

---

---

МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

---

**СВОД ПРАВИЛ  
(проект)**

**СП  
Х.ХХХХХ.2011**

---

**НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**Издание официальное**

**Москва  
2011**

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения сводов правил - постановлением Правительства Российской Федерации «О порядке разработки и утверждения сводов правил» от 19 ноября 2008 г. № 858

### Сведения о своде правил

- |                                    |  |
|------------------------------------|--|
| 1 РАЗРАБОТАН                       | Открытое акционерное общество «Газпром»  |
| 2 ВНЕСЕН                           | Техническим комитетом по стандартизации ТК 23<br>«Техника и технологии добычи и переработки нефти<br>и газа» |
| 3 УТВЕРЖДЁН<br>И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | Приказом Минрегиона России<br>от ____ 2011 г. № ____   |
| 4 ЗАРЕГИСТРИРОВАН                  | Федеральным агентством по техническому<br>регулированию и метрологии   |
| 5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ                   |  |

*Информация об изменениях к настоящему своду правил публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок - в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего свода правил соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования - на официальном сайте разработчика (ФГУ ВНИИПО МЧС России) в сети Интернет*

© ОАО «Газпром», 2011

Настоящий свод правил не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Минрегиона России и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ОАО «Газпром»

## Содержание

1 Область применения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	4
3 Термины и определения .....	5
4 Сокращения .....	10
5 Общие положения.....	11
6 Классификация транспортируемых продуктов .....	13
7 Классы промышленных трубопроводов и категории их участков .....	15
7.1 Классы и категории трубопроводов. Категории участков.....	15
7.2 Минимальные расстояния от трубопроводов до населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений .....	23
8 Основные требования к трассам трубопроводов.....	38
9 Конструктивные требования к трубопроводам.....	40
9.1 Общие требования.....	40
9.2 Размещение трубопроводной арматуры.....	42
9.3 Подземная прокладка трубопроводов.....	45
9.4 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов.....	47
9.5 Надземная прокладка трубопроводов.....	48
9.6 Прокладка трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах.....	50
9.7 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах.....	53
9.8 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах.....	54
10 Конструктивные требования к переходам трубопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	55
10.1 Переходы через водные преграды.....	55
10.2 Переходы через болота.....	60
10.3 Подземные переходы трубопроводов через автомобильные и железные дороги.....	61
11 Нагрузки и воздействия.....	66
11.1 Общие требования.....	66
11.2 Функциональные нагрузки.....	66
11.3 Температурные воздействия.....	68
11.4 Весовые нагрузки.....	69
11.5 Упругий изгиб трубопровода.....	70
11.6 Природные нагрузки.....	71
11.7 Строительные нагрузки.....	72
11.8 Случайные нагрузки.....	72
11.9 Сочетания нагрузок.....	73

## **X.XXXXX.2010**

12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость.....	73
12.1 Нормативные характеристики материала труб и соединительных деталей.....	73
12.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей.....	74
12.3 Проверка условий прочности.....	79
12.4 Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений.....	84
12.5 Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов .....	88
12.6 Устойчивость положения трубопровода.....	91
12.7 Расчет надземных трубопроводов.....	95
12.8 Проверка прочности работоспособности трубопроводов при сейсмических воздействиях.....	101
13 Требования к испытаниям трубопроводов внутренним давлением.....	107
14 Требования к материалам, трубам и соединительным деталям .....	113
14.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов.....	113
14.2 Сварные соединения и сварочные материалы.....	118
14.3 Изделия для баллаستировки и закрепления трубопроводов на проектных отметках.....	120
14.4 Теплоизоляционные покрытия.....	121
14.5 Геотекстильные материалы.....	122
14.6 Термостабилизаторы.....	123
15 Требования к защите промышленных трубопроводов от коррозии .....	124
15.1 Защитные покрытия подземных трубопроводов.....	124
15.2 Электрохимическая защита подземных трубопроводов.....	128
15.3 Защита надземных газопроводов от атмосферной коррозии.....	133
16 Охрана окружающей среды.....	133
Приложение А (рекомендуемое) Методика определения толщин стенок штампованных и штампосварных тройников.....	136
Приложение Б (рекомендуемое) Методика определения толщин стенок сварных тройников без усиливающих элементов .....	140
Приложение В (рекомендуемое) Методика определения расчетного радиуса изгиба участка подземного трубопровода .....	143
Приложение Г (рекомендуемое) Критерии сейсмостойкого проектирования трубопроводов.....	146
Библиография .....	149

**СВОД ПРАВИЛ**

---

**ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ****Нормы проектирования****Field pipelines.****Design codes**

---

Дата введения 2011-XX-XX

**1 Область применения**

1.1 Настоящий свод правил разработан в соответствии со статьями 2, 3, 5, 6, 7, 11,16, 18 Федерального закона [1], является нормативным документом в области стандартизации и устанавливает требования к проектированию промышленных трубопроводов.

