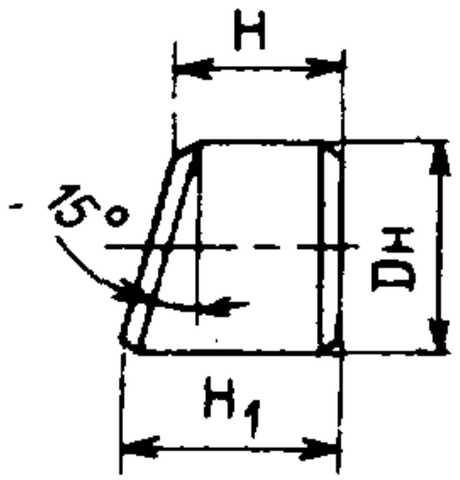
Примечания.

1. Сортамент отводов, приведенных в таблице, и их размеры соответствуют ГОСТ 17375–83.

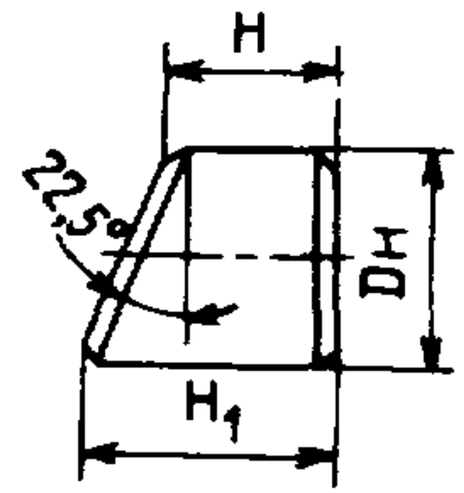
2. Отводы, толщины стенки которых отмечены звездочкой (*), изготавливают только из ст. 09Г2С.

ПРИЛОЖЕНИЕ 35

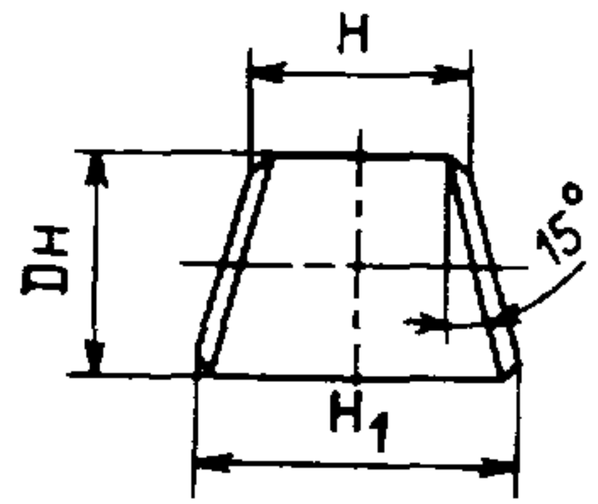
ДЕТАЛИ СВАРНЫХ ОТВОДОВ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ НА Ру ДО 6,3 МПа



Деталь 1



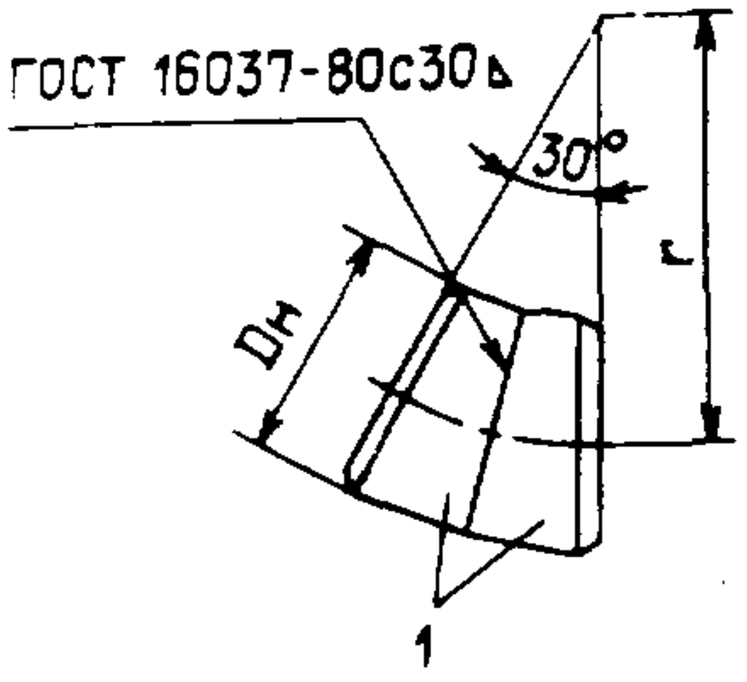
Деталь 2

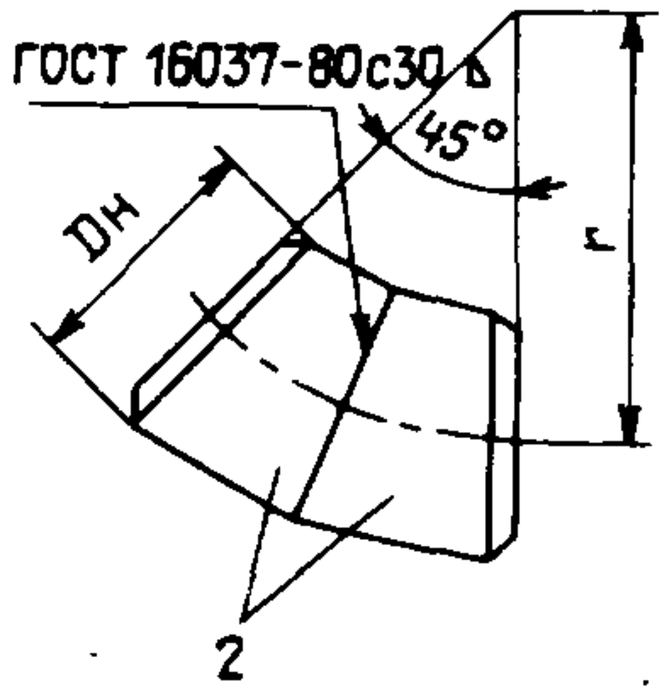


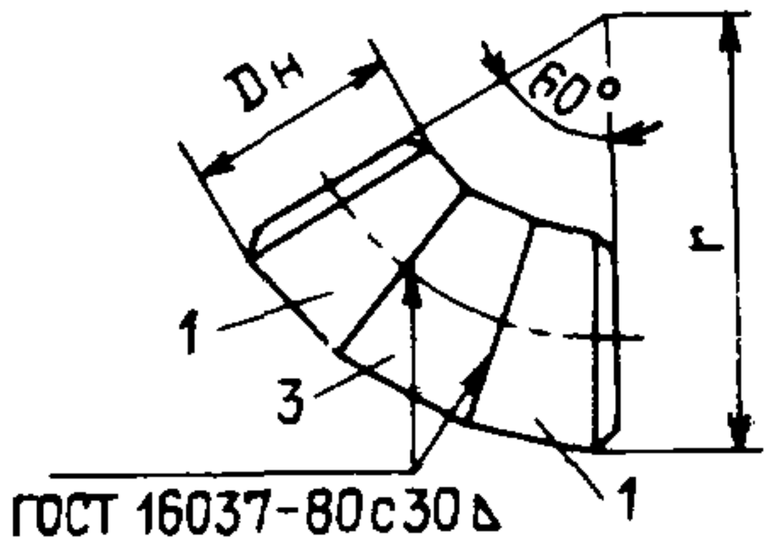
Деталь 3

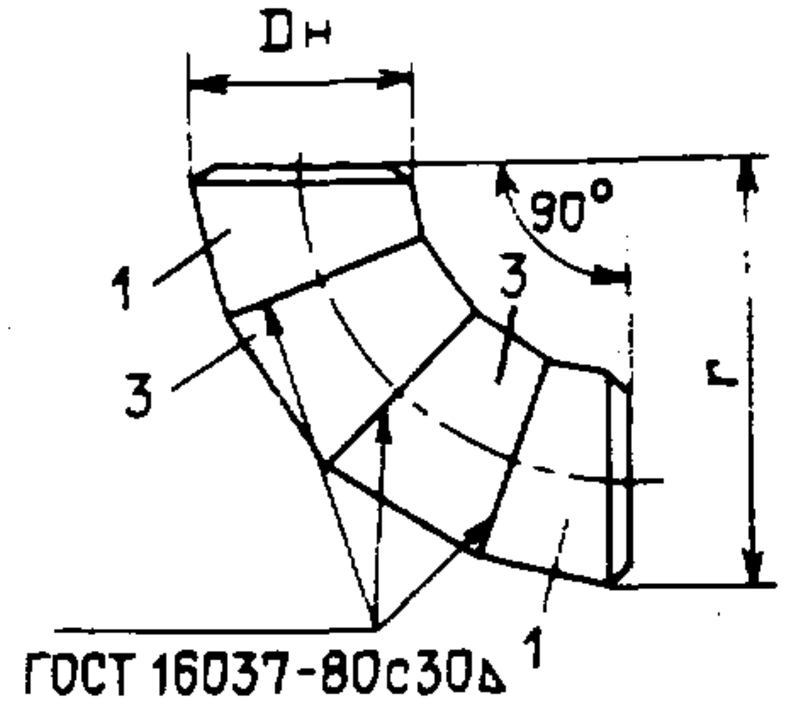
Ду, мм	Дн × S, мм	r, мм	Ру, МПа, (кгс/см²), не более				Деталь 1 — полусектор 15 °		Деталь 2 — полусектор 22,5 °		Деталь 3 — сектор 30 °	
			электросварные трубы		бесшовные трубы							
			при скорости коррозии, мм/год									
			до 0,1	0,1–0,5	до 0,1	0,1–0,5	H, мм	H_1, мм	H, мм	H_1, мм	H, мм	H_1, мм
150	159×4,0	300	2,5(25)	1,0(10)	—	—	59	102	91	158	118	204
	159×4,5		—	—	4,0(40)	—						
	159×6,0		—	2,5(25)	6,3(63)	2,5(25)						
	159×8,0		—	—	—	4,0(40)						
	159×10,0		—	—	—	6,3(63)						
200	219×6,0	**400**	2,5(25)	1,0(10)	4,0(40)	2,5(25)	78	137	120	211	156	274
	219×8,0		—	2,5(25)	6,3(63)	4,0(40)						
	219×12,0		—	—	—	6,3(63)						

250	273×6,0	500	2,5(25)	1,0(10)	—	—	97	171	151	264	195	342
	273×7,0		—	—	4,0(40)	1,6(16)						
	273×8,0		—	2,5(25)	—	2,5(25)						
	273×10,0	—	—	—	6,3(63)	4,0(40)						
	273×12,0	—	—	—	—	6,3(63)						
300	325×6,0	600	2,5(25)	1,0(10)	—	—	117	205	181	316	234	410
	325×8,0		—	2,5(25)	4,0(40)	2,5(25)						
	325×10,0		—	—	6,3(63)	4,0(40)						
	325×12,0		—	—	—	6,3(63)						
350	377×9,0	700	—	—	4,0(40)	2,5(25)	137	238	212	368	274	476
	377×12,0		—	—	6,3(63)	4,0(40)						
	377×16,0		—	—	—	6,3(63)						
400	426×7,0	800	2,5(25)	1,0(10)	—	—	158	272	243	420	315	544
	426×8,0		—	1,6(16)								
	426×10,0		—	2,5(25)	4,0(40)	2,5(25)						
	426×12,0		—	—	—	4,0(40)						
	426×16,0		—	—	6,3(63)	6,3(63)						





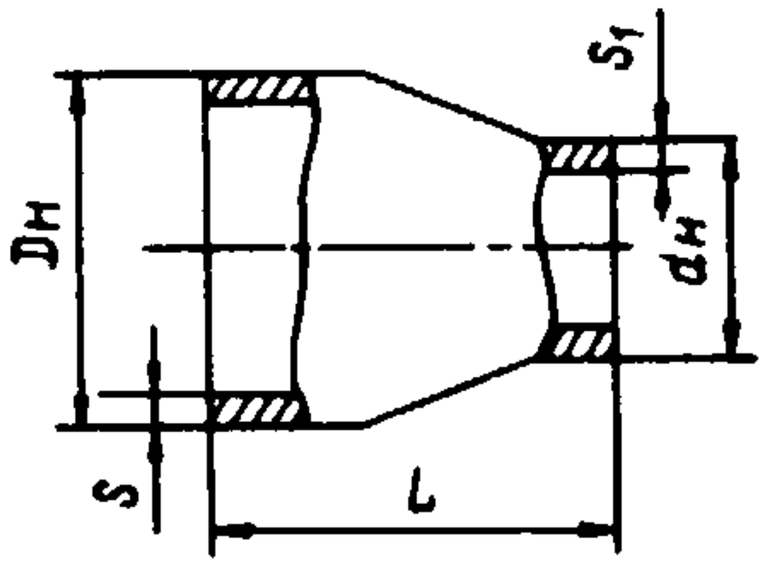




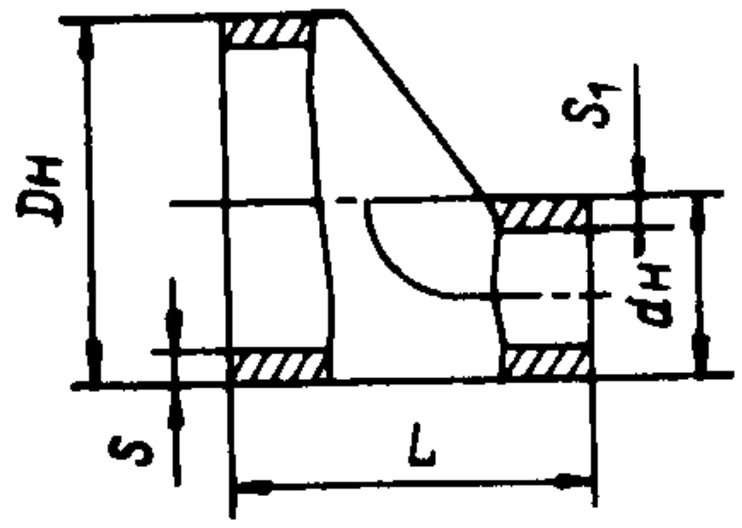
Примечания.

1. Размеры деталей соответствуют ОСТ 36–43–81.
2. Условия применения деталей соответствуют ОСТ 36–41–81.
3. Приведенные в таблице детали отводов позволяют собирать отводы с углом 30 °, 45 °, 60 ° и 90 °, показанные выше.

КОНЦЕНТРИЧЕСКИЕ И ЭКСЦЕНТРИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДЫ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ



Концентрический переход



Эксцентрический переход

Размеры, мм							Давление условное Ру, МПа (кгс/см²), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
							до 0,1	0,1–0,5
40	25	45	32	30	2,5	2,0	10,0(100)	2,5(25)
					4,0	4,0	—	10,0(100)
40	20	45	25	30	2,5	1,6	10,0(100)	2,5(25)
					4,0	3,0	—	10,0(100)
50	40	45	45	60	5,0	4,0	—	10,0(100)
50	32	57	38	45	5,0	4,0	—	10,0(100)
50	25	57	32	45	4,0	2,0	10,0(100)	6,3(63)
					5,0	3,0	—	10,0(100)
50	20	57	25	45	4,0	1,6	10,0(100)	6,3(63)
					5,0	3,0	10,0(100)	4,0(40)
65	50	76	57	70	6,0	5,0	—	10,0(100)
65	40	76	45	70	3,5	2,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	4,0	—	10,0(100)
65	32	76	38	55	3,5	2,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	3,0	—	10,0(100)
80	65	89	76	75	3,5	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	5,0		10,0(100)
					8,0	6,0		10,0(100)

Размеры, мм							Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
							до 0,1	0,1–0,5
80	50	89	57	75	3,5	3,0	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	4,0	—	10,0(100)
					8,0	5,0	—	10,0(100)
80	40	89	45	75	3,5	2,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	4,0	—	6,3(63)
100	80	108	89	80	4,0	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	6,0	—	10,0(100)
100	65	108	76	80	4,0	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	5,0	—	10,0(100)
100	50	108	57	80	4,0	3,0	10,0(100)	4,0(40)
					6,0	4,0		10,0(100)
125	100	133	108	100	5,0	4,0	10,0(100)	4,0(40)
					8,0	6,0		10,0(100)
125	80	133	89	100	4,0	3,5	6,3(63)	4,0(40)
					6,0	5,0	8,0(80)	6,3(63)
					8,0	6,0	10,0(100)	10,0(100)
125	65	133	76	100	5,0	3,5	10,0(100)	4,0(40)
					8,0	5,0		10,0(100)
125	50	133	57	100	4,0	3,0	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	4,0	10,0(100)	10,0(100)
150	125	159	133	130	4,5	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	8,0	10,0(100)	10,0(100)
150	100	159	108	130	4,5	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	6,0	10,0(100)	10,0(100)
150	80	159	89	75	4,5	3,5	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	6,0	10,0(100)	10,0(100)
150	65	159	76	75	4,5	3,5	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	4,0	10,0(100)	10,0(100)
150	50	159	57	75	4,5	3,0	6,3(63)	4,0(40)
					8,0	4,0	10,0(100)	10,0(100)
200	150	219	159	140	6,0	4,5	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	8,0	10,0(100)	10,0(100)
200	125	219	133	140	6,0	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	8,0	10,0(100)	10,0(100)

Размеры, мм							Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
							до 0,1	0,1–0,5
200	100	219	108	140	6,0	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	6,0	10,0(100)	10,0(100)
200	80	219	89	95	6,0	3,5	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	5,0	10,0(100)	10,0(100)
200	65	219	76	95	6,0	3,5	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	5,0	10,0(100)	10,0(100)
200	50	219	57	95	6,0	3,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	4,0	10,0(100)	10,0(100)
250	200	273	219	180	7,0	6,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	8,0	10,0(100)	6,3(63)
					12,0	10,0	—	10,0(100)
250	150	173	159	180	7,0	4,5	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	6,0	10,0(100)	6,3(63)
					12,0	10,0	—	10,0(100)
250	125	273	133	180	8,0	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	6,0	10,0(100)	6,3(63)
					10,0*	6,0*	—	8,0(80)
250	100	273	108	180	8,0	4,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	5,0	10,0(100)	6,3(63)
					10,0*	5,0*	—	8,0(80)
300	250	325	273	180	8,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					10,0	10,0	8,0(80)	6,3(63)
					12,0	12,0	10,0(100)	8,0(80)
					10,0	8,0	8,0(80)	6,3(63)
300	200	325	219	180	12,0	10,0	10,0(100)	8,0(80)
300	150	325	159	180	8,0	4,5	6,3(63)	4,0(40)
					12,0	8,0	10,0(100)	8,0(80)
300	125	325	133	140	8,0	5,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0	8,0	10,0(100)	8,0(80)
300	100	325	108	140	10,0	4,0	8,0(80)	6,3(63)
					12,0	6,0	10,0(100)	8,0(80)
350	300	377	325	229	10,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0	10,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	16,0	10,0(100)	10,0(100)

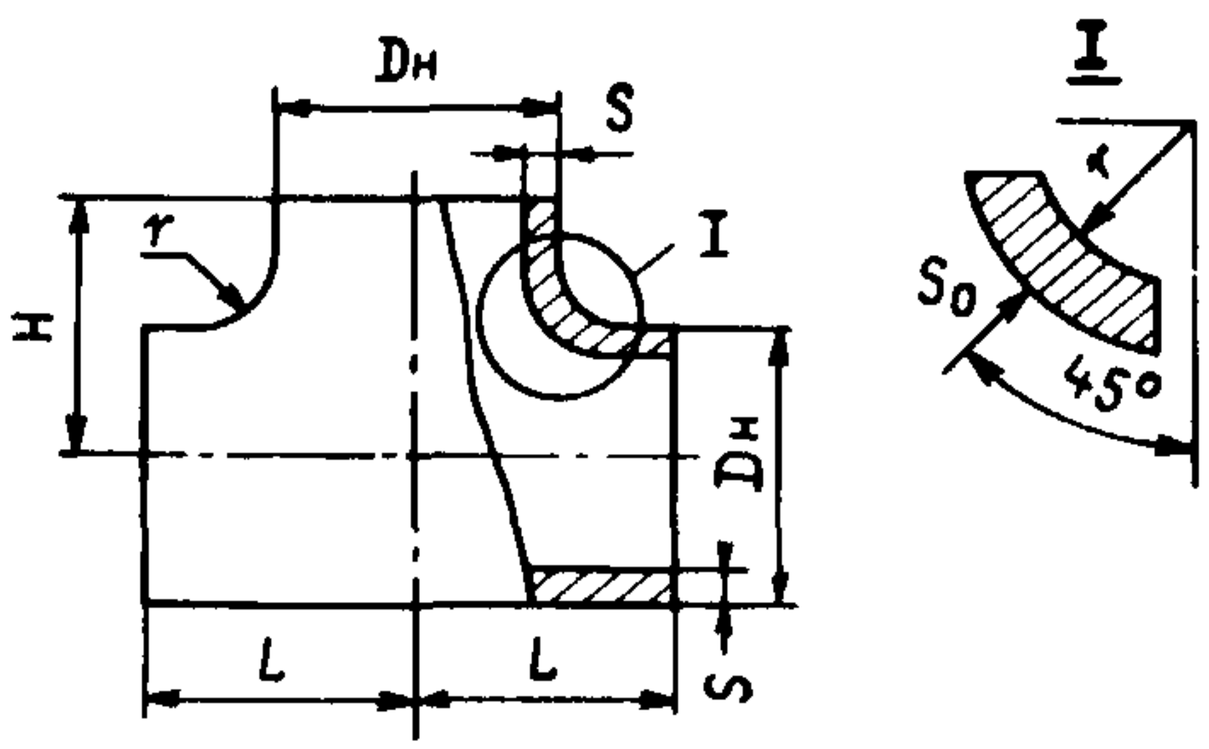
Продолжение прил. 36

Размеры, мм							Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
							при скорости коррозии, мм/год	
Ду	dy	Dн	dн	L	S	S_1	до 0,1	0,1–0,5
350	250	377	273	220	10,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0	10,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	12,0	10,0(100)	10,0(100)
350	200	377	219	220	12,0	8,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0	10,0(100)	10,0(100)
350	150	377	159	220	12,0	6,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	8,0	10,0(100)	10,0(100)
400	350	426	377	220	10,0	10,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	12,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	16,0	10,0(100)	8,0(80)
400	300	426	325	220	10,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	10,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	12,0	10,0(100)	8,0(80)
400	250	426	273	220	12,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	10,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0	10,0(100)	8,0(80)
400	200	426	219	220	12,0	6,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	8,0	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0	10,0(100)	8,0(80)
400	150	426	159	220	12,0	8,0	6,3(63)	4,0(40)
					12,0*	8,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0	10,0	10,0(100)	8,0(80)
500	400	530	426	300	14,0	12,0	6,3(63)	4,0(40)
					14,0*	12,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0*	16,0*	10,0(100)	8,0(80)
500	350	530	377	300	14,0	12,0	6,3(63)	4,0(40)
					14,0*	12,0*	8,0(80)	6,3(63)
					16,0*	16,0*	10,0(100)	8,0(80)

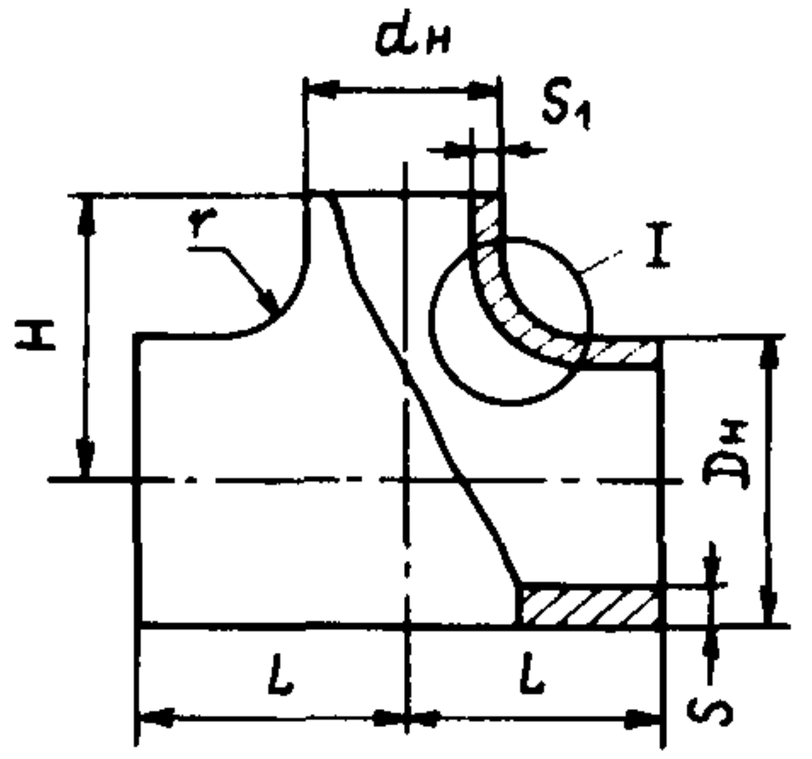
Примечания.

1. Сортамент и размеры переходов, приведенные в таблице, соответствуют ГОСТ 17378–83.
2. Все переходы, указанные в таблице, изготавливают бесшовными.
3. Переходы, толщина стенок которых отмечена звездочкой (*), изготавливают только из ст. 09Г2С.

БЕСШОВНЫЕ РАВНОПРОХОДНЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ ТРОЙНИКИ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ



Равнопроходной тройник



Переходной тройник

Размеры, мм										Давление условное Ру, МПа (кгс/см²), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	S_0	r, не более	при скорости коррозии, мм/год	
										до 0,1	0,1–0,5
40	40	45	45	40	40	2,5	—	2,5	—	10,0(100)	2,5(25)
						4,0	—	4,0	—	10,0(100)	10,0(100)
50	50	57	57	50	45	3,0	—	3,0	12,5	10,0(100)	4,0(40)
						5,0	—	5,0		—	10,0(100)
						3,0	2,5	3,0		10,0(100)	6,3(63)
50	40	57	45	50	45	5,0	4,0	5,0		—	10,0(100)
65	65	76	76	65	60	3,5	—	3,5	17,5	6,3(63)	4,0(40)
						6,0	—	6,0		10,0(100)	10,0(100)
65	50	76	57	65	60	3,5	3,0	3,5		6,3(63)	4,0(40)
						6,0	5,0	6,0		10,0(100)	10,0(100)
65	40	76	45	65	60	3,5	2,5	3,5		6,3(63)	4,0(40)
						6,0	4,0	6,0		10,0(100)	10,0(100)
80	80	89	89	80	70	3,5	—	3,5		6,3(63)	2,5(25)
						6,0	—	6,0		10,0(100)	10,0(100)
80	65	89	76	80	70	3,5	3,5	3,5	17,0	6,3(63)	2,5(25)
						6,0	6,0	6,0		10,0(100)	10,0(100)
80	50	89	57	80	70	3,5	3,0	3,5		6,3(63)	4,0(40)
						6,0	4,0	6,0		10,0(100)	10,0(100)

Размеры, мм										Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	S_0	r, не более	при скорости коррозии, мм/год	
										до 0,1	0,1–0,5
100	100	108	108	100	80	4,0	—	4,0	20,0	6,3(63)	4,0(40)
						6,0	—	6,0		10,0(100)	6,3(63)
						8,0	—	8,0		—	10,0(100)
100	80	108	89	100	80	4,0	4,0	4,0		6,3(63)	4,0(40)
						6,0	6,0	6,0		10,0(100)	6,3(63)
						8,0	8,0	8,0		—	10,0(100)
100	65	108	76	100	80	4,0	3,5	4,0		6,3(63)	4,0(40)
						6,0	5,0	6,0		10,0(100)	6,3(63)
						8,0	8,0	8,0		—	10,0(100)
125	125	133	133	110	95	4,0	—	4,0	20	6,3(63)	2,5(25)
						6,0	—	6,0		8,0(80)	6,3(63)
						8,0	—	9,0		10,0(100)	10,0(100)
125	100	133	108	110	95	4,0	4,0	4,0		6,3(63)	2,5(25)
						6,0	5,0	6,0		8,0(80)	6,3(63)
						8,0	6,0	9,0		10,0(100)	10,0(100)
125	80	133	89	110	95	4,0	3,5	4,0		6,3(63)	2,5(25)
						6,0	5,0	6,0		8,0(80)	6,3(63)
						8,0	6,0	9,0		10,0(100)	10,0(100)
150	150	159	159	130	100	4,5	—	4,5		4,0(40)	2,5(25)
						6,0	—	6,5		6,3(63)	4,0(40)
						8,0	—	9,0		10,0(100)	8,0(80)
150	125	159	133	130	110	4,5	4,0	4,5	2,5	4,0(40)	2,5(25)
						6,0	5,0	6,0		6,3(63)	4,0(40)
						8,0	6,0	9,0		10,0(100)	8,0(80)
150	100	159	108	130	110	4,5	4,0	4,5		4,0(40)	2,5(25)
						6,0	4,0	6,0		6,3(63)	4,0(40)
						8,0	5,0	9,0		10,0(100)	8,0(80)
200	200	219	219	160	140	6,0	—	6,0	25	4,0(40)	2,5(25)
						8,0	—	8,0		6,3(63)	4,0(40)
						10,0	—	12,0		10,0(100)	8,0(80)
200	150	219	159	160	140	6,0	4,5	6,0		4,0(40)	2,5(25)
						8,0	6,0	8,0		6,3(63)	4,0(40)
						10,0	8,0	12,0		10,0(100)	8,0(80)
200	125	219	133	160	140	6,0	4,0	6,0		4,0(40)	2,5(25)
						8,0	5,0	8,0		6,3(63)	4,0(40)