1.2 Настоящий свод правил распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые промышленные стальные трубопроводы (далее - трубопроводы) условным диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и подземных хранилищ газа.

1.3 Настоящий свод правил распространяется в отношении безопасности техногенного воздействия трубопроводов также на населенные пункты, предприятия, объекты, здания, сооружения, транспортные и инженерные сети в случаях, если расстояния от них до трубопроводов не удовлетворяют требованиям по минимальным расстояниям, определенным в разделе 7 свода правил.

1.4 К промышленным трубопроводам относятся трубопроводы, прокладываемые между площадками отдельных промышленных сооружений: кустов скважин, установок предварительной подготовки газа, установок комплексной подготовки газа, дожимных компрессорных станций, дожимных насосных станций, головных компрессорных станций, головных насосных станций, головных сооружений, газоизмерительных станций, пункта сбора, сооружений газоперерабатывающего за-

## **Х.ХХХХХ.2010**

вода, станций подземного хранения газа.

1.5 Свод правил устанавливает нормы на проектирование промышленных трубопроводов для:

- газовых и газоконденсатных месторождений:
  - а) газопроводы-шлейфы до входного крана на площадке промысла или сборного пункта (до зданий переключающей арматуры, полимерно-панельных анкерующих устройств или установок подготовки шлама);
  - б) газосборные коллекторы от обвязки газовых скважин, газопроводы неочищенного газа, трубопроводы стабильного и нестабильного газового конденсата, независимо от их протяженности;
  - в) трубопроводы для подачи очищенного газа и ингибитора в скважины и на другие объекты обустройства месторождений;
  - г) трубопроводы сточных вод давлением более 10 МПа для подачи ее в скважины для закачки в поглощающие пласты;
  - д) метанолопроводы;
  - е) ингибиторопроводы;
- нефтяных и газонефтяных месторождений:
  - а) выкидные трубопроводы от нефтяных скважин, за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин (на кустах скважин), для транспортирования продуктов скважин до замерных установок;
  - б) нефтегазосборные трубопроводы для транспортирования 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 комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки или до потребителей;
  - г) нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от пункта сбора нефти и дожимной насосной станции до центрального пункта сбора;
  - 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 захо-

- ронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты;
- з) нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от центрального пункта сбора до сооружения магистрального транспорта;
- и) газопроводы для транспортирования газа от центрального пункта сбора до сооружения магистрального транспорта газа;
- к) ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных месторождений.

- подземных хранилищ газа: трубопроводы между площадками отдельных объектов подземных хранилищ газа.

П р и м е ч а н и е - Трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20 °С выше 0,2 МПа и свободном состоянии относятся к нефтегазопроводам, а транспортирующие разгазированную нефть - к нефтепроводам.

1.6 Настоящий свод правил не распространяется на:

- трубопроводы товарного продукта, подготовленного к дальнейшему транспорту;
- трубопроводы для транспортирования продукции с высоким содержанием сероводорода (парциальное давление выше 1,5 МПа или объемная концентрация выше 6 %), которое должно выполняться в устойчивом к сульфидно-коррозионному растрескиванию исполнении, и в отношении которых должны быть применены специальные организационно-технические решения по безопасности персонала и населения в зоне возможной загазованности при аварийных ситуациях;
- трубопроводы для транспортирования продуктов с температурой выше 100 °С, водоводы поддержания пластового давления для транспорта пресной, пластовой и подтоварной воды на кустовую насосную станцию;
- проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортировки широкой фракции легких углеводородов и отдельных фракций сжиженных углеводородных газов;
- проектирование внутривозрастных трубопроводов, не относящихся к промышленным трубопроводам (трубопроводы, расположенные на площадках скважин и кустов скважин, установок предварительной подготовки газа, установок комплексной подготовки газа, дожимных компрессорных станций, дожимных насосных станций, головных компрессорных станций, головных насосных станций, головных сооружений, газоизмерительных станций, пунктов сбора, газоперераба-

## **Х.ХХХХХ.2010**

тывающих заводах, станций подземного хранения газа и других промышленных объектов).