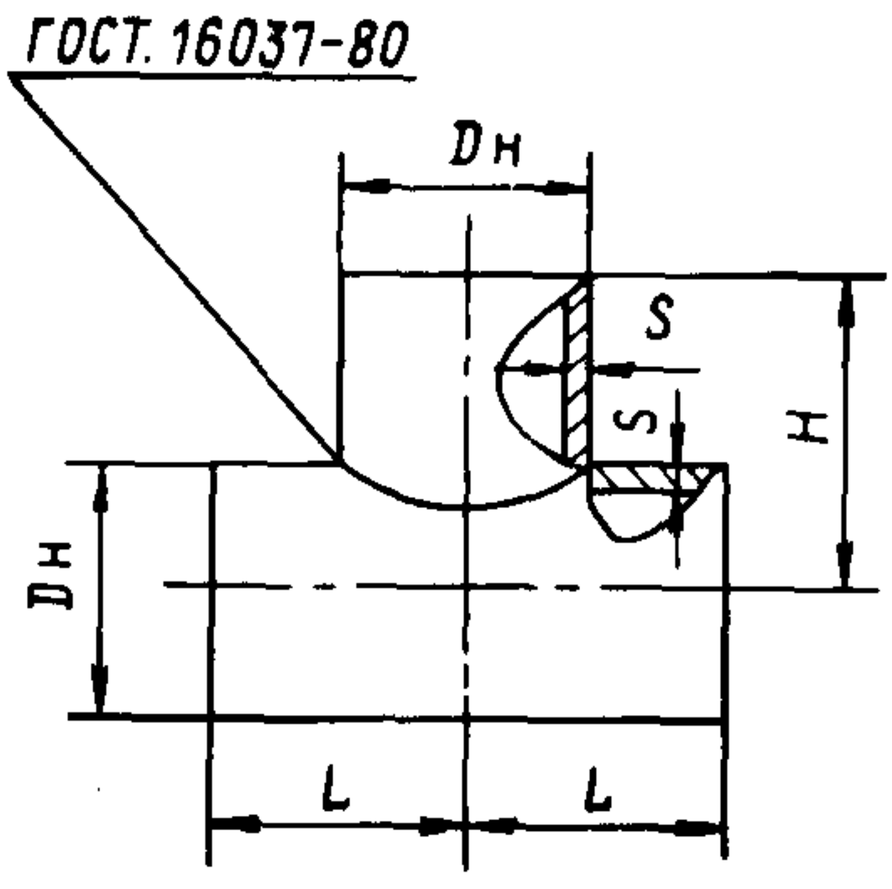
Размеры, мм										Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	S_0	r, не более	при скорости коррозии, мм/год	
										до 0,1	0,1–0,5
250	250	273	273	190	175	10,0	8,0	12,0	30	10,0(100)	8,0(80)
						8,0	—	8,0		4,0(40)	4,0(40)
						10,0	—	10,0		6,3(63)	6,3(63)
						12,0	—	15,0		10,0(100)	10,0(100)
250	200	273	219	190	175	8,0	6,0	8,0		4,0(40)	4,0(40)
						10,0	8,0	10,0		6,3(63)	6,3(63)
						12,0	10,0	15,0		10,0(100)	10,0(100)
250	150	273	159	190	175	8,0	4,5	8,0		6,3(63)	4,0(40)
						10,0	6,0	10,0		8,0(80)	6,3(63)
						12,0	8,0	15,0		10,0(100)	10,0(100)
300	300	325	325	220	200	8,0	—	8,0		4,0(40)	2,5(25)
						10,0	—	12,0		6,3(63)	6,3(63)
						12,0	—	16,0		10,0(100)	8,0(80)
300	250	325	273	220	200	8,0	7,0	8,0	30	4,0(40)	4,0(40)
						10,0	10,0	12,0		6,3(63)	6,3(63)
						12,0	10,0	16,0		10,0(100)	8,0(80)
300	200	325	219	220	200	8,0	6,0	8,0		4,0(40)	4,0(40)
						10,0	8,0	12,0		8,0(80)	6,3(63)
						12,0	8,0	16,0		10,0(100)	10,0(100)
350	350	377	377	240	225	9,0	—	9,0	30	4,0(40)	2,5(25)
						12,0	—	18,0		10,0(100)	8,0(80)
350	300	377	325	240	225	9,0	8,0	9,0		4,0(40)	4,0(40)
						12,0	10,0	18,0		10,0(100)	8,0(80)
350	250	377	273	240	225	9,0	8,0	9,0		4,0(40)	4,0(40)
						12,0	10,0	18,0		10,0(100)	8,0(80)
400	400	426	426	270	250	10,0	—	12,0	30	4,0(40)	4,0(40)
						16,0	—	20,0		10,0(100)	8,0(80)
400	350	426	377	270	250	10,0	9,0	12,0		4,0(40)	4,0(40)
						16,0	12,0	20,0		10,0(100)	8,0(80)
400	300	426	325	270	250	10,0	8,0	12,0		4,0(40)	4,0(40)
						16,0	10,0	20,0		10,0(100)	8,0(80)

Примечания.

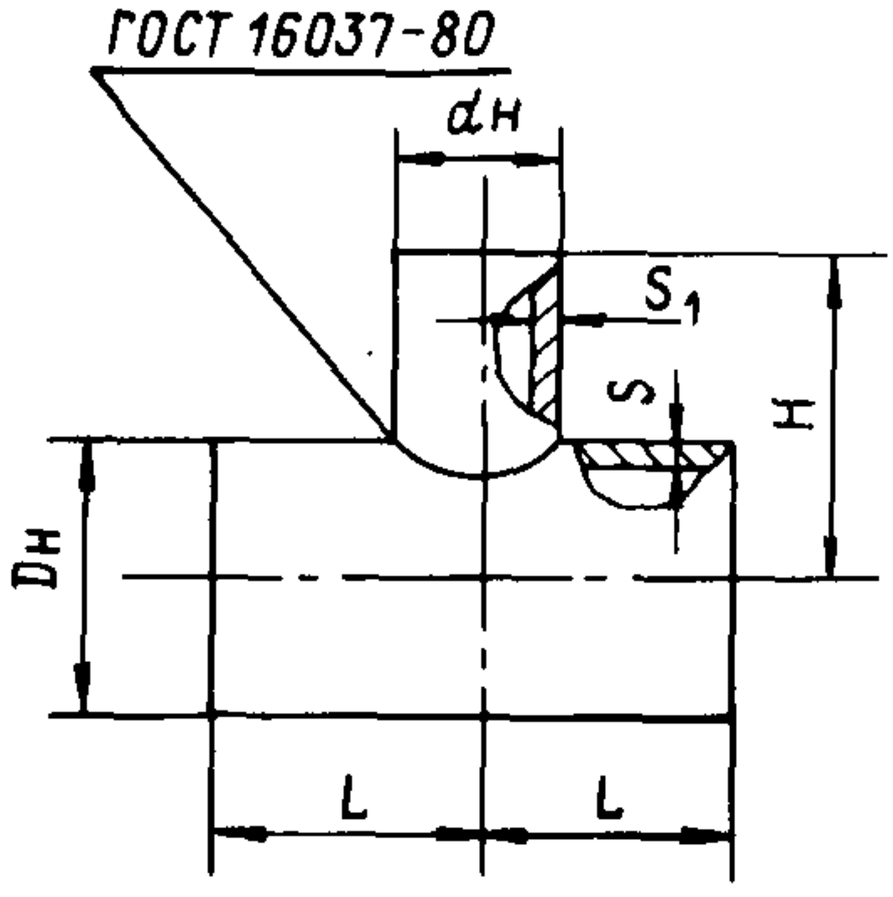
1. Сортамент и размеры тройников, приведенных в таблице, соответствуют ГОСТ 17376–83.
2. Радиус r должен быть не менее S.

ПРИЛОЖЕНИЕ 38

СВАРНЫЕ РАВНОПРОХОДНЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ ТРОЙНИКИ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ



Равнопроходной тройник



Переходной тройник

Размеры, мм								Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
								до 0,1	0,1–0,5
65	65	76	76	140	140	6	—	10,0(100)	6,3(63)
						8	—	—	10,0(100)
65	40	76	45	140	140	6	3	10,0(100)	—
						8	5	—	10,0(100)
65	50	76	57	140	140	6	4	10,0(100)	—
						8	5	—	10,0(100)
80	80	89	89	150	150	6	—	6,3(63)	4,0(40)
						8	—	10,0(100)	6,3(63)
						10	—	—	10,0(100)
80	50	89	57	140	150	6	4	10,0(100)	—
						8	6	—	10,0(100)
80	65	89	76	140	150	6	6	6,3(63)	—
						8	6	10,0(100)	—
						10	8	—	10,0(100)

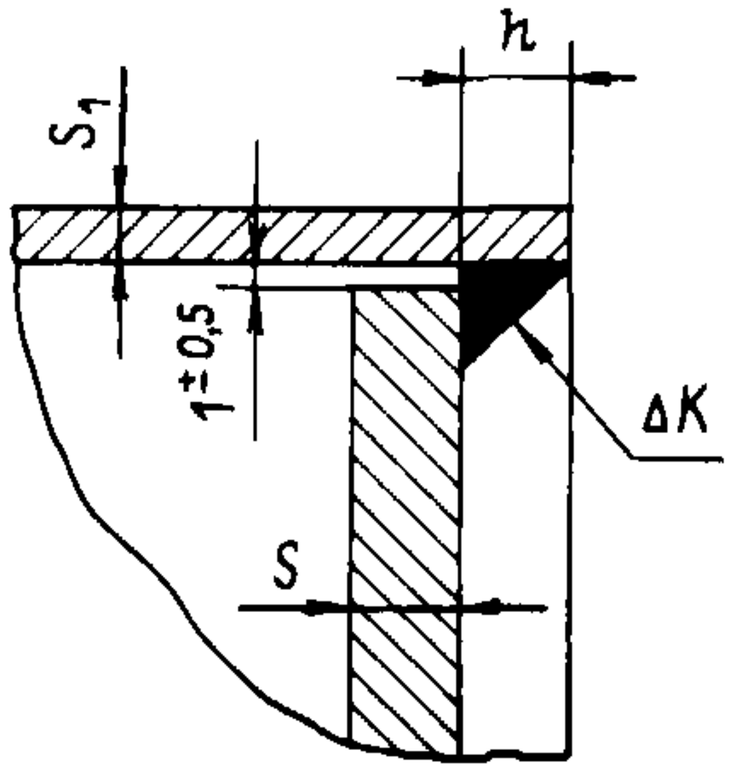
Размеры, мм								Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
								до 0,1	0,1–0,5
100	100	108	108	160	160	8	—	10,0(100)	6,3(63)
						10	—	—	10,0(100)
100	80	108	89	150	160	8	8	10,0(100)	6,3(63)
						10	10	—	10,0(100)
125	125	133	133	170	170	8	—	6,3(63)	4,0(40)
						10	—	10,0(100)	6,3(63)
						12	—	—	10,0(100)
125	80	133	89	150	170	10	10	—	10,0(100)
125	100	133	108	160	170	8	8	6,3(63)	4,0(40)
						10	8	10,0(100)	6,3(63)
						12	10	—	10,0(100)
150	150	159	159	190	190	8	—	6,3(63)	4,0(40)
						12	—	10,0(100)	6,3(63)
150	80	159	89	150	190	12	6	10,0(100)	—
150	100	159	108	160	190	8	6	6,3(63)	4,0(40)
						12	8	10,0(100)	6,3(63)
150	125	159	133	170	190	8	8	6,3(63)	4,0(40)
						12	10	10,0(100)	6,3(63)
200	200	219	219	220	220	10	—	6,3(63)	2,5(25)
						16	—	10,0(100)	4,0(40)
200	125	219	133	170	220	16	10	10,0(100)	6,3(63)
200	150	219	159	200	220	10	8	6,3(63)	4,0(40)
						16	12	10,0(100)	6,3(63)
250	250	273	273	250	250	12	—	4,0(40)	2,5(25)
						16	—	6,3(63)	4,0(40)
						20	—	10,0(100)	6,3(63)
250	125	273	133	170	250	20	10	10,0(100)	6,3(63)
250	150	273	159	200	250	20	12	10,0(100)	6,3(63)
250	200	273	219	220	250	12	10	6,3(63)	2,5(25)
						16	12	6,3(63)	4,0(40)
						20	16	10,0(100)	6,3(63)

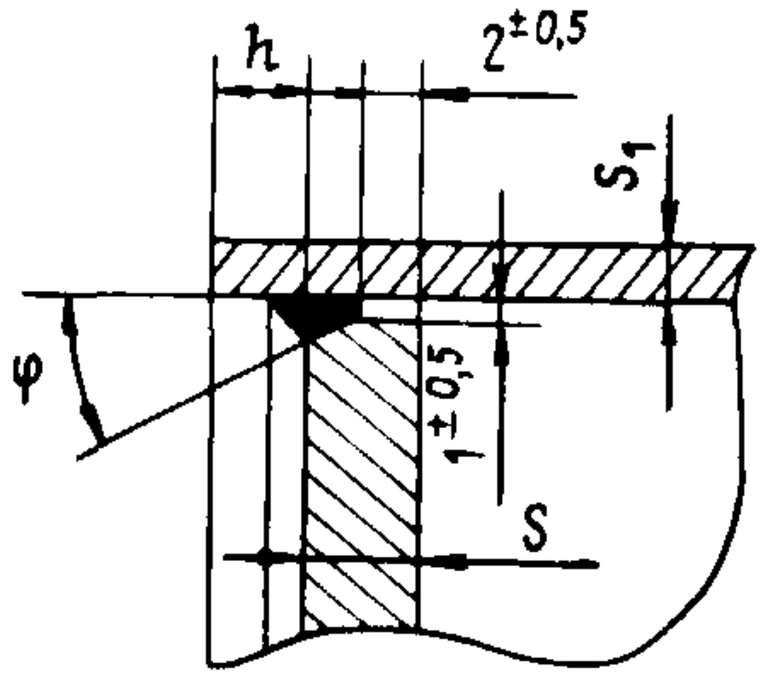
Продолжение прил. 38

Размеры, мм								Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	dy	Dн	dн	L	H	S	S_1	при скорости коррозии, мм/год	
								до 0,1	0,1–0,5
300	300	325	325	270	270	10	—	4,0(40)	2,5(25)
						16	—	6,3(63)	4,0(40)
						25	—	10,0(100)	6,3(63)
300	150	325	159	200	270	25	12	10,0(100)	6,3(63)
300	200	325	219	220	270	16	10	6,3(63)	4,0(40)
						25	16	10,0(100)	6,3(63)
300	250	325	273	250	270	10	8	4,0(40)	2,5(25)
						16	10	6,3(63)	4,0(40)
						25	20	10,0(100)	6,3(63)
350	350	377	377	300	300	12	—	4,0(40)	2,5(25)
						16	—	6,3(63)	4,0(40)
						25	—	10,0(100)	6,3(63)
350	200	377	219	220	300	16	10	6,3(63)	4,0(40)
						25	16	10,0(100)	6,3(63)
350	250	377	273	250	300	16	10	6,3(63)	4,0(40)
						25	20	10,0(100)	6,3(63)
350	300	377	325	270	300	12	10	4,0(40)	2,5(25)
						16	10	6,3(63)	4,0(40)
						25	25	10,0(100)	6,3(63)
400	400	426	426	320	320	16	—	4,0(40)	2,5(25)
						20	—	6,3(63)	4,0(40)
400	250	425	273	250	320	16	10	4,0(40)	2,5(25)
						20	12	6,3(63)	4,0(40)
400	300	426	325	270	320	16	10	4,0(40)	2,5(25)
						20	16	6,3(63)	6,3(63)
400	350	426	377	300	320	16	12	4,0(40)	2,5(25)
						20	20	6,3(63)	4,0(40)

Примечание. Сортамент и размеры тройников, приведенные в таблице, соответствуют ОСТ 36-46–81.

ПЛОСКИЕ ЗАГЛУШКИ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ





h=1,4 S_1+2; K=1,41 S_1; φ=45° при S до 12 мм; φ=30° при S >12 мм

Ду, мм	S, мм	При скорости коррозии, мм/год							
		до 0,1				0,1–5			
		давление условное Ру, МПа (кгс/см²)							
		0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)
50	4,0	+	+	+	—	—	—	—	—
	4,5	—	—	—	+	+	—	—	—
	5,0	—	—	—	—	—	+	—	—
	5,5	—	—	—	—	—	—	+	—
	7,0	—	—	—	—	—	—	—	+
65(70)	4,0	+	+	—	—	—	—	—	—
	5,0	—	—	+	—	—	—	—	—
	6,0	—	—	—	+	—	—	—	—
	7,0	—	—	—	—	+	+	—	—
	8,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	9,0	—	—	—	—	—	—	—	+
80	4,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	5,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	6,0	—	—	+	—	—	—	—	—

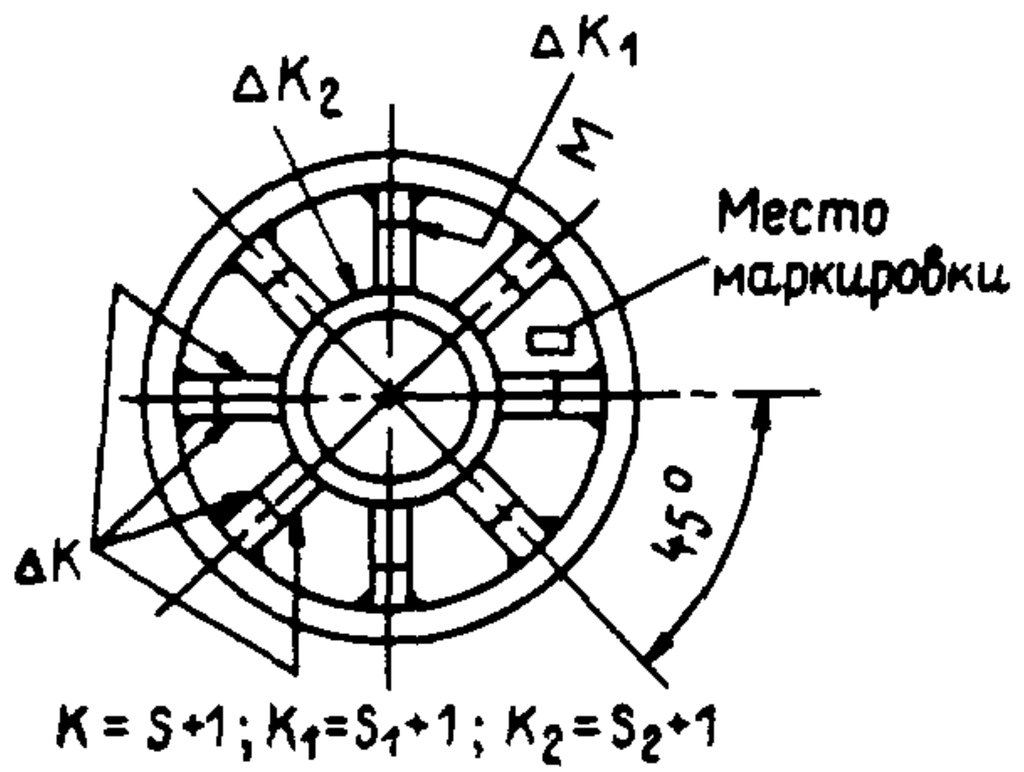
Ду, мм	*S*, мм	При скорости коррозии, мм/год							
		до 0,1				0,1–5			
		давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)							
		0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)
100	7,0	—	—	—	+	+	—	—	—
	8,0	—	—	—	—	—	+	—	—
	9,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	10,0	—	—	—	—	—	—	—	+
	4,5	+	—	—	—	—	—	—	—
	5,5	—	+	—	—	—	—	—	—
	7,0	—	—	+	—	—	—	—	—
	8,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	9,0	—	—	—	+	—	+	—	—
	10,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	12,0	—	—	—	—	—	—	—	+
125	5,5	+	—	—	—	—	—	—	—
	7,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	9,0	—	—	+	—	—	—	—	—
	10,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	11,0	—	—	—	+	—	+	—	—
	13,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	14,0	—	—	—	—	—	—	—	+
150	7,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	9,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	10,0	—	—	+	—	—	—	—	—
	11,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	13,0	—	—	—	+	—	+	—	—
	14,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	16,0	—	—	—	—	—	—	—	+
200	9,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	11,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	13,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	14,0	—	—	+	—	—	—	—	—
	15,0	—	—	—	—	—	+	—	—
	17,0	—	—	—	+	—	—	—	—

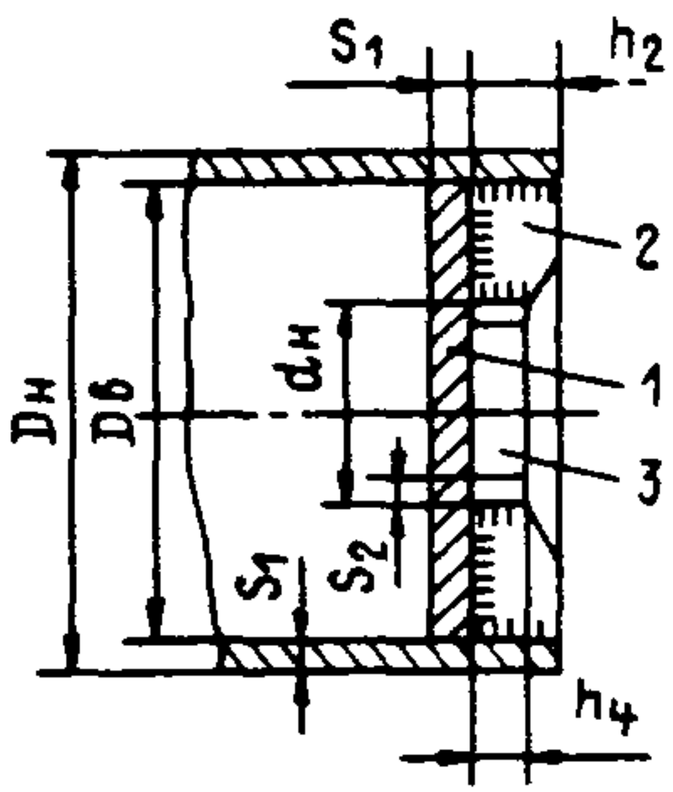
Ду, мм	S, мм	При скорости коррозии, мм/год							
		до 0,1				0,1–5			
		давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)							
		0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)
250	18,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	21,0	—	—	—	—	—	—	—	+
	11,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	14,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	15,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	17,0	—	—	+	—	—	+	—	—
	21,0	—	—	—	+	—	—	+	—
	25,0	—	—	—	—	—	—	—	+
300	13,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	16,0	—	+	—	—	—	—	—	—
	17,0	—	—	—	—	+	—	—	—
	20,0	—	—	+	—	—	+	—	—
	24,0	—	—	—	—	—	—	+	—
	25,0	—	—	—	+	—	—	—	+
	30,0	—	—	—	—	—	—	—	+
350	15,0	+	—	—	—	—	—	—	—
	19,0	—	+	—	—	+	—	—	—
	24,0	—	—	+	—	—	+	—	—
	30,0	—	—	—	+	—	—	+	—
	32,0	—	—	—	—	—	—	—	+

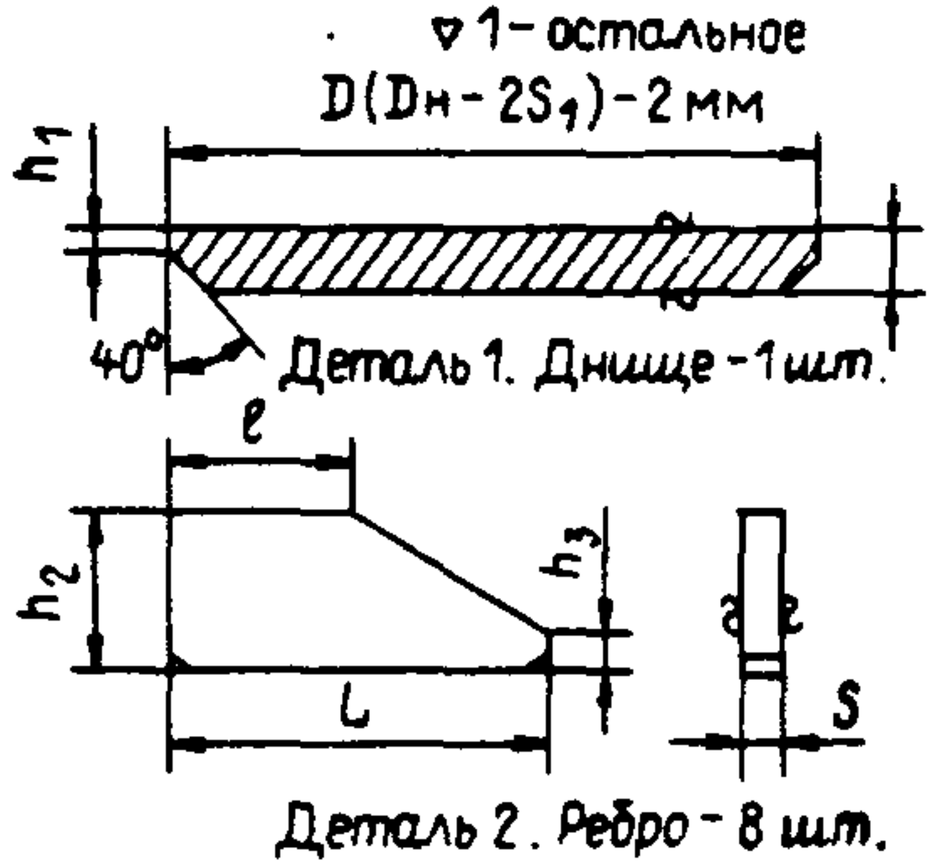
Примечания.

1. Материал — ст. 3 сп по ГОСТ 380–88.
2. Знаком (+) обозначены пределы применения.
3. Температурные пределы применения от минус 15 до плюс 200°С

ЗАГЛУШКИ (ДНИЩА) ПЛОСКИЕ РЕБРИСТЫЕ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ







Ду, мм	Дв, мм	S, мм	При скорости коррозии, мм/год								Размеры детали 1, мм		Размеры детали 2, мм					Размеры детали 3, мм		
			до 0,1				0,1–0,5													
			давление условное Ру, МПа (кгс/см²)																	
			0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	S	h_1	S	L	h_2	h_3	l	$d_н$	S_2	h_4
400	412	7,0	—	+	—	—	—	—	—	—	7,0	1,5–2	7,0	150	75	75	65	108	4	80
		10,0	—	—	—	—	+	+	—	—	10,0									
		8,0	—	—	+	—	—	—	—	—	8,0	2–3	8,0	150	110	75	65	108	4	80
		12,0	—	—	—	—	—	—	+	—	12,0									
		10,0	—	—	—	+	—	—	-	—	10,0	2–3	10,0		125	75	65	108	4	80
		14,0	—	—	—	—	—	—	—	+	14,0									

Продолжение прил. 40

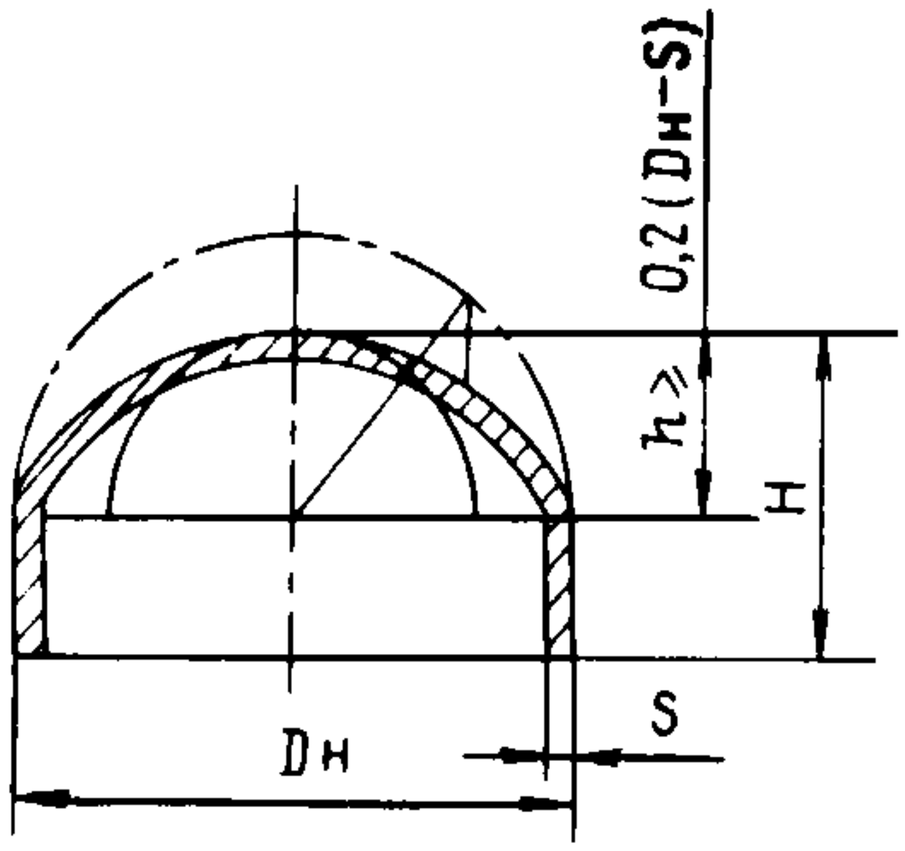
Ду, мм	Дв, мм	S, мм	При скорости коррозии, мм/год								Размеры детали 1, мм		Размеры детали 2, мм					Размеры детали 3, мм		
			до 0,1				0,1–0,5													
			давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)																	
			0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	0,6 (6)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	S	h_1	S	L	h_2	h_3	l	$d_н$	S_2	h_4
500	516	7,0	+	—	—	—	—	—	—	—	7,0	1,5–2	7,0		10	75	65	108	4	80
		11,0	—	—	—	—	+	—	–	—	10,0									
		8,0	—	+	—	—	—	—	—	—	8,0	2	8,0	150	125	75	75	133	4	80
		12,0	—	-	—	—	—	+	—	—	12,0									
		10,0	—	—	+	—	—	—	—	—	10,0	2–3	10,0	190	140					
		14,0	—	—	—	—	—	—	+	—	14,0									
		12,0	—	—	—	+	—	—	—	—	12,0	2–4	12,0		160					
		16,0	—	—	—	—	—	—	—	+	16,0									
600	**616**	8,0	+	—	—	—	—	—	—	—	8,0	2–3	8,0		125	75	86	159	4,5	**80**
		12,0	—	—	—	—	+	—	—	—	12,0									
		10,0	—	+	—	—	—	—	—	—	10,0	2–3	10,0		145					
		14,0	—	—	—	—	+	+	—	—	14,0									
		12,0	—	—	+	—	—	—	—	—	12,0	2–4	12,0	240	165					
		16,0	—	—	—	—	—	—	+	—	16,0									
		14,0	—	—	—	+	—	—	—	—	14,0	2–4	14,0		190					
		18,0	—	—	—	—	—	—	—	+	18,0									

Примечания.