1.7 Границами промышленных трубопроводов являются ограждения соответствующих площадок, а при отсутствии ограждения в пределах бровки отсыпки соответствующих площадок или условной границы участка.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем своде правил использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 307-32-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой

ГОСТ 26251-84 Протекторы для защиты от коррозии. Технические условия

ГОСТ 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 4650-80 Пластмассы. Методы определения водопоглощения

ГОСТ 9238-83 Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм

ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

ГОСТ 11262-80 Пластмассы. Метод испытания на растяжение

ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

ГОСТ 14760-69 Клеи. Метод определения прочности при отрыве

ГОСТ 52568-2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

**П р и м е ч а н и е** – При пользовании настоящим сводом правил целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим сводом правил следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящем своде правил применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **авария:** Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ.

3.2 **арматура запорная:** Краны, задвижки, обратные клапаны, клапаны (вентили) и клапаны отсекатели, устанавливаемые на трубопроводе, отдельных его участках и ответвлениях.

3.3 **байпас:** Обводная линия в обвязке кранового узла для обеспечения возможности перепуска продукта при закрытой запорной арматуре.

3.4 **балластировка трубопровода:** Установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы.

3.5 **воздействие:** Явление, вызывающее внутренние силы в элементе газопровода: изменение температуры стенки трубы, деформация основания, усадка и ползучесть материала, сейсмические и др. явления.

3.6 **внутритрубное устройство; ВТУ:** Очистные, разделительные и диагностические устройства, пропускаемые по трубопроводу в потоке транспортируемого продукта, воды или воздуха.

3.7 **газопровод:** Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

3.8 **газопровод – шлейф:** Трубопровод, предназначенный для транспортирования газа и газового конденсата от скважин (куста скважин) месторождений и подземных хранилищ газа до установок комплексной подготовки газа, установок предварительной подготовки газа, пунктов сбора и от компрессорных станций подземных хранилищ газа до скважин (куста скважин) для закачки газа в пласт.

3.9 **давление:** Механическая величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на внутреннюю (внутреннее давление среды) или наружную (внешнее давление воды, грунта) поверхность трубопровода по нормали к ней.

3.10 **диаметр условный;  $D_y$ :** Установленный нормативами ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр (наружный) трубы.

Примечание - Например, условный – 1200 мм, фактический – 1220 мм.

3.11 **допускаемое напряжение:** Максимальное безопасное напряжение при эксплуатации рассматриваемой конструкции.

3.12 **естественные и искусственные препятствия:** При сооружении тру-

## **Х.ХХХХХ.2010**

бопровода: реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

**3.13 заглубление трубопровода:** Расстояние от верха трубы до поверхности земли.

*Примечание* - При наличии балласта - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

**3.14 защитное покрытие:** Совокупность изоляционных материалов, нанесенных на поверхность металла для защиты от коррозии.

**3.15 испытание на прочность:** Испытание трубопроводов (труб, арматуры, соединительных деталей, узлов и оборудования) внутренним давлением, превышающим рабочее давление, устанавливаемое проектом, с целью подтверждения возможности эксплуатации объекта при рабочем давлении.

**3.16 категория участка трубопровода:** Характеристика опасности участка трубопровода, классифицируемая в зависимости от показателей опасности транспортируемого продукта, технических характеристик трубопровода, плотности населения, антропогенной активности вблизи трубопровода и иных факторов риска.

*Примечание* - Учитывает возможность внешнего повреждения трубопровода и последствия возможных аварий на трубопроводе.

**3.17 кожух защитный:** Конструкция, воспринимающая нагрузки от железнодорожного и автомобильного транспорта на участках переходов трубопроводов и предохраняющая железные и автомобильные дороги от попадания на них транспортируемых продуктов в случае их утечек.

**3.18 коллектор неочищенного газа:** Трубопровод, транспортирующий продукт от пункта сбора или предварительной подготовки до пунктов комплексной подготовки или переработки.

**3.19 компенсатор:** Участок трубопровода специальной конструкции, предназначенный для восприятия температурных деформаций трубопровода за счет своей податливости.

**3.20 кран охранный:** Запорная арматура, устанавливаемая на определенном расстоянии от границ площадок отдельных промысловых сооружений.