1. Материал — ст. 3 сп по ГОСТ 380–88.
2. Знаком (+) обозначены заглушки, рекомендуемые к применению.
3. Температурные пределы применения от минус 15° до плюс 200°С

ПРИЛОЖЕНИЕ 41

ЭЛЛИПТИЧЕСКИЕ ЗАГЛУШКИ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ



Размеры, мм				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	Дн	H	*S*	при скорости коррозии, мм/год	
				до 0,1	0,1–0,5
25	32	15	2,0	10,0(100)	—
			3,0	—	10,0(100)
32	38	20	2,0	10,0(100)	—
			3,0	—	10,0(100)
40	45	25	2,5	10,0(100)	2,5(25)
			4,0	—	10,0(100)
50	57	30	3,0	10,0(100)	4,0(40)
			5,0	—	10,0(100)
65	76	40	3,5	10,0(100)	4,0(40)
			6,0	—	10,0(100)
80	89	45	3,5	10,0(100)	4,0(40)
			8,0	—	10,0(100)
100	108	50	4,0	10,0(100)	4,0(40)
			8,0	—	10,0(100)
125	133	55	4,0	6,3(63)	4,0(40)
			8,0	10,0(100)	10,0(100)
150	159	65	4,5	6,3(63)	4,0(40)
			8,0	10,0(100)	10,0(100)

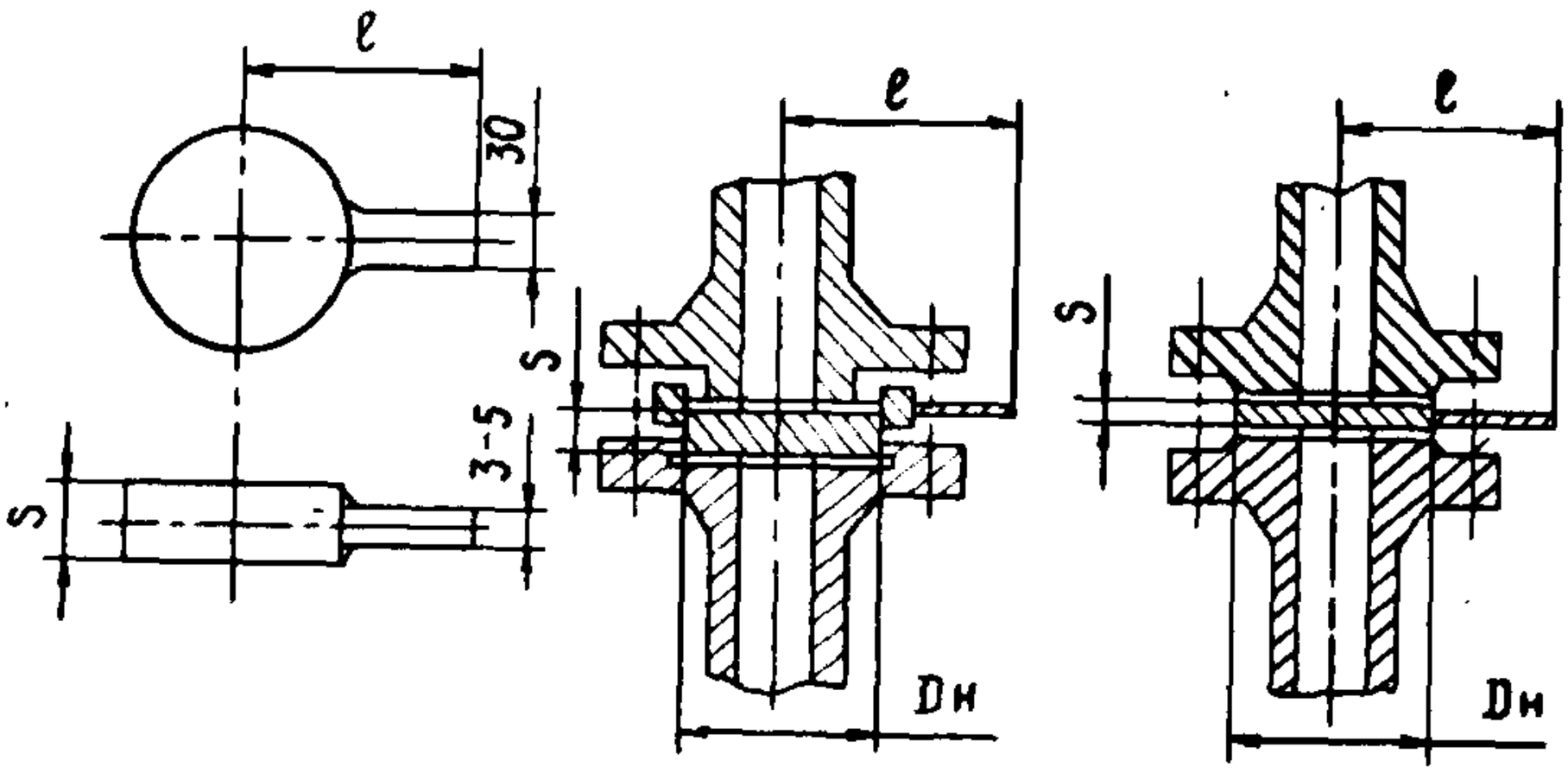
Размеры, мм				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2), не более	
Ду	Ди	Н	*S*	при скорости коррозии, мм/год	
				до 0,1	0,1–0,5
200	219	75	8,0	10,0(100)	6,3(63)
			10,0	—	10,0(100)
250	273	85	8,0	6,3(63)	4,0(40)
			12,0	10,0(100)	10,0(100)
300	325	100	10,0	8,0(80)	6,3(63)
			12,0	10,0(100)	8,0(80)
350	377	115	9,0	6,3(63)	4,0(40)
			12,0	8,0(80)	6,3(63)
			16,0	10,0(100)	10,0(100)
400	426	125	8,0	6,3(63)	4,0(40)
			10,0	—	4,0(40)
			12,0*	8,0(80)	6,3(63)
			16,0	10,0(100)	8,0(80)
500	530	150	10,0	4,0(40)	2,5(25)
			16,0*	8,0(80)	6,3(63)
			20,0*	10,0(100)	8,0(80)

Примечания.

1. Сортамент заглушек и их размеры соответствуют ГОСТ 17379–83.

2. Заглушки, толщина стенки которых отмечена звездочкой (*), изготавливают только из ст. 09Г2С.

ПЛОСКИЕ ЗАГЛУШКИ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЕ МЕЖДУ ФЛАНЦАМИ



Dy, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	Dн	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
25	68	90	4	+	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			5	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			8	—	—	—	—	—	–	+	+	—	—	—	—
			9	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
	57		5	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			7	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			8	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			12	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
32	78	100	4	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			4,5	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			5,5	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			8,0	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			9,0	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—

*D*у, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	*D*н	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
32	65	100	5,5	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			7	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			9	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
40	88	100	4	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			5	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			6	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			9,0	—	—	—	—	—	—	+	+	—	—	—	—
			11	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
40	75	100	7	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			8	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			12	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			14	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
50	102	110	4,5	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			5,5	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			7	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			9	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
			11	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
50	87	110	8	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			10	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			12	—	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—	—
			14	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			16	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
70	122	120	5,5	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			7	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			9	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			12	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—

320

*D*у, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	*D*н	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Pv, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
			13	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
			15	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
70	109	120	10	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			12	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			14	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			16	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			18	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
80	138	130	6	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			8	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			10	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			12	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			14	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
			16	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
80	120	130	10	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			13	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			16	—	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—	—
			19	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
100	158	140	7	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			9	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			13	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			15	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
100	162	140	11	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			17	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
100	149	140	13	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			15	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			18	—	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—	—
			21	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+

*D*у, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	*D*н	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
125	188	150	8	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			10	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			12	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			16	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			18	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
			20	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
125	175	150	14	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			18	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			22	—	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—	—
			26	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
150	212	170	9	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			11	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			17	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			19	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
150	218	170	14	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			22	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
150	203	170	17	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			21	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			25	—	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—	—
			30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
200	268	220	11	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			14	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			19	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			22	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
200	278	200	18	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			26	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
200	259	200	21	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			26	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
322															

*D*у, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	*D*н	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
250	320	245	13	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			17	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			21	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			25	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
250	335	245	21	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			30	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
250	312	245	25	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			32	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			34	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			40	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	+	—
			48	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
300	370	280	15	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			19	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			24	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
			28	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
300	390	280	24	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			34	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
300	362	280	30	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			36	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			38	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			43	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
			45	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			53	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+
350	430	310	17	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			25	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
350	438	310	22	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			30	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
350	450	310	28	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			36	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
350	421	310	34	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			42	—	—	—	—	+	—	—	—	—	+	—	—
			50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—

*D*у, мм	Размеры, мм			При скорости коррозии, мм/год											
	*D*н	*l*	*S*	до 0,1						0,1–0,5					
				Давление условное Ру, МПа (кгс/см^2)											
				1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)	1,0 (10)	1,6 (16)	2,5 (25)	4,0 (40)	6,3 (63)	10,0 (100)
			53	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—
			60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400	489	350	19	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			28	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—
400	490	350	25	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			34	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—	—
400	505	350	32	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			40	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—	—
400	473	350	38	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—	—
			45	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—	—
			48	—	—	—	—	+	—	—	—	—	—	—	—
			56	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—

Примечания.

1. Материалы и температурные пределы применения заглушек следует принимать по прил. 32, как для фланцев из сталей тех же марок.

2. Знаком (+) обозначены заглушки, рекомендуемые к применению.

ВЫБОР МАТЕРИАЛА ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ

Марка стали	ГОСТ или ТУ	Шпильки (болты)			Гайки			Шайбы		
		t, °С		Ру, МПа (кгс/см^2)	t, °С		Ру, МПа (кгс/см^2)	t, °С		Ру, МПа (кгс/см^2)
		от	до		от	до		от	до	
ВСт3сп4	380–88	–20	+300	До 2,5 (25)	–20	+300	До 2,5 (25)	–20	+300	До 10,0 (100)
10	1050–88	—		—	—	—	—	–40	+450	До 10,0 (100)
20,25	1050–88	–40	+425	До 2,5 (25)	–40	+425	До 2,5 (25)	–40	+450	До 10,0 (100)
30, 35, 40, 45	1050–88	–40	+425	До 10,0 (100)	–40	+425	До 20,0 (200)	–40	+450	До 20,0 (200)
35Х, 40Х, 38ХА	4543–71	–40	+425	До 20,0 (200)	–40	+450	До 20,0 (200)	–70	+450	Не ограничено
30ХМА, 35ХМ	4543–71	–40	+450	Не ограничено	–40	+510	Не ограничено	–70	+450	То же
20Х13 (2Х13)	18968–73	–40	+450	То же	—"—		То же	—"—	—"—	—"—
25Х1МФ	20072–74	–40	+510	—"—	–40	+540	—"—	–70	+540	—"—
25Х2М1Ф	20072–74	–40	+535	—"—	–40	+565	—"—	—"—	—"—	—"—
20Х1М1Ф1ТР	20072–74	–40	+580	—"—	–50	+580	—"—			
20ХНЗА, 10Г2	4543–71	–70	+425	—"—	–70	+425	—"—	–70	+425	—"—
12Х18Н10Т	5632–72	—	—	—	–80	+600	—"—	–80	+600	—"—
45Х14Н14В2М	5632–72	–80	+600	—"—	–70	+600	—"—	–70	+600	—"—
08Х14Н20В2ТР	ТУ 14-1-01032–74									
10Х17Н13М3Т	5632–72	–253	+600	—"—	–253	+600	—"—	–253	+600	—"—

Примечание.