**3.21 лупинг:** Трубопровод, проложенный параллельно основному на части его протяженности и соединенный с ним перемычками.

3.22 **нагрузка:** Силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно – деформированного состояния конструкции (трубопровода).

3.23 **нормативный документ:** Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

3.24 **овальность:** Нарушение формы поперечного сечения трубы, характеризующееся ее отклонением от идеально кольцевой.

Примечание - Численно овальность сечения определяется в зависимости от значений наибольшего и наименьшего наружных диаметров в рассматриваемом сечении трубы.

3.25 **ответвление:** Трубопровод, примыкающий к основному трубопроводу посредством тройникового соединения, и предназначенный для отвода части транспортируемого продукта в сторону от основного направления.

3.26 **переход:** Участок трубопровода в месте пересечения естественных и искусственных препятствий.

3.27 **полка:** Строительная полоса на косогорах, устраиваемая путем срезки или подсыпки грунта.

3.28 **предел прочности материала труб [временное сопротивление]:** Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала труб при растяжении.

3.29 **предел текучести материала труб:** Нормативное минимальное значение напряжения, при котором начинается интенсивный рост пластических деформаций при незначительном увеличении нагрузки, при растяжении материала труб.

3.30 **предельное состояние:** Состояние трубопровода, за пределами которого он перестает удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям.

3.31 **приемлемый риск:** Риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений.

3.32 **промысел:** Горный отвод, предоставленный пользователю недр для разработки месторождений нефти, газа, газового конденсата и теплоэнергетических вод, а также для эксплуатации подземных хранилищ газа и продуктов переработки углеводородов, подконтрольный органам Ростехнадзора.

3.33 **рабочее давление:** Наибольшее внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода (нормальное протекание рабочего процесса).

**3.34 работоспособность:** Состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

**3.35 разрушение:** Событие, заключающееся в деформировании, изменении геометрических размеров конструкций или отдельных элементов технологической системы (с возможным разделением их на части) в результате силовых, термических или иных воздействий, сопровождающееся нарушением работоспособности объекта.

**3.36 расчетная схема:** Упрощенное изображение конструкции трубопровода, принимаемое для выполнения расчетов на прочность и устойчивость.

**3.37 расчетное давление:** Максимальное избыточное внутреннее давление, на которое рассчитан трубопровод или его часть в соответствии с нормами.

**П р и м е ч а н и е** - В качестве расчетного давления в промышленных трубопроводах следует принимать:

- для трубопроводов защищенных предохранительным клапаном - давление начала открытия клапана;

- для трубопроводов, не защищенных предохранительным клапаном - максимально возможное давление источника давления (компрессора, насоса, статическое давление на устье скважины и т.д.).

**3.38 расчетный коэффициент:** Число, равное отношению допускаемого напряжения в трубопроводе к пределу текучести или к пределу прочности материала труб.

**П р и м е ч а н и е** – Значение меньше единицы.

**3.39 свеча продувочная:** Устройство для опорожнения участка газопровода между запорной арматурой.

**3.40 система электрохимической защиты:** Составная часть линейной части газопровода, выполняющая следующие основные технологические функции: обеспечение эффективной защиты газопровода от подземной коррозии; контроль эффективности противокоррозионной защиты.

**3.41 случайная нагрузка:** Нагрузка, возникающая с частотой менее  $10^{-4}$  в год на километр газопровода.

**3.42 соединительные детали трубопроводов:** Элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, отклонения от него, изменения его диаметра и др. (отводы, тройники, переходы и др.).

**3.43 статическое давление:** Давление продукта, равное пластовому дав-

лению с учетом гидростатических потерь давления в стволе скважины, которое может возникнуть в шлейфе при длительной остановке (либо при образовании гидратной пробки) и при условии отсутствия предохранительного клапана до запорной арматуры.

**3.44 строительные нагрузки:** Нагрузки, возникающие при строительномонтажных работах и испытаниях трубопроводной системы.

**3.45 талик:** Участок талого грунта трассы трубопровода, расположенный между участками трассы, проходящими в многолетнемерзлых грунтах.

**3.46 толщина стенки минимальная:** Толщина стенки трубы, равная номинальной минус допуск на толщину стенки трубы.

**3.47 толщина стенки номинальная:** Толщина стенки трубы, указанная в стандартах, технических условиях и спецификациях на трубы.

**3.48 толщина стенки расчетная:** Толщина стенки трубы, определяемая расчетом на прочность.

**3.49 трубопровод промышленный:** Трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), прокладываемый между площадками отдельных промышленных сооружений.