Допускается изготовление крепежных деталей из сталей других марок, если по техническим требованиям они соответствуют приведенным.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СТАЛЕЙ

Марка стали	ГОСТ или ТУ	Размер профиля, мм	σ_t, кгс/мм^2, не менее	σ_b, кгс/мм^2, не менее	σ_s, % не менее
ВСт3сп4	380—88	⩽40	24	38	25
20	1050—88		25	42	25
25	1050—88	⩽60	28	46	23
35	1050—88		32	54	20
10Г2	1050-88		25	43	22
35Х, 38ХА	4543—71	100	60	75	14
38ХМ, 30ХМА	4543—71	100	65	80	13
20ХН3А	4543—71	100	65	80	13
25Х1МФ	20072—74	200	68	80	16
25Х2М1Ф	20072—74	200	68	80	12
20Х1М1Ф1ТР	20072—74	200	68	80	15
12Х18Н10Т	5632—72	60	20	52	40
45Х14Н14В2М	5632—72	—	32	72	20
08Х14Н20В2ТР	ТУ 14-1-1032—74	—	60	80	18

Примечания:

1. В таблице приняты следующие обозначения: σ_t — предел текучести; поперечного сечения; $a_н$ — ударная вязкость.
2. Для стали марки ВСт3сп4 механические свойства приведены в горяче-

ПРИЛОЖЕНИЕ 44

ДЛЯ КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЕЙ

ψ, % не менее	$a_н$ при 20°С, кгс/см^2, не менее	Шпильки (болты)		Гайки	
		диаметр отпечатка d, мм	твердость по Бринелю, НВ	диаметр отпечатка d, мм	твердость по Бринелю, НВ
—	(3–при –20°С)	—	—	—	—
55	9	5,00–4,60	143	5,1	137
50	9	4,90–4,50	149	5,0	143
45	7	4,80–4,40	156–187	4,9	149
50	6 (3–при –70°С)	—	—	—	—
45	6	3,95–3,65	235–277	4,1–4,3	217–197
42	6	4,00–3,60	229–285	4,1–4,4	217–187
50	6 (3-при –70°С)	3,80	225	4,0	229
50	6	3,90–3,65	241–277	4,0–4,3	229–197
50	5	3,90–3,65	241–277	4,0–4,3	229–197
50	6	3,90–3,65	241–271	4,3	229–197
55	—	—	—	—	—
35	5	—	250	—	—
30	8	—	—	—	—

σ_b — предел прочности; δ_s — относительное удлинение; ψ — сужение

катаном состоянии, для остальных — в термообработанном.

ПРИЛОЖЕНИЕ 45

РЕЖИМЫ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ЗАГОТОВОК ДЛЯ ГОТОВЫХ КРЕПЕЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ

Марка стали	ГОСТ или ТУ	Температура, °С	
		закалка (З), нормализации (Н)	отпуска
20, 25, 30	1050–88	870–890(Н)	620–680
35, 40, 45	1050–88	850–890(Н)	600–680
10Г2	4543–71	910–930(Н)	—
35Х, 40Х	4543–71	820–840(З), масло	500–560, масло
30ХА	4543–71	850–870(З), вода или масло	550–580, вода или масло
30ХМ, 30ХМА	4543–71	870–890(З), вода или масло	540–560
35 ХМ	4543–71	850–870(З), масло	560–600
20ХН3А	4543–71	820–840(З), масло	500–560, масло
25Х1МФ	20072–74	930–950(З), масло	620–660
25Х2М1Ф	20072–74	1030–1050(Н), 950–970(Н)	680–700
20Х1М1Ф1ТР	20072–74	970–990(З), масло	680–720
12Х118Н10Т	5949–75	1020–1100(З) воздух, масло или вода	—
45Х14Н14В2М	5949–75	1090–1110(З), вода	730–770, старение воздуха
08Х14Н20В2ТР	ТУ 14–1–1032–74	—	700, старение 16 ч

СПИСОК НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРАВИЛ

Арматура запорная. Общее руководство по ремонту (К0-1-79). — М.: Миннефтехимпром СССР, 1980.

ВНТП-3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. — М.: Миннефтегазпром, 1985.

Водный кодекс РСФСР. — М.: Юридическая литература, 1985.

Временные методические указания по составлению раздела "Оценка воздействия на окружающую среду" в схемах размещения, ТЭО (ТЭР) и проектах разработки месторождений и строительства объектов нефтегазовой промышленности. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992.

ВСН 2.38-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов. — М.: Миннефтегазпром СССР, 1985.

ВСН 2-112-79. Правила производства капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. — М.: Миннефтегазстрой, 1990.

ВСН 005-88. Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация. — М.: Миннефтегазстрой, 1989.

ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. — М.: Миннефтегазстрой, 1990.

ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.

ВСН 009-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты. — М.: Миннефтегазстрой, 1990.

ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. — М.: Миннефтегазстрой, 1989.

ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ (часть 1).

ВСН 013-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. — М.: Миннефтегазстрой, 1990.

ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых

трубопроводов. Охрана окружающей среды. — М.: Миннефтегазстрой, 1990.

ВСН 51-3/2, 38–85. Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов. — М.: Мингазпром, Миннефтепром.

ВСН 201–85. Проектирование и строительство автомобильных дорог для обустройства нефтяных и газовых месторождений на севере Тюменской области и в других районах тундры с аналогичными условиями. — М.: Минтрансстрой СССР, 1985.

ВСН 362–76. Инструкция по изготовлению, монтажу и испытанию технологических трубопроводов условным давлением до 10 МПа. — М.: Минмонтажспецстрой, 1976.

ГОСТ 9.602–89. Подземные сооружения. Общие технические требования.

ГОСТ 12.0.005–84. ССБТ. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда. Основные положения.

ГОСТ 12.1.001–89. ССБТ. Ультразвук. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.004–91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.007–76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.3.005–75. ССБТ. Работы окрасочные. Общие требования безопасности. — М.: Госстрой СССР, 1975.

ГОСТ 12.3.016–87. ССБТ. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

ГОСТ 12.4.026–76. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности. — М.: изд. стандартов, 1978.

ГОСТ 356–80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные, рабочие.

ГОСТ 1759–70. Болты, винты, шпильки, гайки. Технические требования.

ГОСТ 3242–79. Соединения сварные. Методы контроля качества.

ГОСТ 4666–75. Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска.

ГОСТ 5152–84. Набивки сальниковые. Технические условия.

ГОСТ 6996–66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

ГОСТ 7512–82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

ГОСТ 8696–74. Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия.

ГОСТ 8731–87. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования.

ГОСТ 8732–78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

ГОСТ 8733–74. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования.

ГОСТ 8734–75. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

ГОСТ 9064–75, ГОСТ 9066–75. Шпильки, гайки и шайбы для фланцевых соединений с температурой среды от 0 до 650°С.

ГОСТ 9089–75. Электродетонаторы мгновенного действия. Технические условия.

ГОСТ 9466–75. Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация, размеры и общие технические требования.

ГОСТ 9467–75. Электроды покрытые металлические для дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.

ГОСТ 9544–75. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.

ГОСТ 10705–80. Трубы стальные электросварные. Технические условия.

ГОСТ 10706–76. Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические условия.

ГОСТ 12503–75. Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.

ГОСТ 12815–80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20,0 МПа. Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей.

ГОСТ 12816–80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0,1 до 20;0 МПа. Общие технические требования.

ГОСТ 12820–80. Фланцы стальные плоские приварные на Ру от 0,1 до 2,5 МПа. Конструкция и размеры.

ГОСТ 12822–80. Фланцы стальные свободные на приварном кольце на Ру от 0,1 до 2,5 МПа. Конструкции и размеры.

ГОСТ 14782–86. Контроль неразрушающий. Швы сварные. Методы ультразвуковые.

ГОСТ 15180–86. Прокладки плоские эластичные. Размеры.

ГОСТ 16037–80. Соединения сварные трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. — М.: изд. стандартов, 1980.

ГОСТ 16149–70. Защита подземных сооружений от коррозии блуждающим током поляризованными протекторами. Технические требования.

ГОСТ 16381–77. Материалы строительные теплоизоляционные. Классификация и общие технические требования.

ГОСТ 17374–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Типы и основные параметры.

ГОСТ 17375–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Отводы крутоизогнутые.

ГОСТ 17376–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Тройники.

ГОСТ 17378–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Переходы.

ГОСТ 17379–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Заглушки эллиптические.

ГОСТ 17380–83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на Ру ⩽10,0 МПа. Технические условия.

ГОСТ 17410–78. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические.

ГОСТ 18322–78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

ГОСТ 18353–79. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

ГОСТ 18442–80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

ГОСТ 20295–85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.

ГОСТ 20415–82. Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения.

ГОСТ 20426–82. Контроль неразрушающий. Методы дефектоскопии радиационные. Область применения.

ГОСТ 21105–87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.

ГОСТ 23049–84. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Общие технические требования.

ГОСТ 23349–84. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы капиллярные. Общие технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 24732–81. Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования.

ГОСТ 25225–82. Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод.

ГОСТ 25366–82. Эмаль ЭП-5116. Технические условия.

ГОЄТ 25812–83. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ 26251–84. Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия.

ГОСТ 26656–85. Контролепригодность. Общие требования.

Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (Постановление Совета Министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072). — М.: Совмин СССР, 1990.

Единые правила безопасности при взрывных работах. — М.: Недра, 1976.

Единая система работ по созданию безопасных условий труда. — М.: Недра, 1978.

Закон РСФСР об охране окружающей природной среды, Российская газета от 3 марта 1992 г., Указ Президента № 2060–1 от 19 декабря 1991 г.

Закон СССР “Об охране атмосферного воздуха”.

Закон СССР “Об охране и использовании животного мира”.

Закон СССР “Об охране и использовании памятников истории и культуры”.

Земельный кодекс РСФСР. Ведомости Съезда народных депутатов РСФСР и Верховного Совета РСФСР № 22. — М.: изд. Верховного Совета РСФСР, 1991.

Инструкция по отбраковке труб, поврежденных коррозией. — М.: ВНИИГаз, 1978.

Инструкция о порядке проведения оценки воздействия на окружающую среду при разработке технико-экономических обоснований (расчетов) и проектов строительства народнохозяйственных объектов и комплексов. — М.: Госкомприроды РФ. 1992.

Инструкция о порядке хранения, использования и учета взрывчатых материалов. — М.: Госгортехнадзор СССР, 1984.

Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности. — М.: Миннефтегазпром, Мингазпром, Миннефтегазстрой, 1983.

Инструкция о порядке перевозки опасных грузов автомобильным транспортом (приказ МВД СССР № 370, 1980).

Инструкция по расследованию аварий, не повлекших за собой несчастных случаев, на подконтрольных Госгортехнадзору СССР предприятиях и объектах. — М.: Госгортехнадзор, 1967.

Инструкция по резке взрывом трубопроводов, опорожненных от нефти.— Уфа, ВНИИСПТнефть, 1985.

Инструкция по технологии нанесения полимерных покрытий на внутреннюю поверхность промысловых трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды (до 100 мг/л). — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1970.

Лесоводственные требования к размещению, строительству и эксплуатации объектов нефтегазодобычи на землях лесного фонда в таежных лесах Западной Сибири. — Тюмень: Тюменлесхоз, 1990.

Методика оценки статической прочности и циклической долговечности магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990.

Основы законодательства СССР и союзных республик о недрах. Сборник нормативных актов по охране природы. Под ред. Блинова. — М.: Юридическая литература, 1978.

Основы земельного законодательства СССР и союзных республик. Сборник нормативных актов под редакцией В. М. Блинова. — М.: Юридическая литература, 1978.

Основы законодательства СССР и Союзных республик по охране вод. Сборник нормативных актов. Под ред. В. М. Блинова — М.: Юридическая литература, 1978.

Основы лесного законодательства СССР. Сборник нормативных актов по охране природы. Под ред. В. М. Блинова. — М.: Юридическая литература, 1978.

ОСТ 26-01-1–70. Аппараты эмалированные. Общие технические условия.

ОСТ 26-2037–77. Гайки шестигранные для фланцевых соединений. Конструкция и размеры.

ОСТ 26-2038–77. Гайки шестигранные для фланцевых соединений. Конструкция и размеры.

ОСТ 26-2039–77. Шпильки с ввинчиваемым концом для фланцевых соединений (Нормальной точности). Конструкция и размеры.

ОСТ 26-2040–77. Шпильки для фланцевых соединений. Конструкция и размеры.

ОСТ 26-2041–77. Гайки для фланцевых соединений. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-21–77. Детали трубопроводов Ду 500–1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру ⩽2,5 МПа (25 кгс/см^2). Отводы секционные R = 1,5 Ду под углом 30, 45,60 и 90°. Размеры.

ОСТ 36-22–77. Детали трубопроводов Ду 500–1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру ⩽2,5 МПа (25 кгс/см^2). Переходы концентрические и эксцентрические. Размеры.

ОСТ 36-24–77. Детали трубопроводов Ду 500–1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру ⩽2,5 МПа (25 кгс/см^2). Тройники сварные. Размеры.

ОСТ 36-41–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Типы и основные параметры.

ОСТ 36-42–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Отводы гнутые. Конструкции и размеры.

ОСТ 36-43–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Отводы сварные. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-44–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Переходы сварные. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-45–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Ответвления. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-46–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Тройники сварные. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-47–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Заглушки плоские. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-48–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Заглушки ребристые. Конструкция и размеры.

ОСТ 36-49–81. Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2). Контроль неразрушающий.

ОСТ 108.031.02–75. Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность.

Положение об аттестации электросварщиков. — М.: Миннефтегазстрой.

Положение о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств — М.: Химия, 1985.

Положение об организации работ по охране труда и технике безопасности в системе Министерства нефтяной промышленности. — М.: Миннефтегазпром, 1976.

Положение о постоянно действующих комиссиях по безопасности труда.

Положение о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова. Утверждено Министерством сельского хозяйства СССР 18 февраля 1977 г.

Положение о ППР и техническом обслуживании газопромыслового оборудования для газодобывающих предприятий Мингазпрома. — Краснодар. ПО "Союзэнергогаз", 1981.

Положение о расследовании отказов газовых объектов Министерства газовой промышленности, подконтрольных органам Государственного газового надзора СССР.

ППБ-05-86. Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ. — М.: ГУПО МВД СССР, 1986.

Правила аттестации сварщиков. Утверждены Госгортехнадзором России.

Правила безопасности в газовом хозяйстве. — Госгортехнадзор СССР, 1969.

Правила безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности. — М.: Миннефтепром, 1986.

Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. — М.: Недра, 1974.

Правила охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами. Утверждены Минздравом, Минводхозом и Минрыбхозом СССР 16 мая 1974 г. — В сб.: Нормативные акты по охране природы. — М.: Юридическая литература, 1978.

Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. — Баку: ВНИИТБ, 1987.

Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства. Утверждены ГУПО МВД СССР 29.12.72 г. — В кн.: Сборник правил пожарной безопасности. Часть. 1 — М.: Стройиздат, 1981.

Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Главнефтеснаба РСФСР. — М.: Недра, 1983.

Правила перевозки взрывчатых материалов автомобильным транспортом. — М.: ВНИИБД, 1983.

Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. — М.: Недра, 1989.

Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. — М.: Недра, 1979.

Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. — М.: Металлургия, 1971.

Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. — М.: Госгортехнадзор СССР, 1971.

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов (ПУГ-69). — М.: Недра, 1970.

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. — М.: Недра, 1973.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ 85). — М.: Атомиздат, 1986.

Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке внутрипромысловых трубопроводов. Дополнение к РД 39-0147103-344-86. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.

ПТУ СП 01–83. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности. — М.: 1983.

Профилактическое обслуживание линейной части магистральных нефтепроводов. — М.: ВНИИОЭНГ, 1980.

РД 38.13.004–86. Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см^2). — М.: Химия, 1988.