**3.50 трасса трубопровода:** Положение оси трубопровода, отвечающее ее положению на местности и определяемое ее проекциями в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

**3.51 узел пуска и приема внутритрубных устройств:** Устройство, устанавливаемое на трубопроводе для введения и вывода из него внутритрубных устройств без остановки транспорта продукта.

**3.52 участок трубопровода:** Часть трубопровода, характеризующаяся постоянностью конструкции и природных условий.

**3.53 участки трубопровода примыкающие:** Участки трубопровода, примыкающие к переходам через железные и автомобильные дороги, и находящиеся в пределах минимальных расстояний, испытываемые на прочность на втором этапе испытаний в три этапа совместно с переходами.

**3.54 устойчивость трубопровода:** Свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

**3.55 факел для сжигания газа:** Сооружение для отведения на безопасное расстояние от зданий и сооружений газа, сжигаемого согласно технологическому регламенту эксплуатации.

3.56 **функциональные нагрузки:** Нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации трубопровода.

## 4 Сокращения

В настоящем своде правил применены следующие сокращения:

ВЛ	-	воздушная линия электропередач;
ВТУ	-	внутритрубное устройства;
ВЭИ	-	вставка электроизолирующая;
ГВВ	-	горизонт высоких вод;
ГИС	-	газоизмерительная станция;
ГКС	-	головная компрессорная станция;
ГНБ	-	горизонтально - направленное бурение;
ГНС	-	головная насосная станция;
ГПЗ	-	газоперерабатывающий завод;
ГРС	-	газораспределительная станция;
ГС	-	головные сооружения;
ДКС	-	дожимная компрессорная станция;
ДНС	-	дожимная насосная станция;
ДПВО	-	дальность распространения токсичных или пожаро- взрывоопасных облаков;
ЗПА	-	здание переключающей арматуры
ЗТВ	-	зона термического влияния (сварного шва);
ИПГ	-	испытание падающим грузом;
КНС	-	кустовая насосная станция;
КИП	-	контрольно – измерительный пункт;
КС	-	компрессорная станция;
КС ПХГ	-	компрессорная станция подземного хранилища газа;
ЛЧ МГ	-	линейная часть магистрального газопровода;
ЛЭП	-	линия электропередач;
МГ	-	магистральный газопровод;
МКЭ	-	метод конечных элементов;
ММГ	-	многолетнемерзлые грунты;
МРЗ	-	максимальное расчетное землетрясение;

НД	-	нормативная документация;
НДС	-	напряженно - деформированное состояние;
НПС	-	насосно-пребрекачивающая станция;
НС	-	насосная станция;
НУЭ	-	нормальные условия эксплуатации;
ПЗ	-	проектное землетрясение;
ППА	-	полимерно-панельное анкерующее устройства;
ПС	-	пункт сбора;
ПХГ	-	подземное хранилище газа;
РДС	-	ручная дуговая сварка;
СДТ	-	соединительные детали трубопроводов;
СПХГ	-	станция подземного хранения газа;
СОГ	-	станция охлаждения газа;
ТУ	-	технические условия;
ТС	-	тройник сварной;
ТШ	-	тройник штампованный;
ТШС	-	тройник штампосварной;
УДЗ	-	установка дренажной защиты;
УКЗ	-	установка катодной защиты;
УКПГ	-	установка комплексной подготовки газа;
УППГ	-	установка предварительной подготовки газа;
УПШ	-	установка подготовки шлама;
ЦПС	-	центральный пункт сбора;
ЭХЗ	-	электрохимическая защита от коррозии.

## 5 Общие положения

5.1 Трубопроводы могут проектироваться подземными, наземными с последующей отсыпкой насыпи или надземными на опорах. Основным видом прокладки трубопроводов должна быть подземная. В районах ММГ допускается надземный тип прокладки трубопроводов, решение принимается на основании технико-экономических расчетов.

5.2 Трубопроводы, транспортирующие одинаковые и различные продукты, могут прокладываться параллельно действующим или проектируемым промысло-

## **Х.ХХХХХ.2010**

вым трубопроводам, в общих коридорах.

5.3 Температура продуктов должна устанавливаться исходя из возможности их транспортирования и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности и устойчивости трубопровода.

5.4 Трубопроводы нефтесбора нефтяных месторождений, а также трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты, нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта, могут выполняться, при соответствующем технико-экономическом обосновании, имеющих внутреннее антикоррозионное покрытие.

5.5 При проектировании трубопроводов следует использовать материалы, изделия и оборудование, прошедшие процедуру эксплуатационных испытаний и разрешенные к применению в установленном порядке.

5.6 При проектировании трубопроводов производственного и хозяйственно-питьевого водоснабжения объектов добычи следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.02-84 [2] и СНиП 3.05.04-85 [3].

5.7 При проектировании трубопроводов для подачи пластовых и сточных вод на кустовые насосные станции систем поддержания пластового давления или закачки в поглощающие горизонты следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.03-85 [4] и СНиП 3.05.04-85 [3].

5.8 При проектировании трубопроводов систем обводнения нефтяных пластов и захоронения пластовых и сточных вод с давлением закачки менее 10 МПа следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.02-84 [2], СНиП 3.05.04-85 [3].

5.9 Проектирование зданий и сооружений расположенных на площадках КС, НС, УКПГ, УППГ и других промысловых объектов следует выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию соответствующих зданий и сооружений, утвержденных в установленном порядке.

5.10 Давление насыщенных паров продукта при установлении рабочего давления трубопровода должно приниматься, исходя из максимально возможной температуры продукта в условиях транспортировки.

При транспортировке нестабильных газонасыщенных жидкостей рабочее давление во всех точках трубопровода должно быть выше давления насыщения транспортируемого продукта не менее чем на 0,5 МПа.

5.11 Защита трубопроводов от внутренней коррозии осуществляется при-

менением ингибиторов, защитными покрытиями внутренней поверхности труб, подготовкой транспортируемого продукта с удалением из него агрессивных составляющих.

## 6 Классификация транспортируемых продуктов

6.1 С точки зрения угрозы людям и другим биологическим объектам природной среды продукты подразделяются на нетоксичные и токсичные. К токсичным продуктам относятся продукты, содержащие токсические компоненты в концентрациях, достаточных, чтобы требовалось, в соответствии с Сан-ПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [5], установление вокруг объектов промысла с выбросом или утечками продукта санитарно-защитных зон и зон санитарных разрывов.

6.2 Исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла, головных сооружений и ПХГ, транспортируемые продукты относятся к одной из категорий, представленных в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Классификация транспортируемых продуктов

Категория продукта	Описание
1	Нестабильные сжиженные углеводородные продукты, которые содержат H <sub>2</sub> S и другие сернистые соединения, имеют давление насыщенных паров по Рейду более 0,0667 МПа и транспортируются в жидком состоянии. К таким продуктам относятся нестабильные газовые конденсаты и сжиженные нефтяные газы
2	Продукты, перечисленные в категории 1, но не содержащие H <sub>2</sub> S и другие сернистые соединения
3	Горючие токсичные продукты, транспортируемые как газы или как двухфазные среды. К таким продуктам относятся природный газ, содержащий H <sub>2</sub> S и другие сернистые соединения
4	Горючие нетоксичные продукты, транспортируемые как газы или как двухфазные среды
5	Нетоксичный природный газ, находящийся в однофазном состоянии при нормальных условиях и условиях транспортировки
6	Горючие и токсичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при нормальных условиях и при условиях транспортировки. К таким продуктам относятся метанол, моноэтиленгликоль, а также нефть и стабильные конденсаты, содержащие H <sub>2</sub> S и другие сернистые соединения
7	Горючие нетоксичные продукты, которые находятся в жидкой фазе при нормальных условиях и при условиях транспортировки, и не содержащие H <sub>2</sub> S и других сернистых соединений. К таким продуктам

## Окончание таблицы 1

Категория продукта	Описание
	относятся товарная нефть и нефтепродукты, а также стабильные конденсаты
8	Негорючие продукты, которые находятся в газообразной фазе при нормальных условиях. К таким продуктам относятся азот и углекислый газ
9	Жидкие нетоксичные и негорючие продукты на водной основе
<p>Примечания</p> <p>1 Под давлением насыщенных паров по Рейду понимается абсолютное давление пара сжиженных углеводородных продуктов при температуре 37,8 °С и соотношении объемов паровой и жидкой фаз 4:1.</p> <p>2 В качестве нормальных условий приняты: давление 760 мм рт. ст. (101325 кПа) и температура 20 °С.</p> <p>3 Другие неупомянутые газы или жидкости относятся к одной из вышеперечисленных категорий, наиболее близкой по потенциальной опасности. Если категория не ясна, принимается более опасная.</p> <p>4 Дополнительным критерием классификации двухфазных продуктов, транспортируемых в жидком состоянии, служит соотношение газового фактора транспортируемого продукта при нормальных условиях и его нормируемого значения равного 300 м<sup>3</sup>/т. Например, газонасыщенная нефть с газовым фактором 300 м<sup>3</sup>/т и более относится к категории 1 или 2 (в зависимости от того, содержит ли она H<sub>2</sub>S и другие сернистые соединения), а газонасыщенная нефть с газовым фактором менее 300 м<sup>3</sup>/т – к категории 6 или 7 (в зависимости от того, содержит ли она H<sub>2</sub>S и другие сернистые соединения).</p>	