РД 39–0137096. Автоматизация и телемеханизация нефтегазодобывающих производств.

РД 39-3-387–80. Указания по выбору и применению лакокрасочных материалов и систем покрытия для внутренней изоляции промысловых трубопроводов систем давления. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

РД 39-3-493–80. Инструкция по технологии нанесения покрытий из порошковых материалов на центробежные насосы и арматуру. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1980.

РД 39-3-1042–84. Инструкция по технологии футерования полиэтиленом металлических труб для транспортирования промысловых сточных вод. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984.

РД 39-3-1138–84. Инструкция по технологии остеклования насосно-компрессорных труб. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1984.

РД 39-3-1292–85. Технология нанесения покрытия из эпоксидно-каучуковой композиции с активным разбавителем НКТ. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1985.

РД 39-3-1314–85. Инструкция по технологии футерования полиэтиленом стальных труб. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

РД 39-23-1130–84. Инструкция по нанесению лакокрасочных покрытий на внутреннюю поверхность насосно-компрессорных труб методом пневматического распыления. — Самара: ВНИИТнефть, 1984.

РД 39-110–91. Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992.

РД 39-30-295–79. Руководство по очистке магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1980.

РД 39-30-297–79. Магистральные нефтепроводы. Правила капитального ремонта подземных трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть.

РД 39-30-499–80. Положение о техническом обслуживании и ремонте линейной части магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1981.

РД 39-30-925–83. Методические указания по биологической рекультивации земель, нарушенных при сборе, подготовке и транспорте нефти. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.

РД 39-069-91. Методика оценки ущерба от отказов трубопроводов промыслового сбора нефти. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1991.

РД 39-0147014-535–87. Инструкция по сварке при монтаже и ремонте трубопроводов и ответственных металлоконструкций в организациях и на предприятиях Миннефтегазпрома. — Куйбышев: ВНИИТнефть.

РД 39-0147014-555–89. Технологические процессы неразруша-

ющего контроля сварных соединений трубопроводов внутрипромысловых систем. — Куйбышев: ВНИИТнефть.

РД 39-0147098-015–90. Инструкция по контролю за состоянием почв на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. — Уфа: ВостНИИТБ, 1990.

РД 39-0147098-017–90. Положение по контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. — Уфа: ВостНИИТБ, 1990.

РД 39-0147098-025–91. Инструкция по контролю за состоянием поверхностных и подземных вод на объектах предприятий Миннефтегазпрома СССР. — Уфа: ВостНИИТБ, 1991.

РД 39-0147098-014–89. Инструкция по инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу предприятиями Миннефтегазпрома СССР. — Уфа: ВостНИИТБ, 1989.

РД 39-0147103-334–86. Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть.

РД 39-0147103-344–86. Правила технической эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

РД 39-0147103-358–86. Руководство по техническому контролю объектов линейной части магистральных нефтепроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть.

РД 39-0147103-360–89. Инструкция по безопасному ведению сварочных работ при ремонте нефте- и продуктопроводов под давлением. — Уфа: ВНИИСПТнефть.

РД 39-0147103-362–87. Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

РД 39-0147103-365–86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

РД 39-0147103-366–87. Инструкция по применению технологии комплексной защиты от коррозии трубопроводов, транспортирующих нефтяной газ. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

РД 39-0147103-376–86. Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

РД 39-0147103-392–86. Инструкция по техническому расследованию и ликвидации отказов и повреждений трубопроводов промыслового сбора и транспорта нефти. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987.

РД 39-0147323-339–89-р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. — Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1989.

РД 39-0147-585-335–86. Инструкция по технологии футерования полиэтиленом стальных труб. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

РД 39-0147-585-336–86. Инструкция по технологии соединения стальных труб, футерованных полиэтиленом. — Бугульма: ТатНИПИнефть, 1986.

РД 102-011–89. Охрана труда. Организационно-методические документы.

РУ–75. Руководящие указания по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке технологических трубопроводов под давлением до 100 кгс/см^2. — М.: Миннефтехимпром СССР, 1974.

СВ 09.00.000.ТО. Труборезы кумулятивные кольцевые наружные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.

СВ 10.00.000.ТО. Труборезы кумулятивные кольцевые седлообразные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — Киев: СКТБ СОП ИЭС им. Е. О. Патона АН УССР, 1985.

СВ 72.00.000.ТО. Устройство СВ 72 для врезки отводов в трубопроводы. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. — Киев: СКТБ СОП ИЭС им. Е. О. Патона АН УССР, 1986.

СН 245–71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. — М.: Стройиздат, 1972.

СН 373–67. Инструкция по расчету стальных трубопроводов различного назначения. — М.: Госстрой СССР, 1967.

СН 527–80. Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа. — М.: Стройиздат, 1981.

СН 542–81. Инструкция по проектированию тепловой изоляции оборудования и трубопроводов промышленных предприятий. — М.: Госстрой СССР, 1981.

СНиП 1.02.01–85. Инструкция о составе, порядке разработки, согласовании и утверждении проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. — М.: Госстрой СССР, 1985.

СНиП 2.03.11–85. Защита строительных конструкций от коррозии. — М.: Госстрой СССР, 1986.

СНиП 2.04.02–84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. — М.: Госстрой СССР, 1984.

СНиП 2.05.06–85. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. — М.: Госстрой СССР, 1985.

СНиП 2.05.16 — Проект. Промысловые трубопроводы. — М.: ВНИИСТ.

СНиП П-18–76. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. — М.: Госстрой СССР, 1976.

СНиП П–28–73. Защита строительных конструкций от коррозии. — М.: Госстрой СССР, 1973.

СНиП 3.01.01.85. Организация строительного производства.

СНиП 3.01.03–85. Геодезические работы в строительстве.

СНиП 3.01.04–87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. — М.: Госстрой СССР, 1987.

СНиП 3.02.01–87. Земляные сооружения. Правила производства и приемки работ. — М.: Госстрой СССР, 1987.

СНиП Ш-4–80. Техника безопасности в строительстве. — М.: Госстрой СССР, 1980.

СНиП 3.04.03–85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. — М.: Госстрой, 1986.

СНиП 3.05.06–85. Электротехнические устройства. — М.: Госстрой СССР, 1988.

СНиП 3.06.03–85. Автомобильные дороги. — М.: Госстрой СССР, 1985.

СНиП Ш-23–76. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. — М.: Госстрой СССР, 1976.

СНиП Ш-38–75. Железные дороги. — М.: Госстрой СССР, 1975.

СНиП Ш-39–76. Трамвайные пути. — М.: Госстрой СССР, 1976.

СНиП Ш-42–80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. — М.: Госстрой СССР, 1976.

СНиП Ш-В.6.2–62. Защита технологического оборудования от коррозии. Правила производства и приемки работ. — М.: Госстрой СССР, 1962.

СТО 06-023-800. Технология эмалирования насосно-компрессорных труб. — Шевченко: КазНИПИнефть, 1982.

СТП 39-5753-484-070–89. Технология демонтажа трубопроводов, отслуживших свой срок. — Нижневартовск: ПО “Нижневартовскнефтегаз”, 1989.

СТП 39-5753484–90. Регламент-обоснование замены и эксплуатации трубопроводов, отслуживших свой срок. — Нижневартовск: ПО “Нижневартовскнефтегаз”, 1990.

СТП 51.00.021–85. Методика прогнозирования коррозионно-опасных участков нефтесборных коллекторов. — Тюмень, Главтюменнефтегаз, 1966.

Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.

Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах. — М.: Госгортехнадзор, СССР, 1974.

Типовые положения о профессиональном обучении рабочих на производстве в системе Министерства нефтяной промышленности. Утверждены МНП 27 ноября 1980.

ТУ 6-05-241-77–74. ЭП/49ДЗ.

ТУ 6-09-1422–71. Пентопласт марки “А–2”.

ТУ 6-10-100-102–81. Грунтовка Б–ЭП–0147.

ТУ 6-10-100-103–81. Эмаль БЭП–68.

Полевая технология.

ТУ 6-10-717–76. Эмаль ЭП–775.

Полевая технология.

ТУ 6-10-1604–77. Эпоксидная композиция ПЭП–971, серая.

ТУ 6-10-1814–88. Эмаль ФЛ–62 зеленая и серебристо-зеленая. Полевой метод.

ТУ 14-3-620–77. Трубы электросварные диаметром 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм для трубопроводов высокого давления.

ТУ 14-3-684–77. Трубы стальные электросварные со спиральным швом диаметром 530–1420 мм.

ТУ 14-3-721–78. Трубы стальные электросварные спирально-шовные диаметром 820, 1020, 1220 мм для магистральных газопроводов.

ТУ 22–74. Эпоксидная композиция. ПЭП–177, серая.

ТУ 36-1626–77. Переходы вальцованные сварные концентрические и эксцентрические для технологических трубопроводов из углеродистой стали.

ТУ 38-11145–83. Заглушки быстросъемные.

ТУ 38-114233–81. Прокладки спиральновитые.

ТУ 84-988–84 ИЭ. Заряд кумулятивный шнуровой. Инструкция по резке трубопроводов с остатками нефти на стенках с применением шнуровых кумулятивных зарядов ШКЗ. — Уфа: ВНИИСПТ, 1988.

ТУ 88. УССР. 085.350–85. Труборезы кумулятивные кольцевые наружные. — Киев; ОП и ИЭС им. Патона АН УССР.

Устав внутреннего водного транспорта СССР. — М.: Транспорт, 1975.

СЛОВАРЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВБ — аварийно-восстановительная бригада;
БПО — база производственного обслуживания;
ВСН — ведомственные строительные нормы;
ВМ — взрывчатые материалы;
ГСМ — горюче-смазочные материалы;
ГЗУ — групповая замерная установка;
ГПЗ — газоперерабатывающий завод;
ДУ — диаметр условный;
ДНС — дожимная насосная станция;
ДПД — добровольная пожарная дружина;
ИТР — инженерно-технические работники;
КиПиА — контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КНС — кустовая насосная станция;
КСП — комплексный сборный пункт;
ЛЭП — линия электропередачи;
НГДУ — нефтегазодобывающие управления;
НС — насосная станция;
НПС — нефтеперекачивающая станция;
НТД — научно-техническая документация;
ОВОС — оценка воздействия на окружающую среду;
ППД — поддержание пластового давления;
ППР — проект производства работ (планово-предупредительный ремонт);
ПОС — проект организации строительства;
ПУЭ — правила устройства электроустановок;
ПТ — промысловые трубопроводы;
ПО — производственное объединение;
ПДК — предельно допустимая концентрация;
ПТК — пожарно-техническая комиссия;
ПДВК — предельно допустимая взрывоопасная концентрация;
ПДВ — предельно допустимые выбросы;
ПАВ — поверхностно-активные вещества;
$Р_{изб}$ — давление избыточное;

Ру — давление условное;
Рраб — давление рабочее;
СВБ — сероводородвосстанавливающие бактерии;
СНиП — строительные нормы и правила;
ТрККН — труборез кумулятивный кольцевой наружный;
ТрККС — труборез кумулятивный кольцевой седлообразный;
ТЭО — технико-экономическое обоснование;
ТЭР — технико-экономический расчет;
ЦПС — центральный пункт сбора;
ЦДНГ — цех добычи нефти и газа;
ЦДУ — центральное диспетчерское управление;
ЦППН — центральный пункт подготовки нефти;
ЦРТ — цех по ремонту трубопроводов;
ЦИТС — центральная инженерно-техническая служба;
ШКЗ — шнуровой кумулятивный заряд;
ЭХЗ — электрохимическая защита.

СОДЕРЖАНИЕ

1. **Общие положения** 4

2. **Классификация трубопроводов** 7

3. **Основные требования к проектированию систем сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях** 9

3.1. Требования к обеспечению качества сооружения систем сбора нефти, газа и систем поддержания пластового давления 9
3.2. Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия 22
3.3. Создание защитных (буферных) зон вокруг особо опасных трубопроводных систем 28
3.4. Требования к оснащению технологических систем сбора средствами контроля, регулирования, противоаварийной защиты . . . 29
3.5. Требования к оснащению промысловых трубопроводов средствами очистки 30
3.6. Обеспечение производства технологическими регламентами, согласование их с надзорными органами 32
3.7. Порядок внесения изменений в технологическую и проектную документацию 34

4. **Требования, предъявляемые к материалам и конструкциям промысловых стальных трубопроводов** 36

4.1. Общие положения 36
4.2. Типы труб, область применения и требования к их качеству . . 36
4.3. Запорная арматура 42
4.4. Фланцы 43
4.5. Прокладочные материалы 44
4.6. Фасонные детали трубопроводов 44
4.7. Сварные детали трубопроводов 45
4.8. Гнутые и штампованные детали 46
4.9. Заглушки 46
4.10. Крепежные детали 47

5. **Основные требования к строительству промысловых трубопроводов** 48

5.1. Общие положения 48
5.2. Подготовительные работы 48
5.3. Земляные работы. Разработка траншей 50
5.4. Транспортные и погрузочно-разгрузочные работы 51
5.5. Противокоррозионная и тепловая изоляция 52
5.6. Устранение повреждений заводских изделий и труб. 54
5.7. Повороты, изготовленные из труб, отводы 56
5.8. Укладка труб в траншею 56
5.9. Засыпка траншеи 57
5.10. Восстановление трассы и работы по рекультивации 59
5.11. Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии 60

6. Контроль качества, очистка, испытание и приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов 64

6.1. Проверка качества строительства трубопроводов. Вид и объем требуемой проверки 64
6.2. Очистка полости и испытание промысловых трубопроводов . . 69
6.3. Приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов 76

7. Эксплуатация и техническое обслуживания трубопроводов 77

7.1. Проходное давление в системах сбора нефти, газа и воды . . . 77
7.2. Очистка трубопроводов от парафина, воды и механических примесей 78
7.3. Уход за трассой трубопроводов. Технический коридор. Патрульная служба. Связь 81
7.4. Охранные зоны. Знаки безопасности 84
7.5. Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов 87
7.5.1. Наружный осмотр трубопроводов 87
7.5.2. Ревизия трубопроводов 90
7.5.3. Диагностика промысловых трубопроводов 93
7.5.4. Нормы отбраковки трубопроводов 98
7.5.5. Периодические испытания трубопроводов 108
7.5.6. Ремонтные работы на трубопроводах 108
7.5.7. Консервация, демонтаж трубопроводов 117
7.5.8. Обслуживание и ревизия арматуры 120
7.6. Применение энергии взрыва при ремонте и эксплуатации трубопроводов 124
7.7. Защита от внешней и внутренней коррозии 128

8. Сварочные работы на трубопроводах 133

8.1. Сварка. Общие требования 133
8.2. Сварочные материалы 133
8.3. Подготовка труб под сварку и сварка 135
8.4. Качество сварки. Методы обследования и контроля сварных соединений 142
8.5. Квалификация сварщиков и их допуск к сварке трубопроводов . 144