6.3 Продукты, содержащие сероводород, с точки зрения стойкости трубопроводов к сульфидно-коррозионному растрескиванию подразделяются на среды с низким, средним и высоким содержанием сероводорода, в соответствии с таблицей 2.

Т а б л и ц а 2 - Классификация продуктов по содержанию сероводорода

Содержание сероводорода	Парциальное давление сероводорода
Низкое	300 Па – 15 000 Па включ.
Среднее	Свыше 15 000 Па – 1.5 МПа включ.
Высокое	Свыше 1.5 МПа
<p>Примечание - Парциальное давление сероводорода определяется:</p> <p>- в газовой среде – по формуле</p> $P_{H_2S} = P C_{H_2S} / 100,$ <p>где <math>P</math> - общее давление газа, МПа, <math>C_{H_2S}</math> - содержание в газе сероводорода в объемных или мольных процентах;</p> <p>- для жидкостей - при давлении, соответствующем растворимости сероводорода в количестве, содержащемся в жидкости.</p>	

## 7 Классы промысловых трубопроводов и категории их участков

### 7.1 Классы и категории трубопроводов. Категории участков

7.1.1 Трубопроводы для транспорта газа газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений и ПХГ, а также нефтяного газа в зависимости от рабочего давления подразделяются на четыре класса:

- I класс - при рабочем давлении свыше 20 до 32 МПа включительно;
- II класс - при рабочем давлении свыше 10 до 20 МПа включительно;
- III класс - при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;
- IV класс - при рабочем давлении до 2,5 МПа включительно.

7.1.2 Трубопроводы для транспорта нестабильного конденсата (в том числе и в смеси с нефтью) в зависимости от диаметра подразделяются на три класса:

- I класс - трубопроводы условным диаметром свыше 300 до 500 мм включительно;
- II класс - трубопроводы условным диаметром свыше 150 до 300 мм включительно;
- III класс - трубопроводы условным диаметром менее 150 мм.

П р и м е ч а н и е – Использование трубопроводов диаметром свыше 500 мм для транспорта нестабильного конденсата возможно при соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности.

7.1.3 Трубопроводы для транспорта нефти, нефтепродуктов и других жидких продуктов нефтяных и газонефтяных месторождений, а также стабильного газового конденсата газоконденсатных месторождений, в зависимости от диаметра подразделяются на три класса:

- I класс - трубопроводы условным диаметром 600 мм и более;
- II класс - трубопроводы условным диаметром менее 600 до 300 мм включительно;
- III класс - трубопроводы условным диаметром менее 300 мм.

7.1.4 Промысловые трубопроводы в зависимости от их назначения подразделяются на категории в соответствии с таблицей 3:

- С - «средняя»;
- Н – «нормальная».

## Х.ХХХХХ.2010

7.1.5 Участки трубопроводов в зависимости от их характеристик (условий прокладки), категории транспортируемого продукта по таблице 1, а также категории трубопровода по таблице 3, подразделяются на категории:

- В - «высокая»;
- С - «средняя»;
- Н – «нормальная».

Назначать категории участков следует в соответствии с таблицей 4 (для трубопроводов, транспортирующих нетоксичные продукты) и таблицей 5 (для трубопроводов, транспортирующих токсичные продукты).