9. Порядок учета, расследования и ликвидации отказов и повреждений трубопроводов 146

9.1. Классификация аварий 146
9.2. Расследование аварий 147
9.3. Отчетность перед контролирующими органами об авариях, утечках, разливах 148
9.4. Организация работ по ликвидации аварий на трубопроводах . 149

10. Охрана труда 152

11 Пожарная безопасность 160

12. **Охрана окружающей среды** 170

13. **Техническая документация** 181

СПРАВОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ

ПРИЛОЖЕНИЯ:

1. Паспорт трубопровода 182

2. Журнал учета установки — снятия заглушек 189

3. Акт ревизии и отбраковки трубопроводов 190

4. Акт испытания трубопроводов на прочность и плотность 191

5. Акт на ремонт и испытание арматуры 192

6. Основные технические характеристики и области эффективного применения материалов для антикоррозионной изоляции внутренней поверхности трубопроводов 193

7. Технологический регламент на применение ингибитора 196

8. Характеристики и назначение электродов при сварке стыков труб 202

9. Режимы сушки (прокалки) сварочных материалов перед сваркой 205

10. Срок хранения электродов 205

11. Сборка, сварка и контроль качества сварных соединений трубопроводов 206

12. Технические характеристики центраторов 208

13. Технические характеристики термоиндикаторных карандашей по ТУ 6-10-110-76 210

14. Рекомендуемые значения сварочного тока для различного вида покрытий электродов и различных видов сварки 210

15. Акт технического расследования некатегорийного отказа трубопровода 212

16. Журнал учета некатегорийных отказов 215

17. Отчет об отказах в системе нефтесбора 216

18. Сведения об отказах в системах нефтесбора по отрасли 218

19. Наряд-допуск на производство работ повышенной опасности . . 220

20. Категории участков трубопроводов 223

21. Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов, тоннелей, галерей и стен зданий, мм . 236

22. Применение труб из разных сталей в зависимости от температуры эксплуатации и строительства трубопроводов 238

23. Трубы стальные бесшовные 240

24. Трубы стальные электросварные 242

25. Арматура трубопроводная, рекомендуемая для различных сред . 244

26. Допускаемые температуры применения трубопроводной арматуры, °С, в зависимости от материального исполнения 284

27. Нормы герметичности затворов арматуры (кроме вентилей) при испытании воздухом 285

28. Нормы герметичности затворов вентилей при испытании воздухом 286

29. Нормы герметичности затворов арматуры (кроме вентилей) при испытании водой 287

30. Нормы герметичности затворов вентилей при испытании водой 288

31. Пределы применения чугунной арматуры 289

32. Выбор типа и материала фланцев в зависимости от параметров среды 290

33. Материалы для прокладок 292

34. Крутоизогнутые отводы из углеродистой стали 298

35. Детали сварных отводов из углеродистой стали на Рудо 6,3 МПа 300

36. Концентрические и эксцентрические переходы из углеродистой стали 302

37. Бесшовные равнопроходные и переходные тройники из углеродистой стали 306

38. Сварные равнопроходные и переходные тройники из углеродистой стали 309

39. Плоские заглушки из углеродистой стали 312

40. Заглушки (днища) плоские ребристые из углеродистой стали . . 315

41. Эллиптические заглушки из углеродистой стали 317

42. Плоские заглушки из углеродистой стали, устанавливаемые между фланцами 319

43. Выбор материала для изготовления крепежных деталей в зависимости от условий применения 325

44. Механические свойства сталей для крепежных деталей 326

45. Режимы термической обработки заготовок для готовых крепежных изделий 328

Список нормативно-технической документации, использованной при разработке Правил 329

Словарь сокращений 343

Технический редактор *С. М. Сурикова*

ЛР № 040214 от 17.01.92

Подписано в печать 13.09.94 Сдано в набор 20.06.94

Бум. офсетная Ф-т 60×84 1/16 Гарн. литерат. Печать офсетная

Усл. печ. л. 20,76 Уч.-изд. л. 16,54 Тир. 5000 экз. Заказ 2272

Адрес редакции: 115201, Москва, Старокаширское шоссе, д. 2, корп. 7, НПО ОБТ
Тел. 113-25-28
Производственно-издательский комбинат ВИНИТИ,
140010, г. Люберцы, Московской обл., Октябрьский пр-т, 403

НПО ОБТ — ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО ГОСГОРТЕХНАДЗОРА РОССИИ

ВНИМАНИЮ

объединений, предприятий и организаций, инженерно-технических работников, технического персонала, сотрудников научно-исследовательских и проектных институтов

Научно-производственное объединение "Обучение безопасному труду" (НПО ОБТ), являющееся единственным официальным издательством Госгортехнадзора России, специализируется на подготовке, издании и распространении нормативно-технической и учебной литературы по вопросам охраны труда и техники безопасности всех основных отраслей промышленности, строительства, транспорта.

Только приобретая и пользуясь литературой, изданной НПО ОБТ, Вы получаете гарантию наиболее полной и точной информации в области нормативных актов и положений.

ВНИМАНИЕ!

В соответствии с требованием Госгортехнадзора России **перепечатка, копирование и все другие виды размножения нормативно-технической литературы, издаваемой НПО ОБТ,**

ЗАПРЕЩЕНЫ

Для удобства заказчиков полная информация об изданной и готовящейся к изданию НПО ОБТ литературе помещена в каждой книге.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ,

занимающихся вопросами охраны труда и техники безопасности

НПО "Обучение безопасному труду" издает и подготавливает к изданию нормативно-техническую и учебную литературу по охране труда и технике безопасности в соответствии с приведенным Перечнем.

Раздел 1

Охрана труда и безопасная эксплуатация объектов котлонадзора

1.1. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 К (115°С)
1.2. Правила технической эксплуатации отопительных котельных
1.3. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
1.4. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические требования. Отраслевой стандарт
1.5. Пособие по изучению "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" и проведению аттестации рабочих и инженерно-технических работников
1.6. Правила устройства и безопасной эксплуатации электродных котлов и электрокотельных
1.7. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов
1.8. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды
1.9. Инструкция по надзору за изготовлением, монтажом и ремонтом объектов котлонадзора
1.10. Нормативные и директивные материалы по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
1.11. Указания по обследованию предприятий, эксплуатирующих объекты котлонадзора
1.12. Указания по проведению технического освидетельствования паровых и водогрейных котлов, сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды — РД-03-29-93
1.13. Пособие для изучающих "Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" в вопросах и ответах
1.14. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (РТМ-1 с 93). Руководящий документ
1.15. Справочник "Эксплуатация объектов котлонадзора"
1.16. Справочник "Паровые и водогрейные котлы"

1.17. Справочник по металлам для котлов, сосудов и трубопроводов
1.18. Аттестация технологии сварки объектов котлонадзора. Руководящий документ
1.19. Сборник форм учетно-контрольной документации по объектам котлонадзора

Раздел 2

Правила безопасности в газовом хозяйстве

2.1. Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве
2.2. Изменения № 1 к "Правилам технической эксплуатации и требованиям безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации"
2.3. Правила безопасности в газовом хозяйстве (новая редакция — издание 2-е с изменениями № 1, утвержденными Госгортехнадзором России 11.02.92 г.)
2.4. Изменения № 2 и комментарии к "Правилам безопасности в газовом хозяйстве"
2.5. Сборник нормативных и руководящих материалов для работников газовых хозяйств и газового надзора (части 1 и 2)
2.6. Пособие по изучению "Правил безопасности в газовом хозяйстве" и проведению аттестации рабочих и инженерно-технических работников

Раздел 3

Безопасная эксплуатация грузоподъемных машин

3.1. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
3.2. Правила устройства и безопасной эксплуатации подъемников (вышек)
3.3. Правила устройства и безопасной эксплуатации лифтов
3.4. Пособие для машиниста (крановщика) по безопасной эксплуатации мостовых и козловых кранов
3.5. Пособие для машиниста (крановщика) по безопасной эксплуатации башенных кранов
3.6. Пособие по техническому надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных кранов
3.7. Пособие для машиниста (крановщика) по безопасной эксплуатации стреловых самоходных кранов (автомобильных, пневмоколесных, гусеничных, тракторных, ж. д.)
3.8. Пособие для стропальщиков (зацепщиков) по безопасному ведению стропальных работ при обслуживании грузоподъемных кранов
3.9. Пособие для лиц, ответственных за безопасное производство работ грузоподъемными кранами
3.10. Пособие для инженерно-технических работников, ответственных за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии
3.11. Пособие для инженерно-технических работников по надзору за безопасной эксплуатацией грузоподъемных машин

3.12. Пособие по изучению "Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и проведению аттестации рабочих и инженерно-технических работников
3.13. Пособие по изучению "Правил устройства и безопасной эксплуатации лифтов" и проведению аттестации рабочих и инженерно-технических работников
3.14. Нормативные и директивные материалы по безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
3.15. Нормативные и директивные материалы по безопасной эксплуатации лифтов
3.16. Инструкция по надзору за изготовлением, ремонтом и монтажом подъемных сооружений
3.17. Типовая инструкция для лиц, ответственных за техническое содержание подъемников (вышек) в исправном состоянии
3.18. Приборы, системы безопасности и технические средства обслуживания и ремонта грузоподъемных кранов (части 1 и 2)
3.19. Стропы грузовые общего назначения. Требования к устройству и безопасной эксплуатации. Руководящий документ РД-10-33–93
3.20. Регламентные работы при обслуживании мостовых и козловых кранов. Руководящие материалы
3.21. Ремонт, модернизация, реконструкция мостовых, козловых и консольных кранов. Руководящие материалы
3.22. Правила устройства и безопасной эксплуатации путей мостовых кранов
3.23. Грузоподъемное оборудование промышленных предприятий. Нормативные и справочные материалы
3.24. Справочник по безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
3.25. Монтаж и ремонт грузоподъемных машин
3.26. Сборник форм учетно-контрольной документации по грузоподъемным машинам

Раздел 4

Взрывные и горные работы

4.1. Единые правила безопасности при взрывных работах
4.2. Пособие по изучению "Единых правил безопасности при взрывных работах" рабочими и специалистами
4.3. Материалы для аттестации рабочих и специалистов по "Единым правилам безопасности при взрывных работах"
4.4. Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом
4.5. Правила безопасности в угольных шахтах
4.6. Сборник инструкций по безопасности работ:
   а) при механизированном заряжании шпуров, скважин и протяженных выработок на земной поверхности;
   б) при механизированном заряжании шпуров, скважин и камер в подземных выработках;
   в) при проведении массовых взрывов на земной поверхности;
   г) при проведении массовых взрывов в подземных выработках.

4.7. Единые правила безопасности при дроблении, сортировке, обогащении полезных ископаемых и окускования руд и концентратов

Раздел 5

Безопасная эксплуатация в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности

5.1. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем
5.2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
5.3. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. Руководящий документ
5.4. Пособие по изучению "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и проведению аттестации рабочих и специалистов
5.5. Правила безопасности при производстве, хранении, применении и транспортировке хлора
5.6. Техника безопасности при сжижении, хранении, транспортировке и применении хлора
5.7. Инструкция по составлению планов ликвидации (локализации) аварий в металлургических и коксохимических производствах

Раздел 6

Общие правила по охране труда

6.1. Лицензирование видов деятельности, связанных с повышенной опасностью промышленных производств (объектов) и работ (части 1 и 2)
6.2. Положение о порядке разработки и утверждения правил и инструкций по охране труда
6.3. Методические указания по разработке правил и инструкций по охране труда
6.4. Справочное пособие для специалистов по охране труда
6.5. Перечень нормативных актов по охране труда, действующих в Российской Федерации
6.6. Сборник инструкций по охране труда и технике безопасности для строительно-монтажных организаций
6.7. Пособие по охране труда и технике безопасности для рабочих и специалистов
6.8. Правила аттестации специалистов неразрушающего контроля
6.9. Правила аттестации сварщиков
6.10. Система проектной документации. Оформление комплектов проектной документации. Руководящие материалы

Для приобретения литературы необходимо в соответствии с предварительной ценой и вашей потребностью перевести деньги:

для заказчиков Москвы и Московской области — на р/с 467 652 в Интерпрогрессбанке г. Москвы МФО 201 508;

для заказчиков других регионов — на р/с 467 652 в Интерпрогрессбанке корр/счет 402 161 100

в РКЦ ГУ ЦБ РФ г. Москвы МФО 201 791

Реквизиты НПО "Обучение безопасному труду"

Адрес: *115 201, Москва, Старокаширское шоссе, д. 2, корп. 7.*

Проезд: *ст. м. "Каширская", выход к Онкологическому центру, далее автобусами 742, 164, 298, 275 и троллейбусом 71 до остановки "Библиотека им. Л. Н. Толстого".*

Телефоны: *113-56-85; 113-25-18; 113-25-28.*

БЛАНК ЗАКАЗА

Платежное поручение

(почтовый перевод) № _____ от _____ 19 _____ г.

Перечисленная сумма _____ рублей

Ваш почтовый адрес _____.

Ф. И. О. получателя _____.

Название организации _____.

Ваши каналы связи: телефон _____.

Бланк заказа направляется в НПО "Обучение безопасному труду" по адресу: *115 201, Москва, Старокаширское шоссе, д. 2, корп. 7.*

ВНИМАНИЕ: К бланку заказа следует приложить:
— копию платежного поручения (почтового перевода):
— перечень заказываемых изданий с указанием требуемого количества экземпляров.

НОВЫЕ ИЗДАНИЯ НПО ОБТ

НПО "Обучение безопасному труду" подготавливает к изданию к 1994 г. нормативно-техническую литературу по охране труда и технике безопасности

1. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические требования. Отраслевой стандарт
2. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды
3. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (РТМ-1 с 93 г.). Руководящий документ
4. Справочник "Эксплуатация объектов котлонадзора"
5. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. Руководящий документ
6. Пособие по изучению "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и проведению аттестации рабочих и специалистов
7. Приборы, системы безопасности и технические средства обслуживания и ремонта грузоподъемных кранов (части 1 и 2)
8. Справочник по безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов
9. Монтаж и ремонт грузоподъемных машин
10. Перечень нормативных актов по охране труда, действующих в Российской Федерации
11. Сборник инструкций по охране труда для строительно-монтажных организаций
12. Техника безопасности при сжижении, хранении, транспортировке и применении хлора
13. Справочное пособие для специалистов по охране труда
14. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов

Реквизиты для перечисления денег в НПО ОБТ:

для заказчиков Москвы и Московской области — р/с 467 652 в Интерпрогрессбанке г. Москвы МФО 201508;

для заказчиков других регионов — на р/с 467 652 в Интерпрогрессбанке корр/счет 402161100 в РКЦ ГУ ЦБ РФ г. Москвы МФО 201791