Т а б л и ц а 3 – Категории трубопроводов в зависимости от их назначения

Назначение трубопровода	Категория трубопровода
Метанолопроводы; Трубопроводы, транспортирующие вредные среды; Трубопроводы, транспортирующие среды с парциальным давлением сероводорода более 300 Па; Трубопроводы нестабильного конденсата и сжиженных нефтяных газов; Ингибиторопроводы; Газопроводы-шлейфы I, II и III классов; Коллекторы неочищенного газа I, II и III классов; Нефтегазопроводы I класса с газовым фактором 300 м <sup>3</sup> /т и более; Трубопроводы систем заводнения, транспортирующие пластовые и сточные воды с давлением 10 МПа и более; Трубопроводы систем увеличения нефтеотдачи пластов с давлением 10 МПа и выше	С
Выкидные трубопроводы нефтяных скважин; Нефтегазопроводы I класса с газовым фактором менее 300 м <sup>3</sup> /т, нефтегазопроводы II и III классов, независимо от газового фактора; Газопроводы-шлейфы IV класса; Коллекторы неочищенного газа IV класса; Трубопроводы систем заводнения, транспортирующих пресную воду, и транспортирующих пластовые и сточные воды с давлением менее 10 МПа; Нефтепроводы.	Н
Примечания 1 Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения многолетнемерзлых грунтов, теряющих при оттаивании несущую способность (с относительной просадочностью более 0,1) принимаются категории С. 2 Для трубопроводов, транспортирующих среды с парциальным давлением сероводорода 300 Па и менее, категория назначается так же, как для трубопроводов со средами, не содержащими сероводорода.	

7.1.6 При чередовании участков трубопроводов различных категорий по трассе протяженностью до 300 м на всем участке чередования допускается принимать более высокую категорию из них.

7.1.7 Типы болот в таблицах 4 и 5 принимаются в зависимости от характера передвижения по ним строительной техники:

- первый тип (I) - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02-0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа;

- второй тип (II) - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;

- третий тип (III) - болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

**П р и м е ч а н и е** - Болото – избыточно увлажненный участок земли, на котором происходит накопление неразложившегося органического вещества, превращающегося в дальнейшем в торф. В более узком понимании болото отождествляют с торфяником – избыточно увлажненным участком земли, покрытым слоем торфа глубиной не менее 30 см (в неосушенном виде). Избыточно увлажненные участки земли, не имеющие торфа или покрытые слоем торфа менее 30 см, называются заболоченными землями.

**Т а б л и ц а 4** – Категории участков трубопроводов, транспортирующих нетоксичные продукты

Характеристика участка трубопровода	категория продукта					
	2	4, 5	7	8, 9		
	при категории трубопровода:					
	С	С	Н	С	Н	Н
1 Переходы через водные преграды:						
1.1 Шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды).	В	В	С	В	С	С
1.2 Шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые без помощи подводно-технических средств, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды).	В	В	С	В	С	С

Характеристика участка трубопровода	категория продукта					
	2	4, 5	7	8, 9		
	при категории трубопровода:					
	С	С	Н	С	Н	Н
1.3 Горные потоки (реки) при подземной прокладке и поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности.	В	В	С	В	С	С
1.4 Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности.	С	С	С	С	С	С
2 Переходы через болота:						
2.1 Тип II.	С	С	С	С	С	С
2.2 Тип III.	В	В	С	В	С	С
3 Переходы через:						
3.1 Железные дороги общей сети (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 50 м от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотливного сооружения дороги.	В	В	В	В	С	С
Автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям I-а, I-б, II, III категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.						
3.2 Железные дороги промышленного железнодорожного транспорта (внешние, внутренние железнодорожные пути), включая участки по обе стороны дороги длиной 50 м каждый от осей крайних путей	С	С	С	С	С	Н
Автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги:						
- автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий;						
- внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий;						
- внутрихозяйственные автомобильные дороги в сельскохозяйственных предприятиях и организациях 1-с категории						

Продолжение таблицы 4

Характеристика участка трубопровода	категория продукта					
	2	4, 5	7	8, 9		
	при категории трубопровода:					
	С	С	Н	С	Н	Н
4 Участки трубопроводов, примыкающие к переходам через все железные и категорированные автомобильные дороги, в пределах расстояний, указанных в разделе 7.2	С	С	С	С	С	Н
5 Трубопроводы, прокладываемые в слабо связанных барханных песках в условиях пустынь; участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения; газопроводы на длине 250 м от и гребенок подводных переходов, подключения трубопроводов друг к другу и участки от охранных кранов до площадок УКПГ, УППГ, ДКС, КС ПХГ	С	С	С	С	С	Н
6 Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	В	С	С	С	С	Н
7 Участки трубопроводов, транспортирующие продукты в жидкой фазе, расположенные выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до: - 300 м – при диаметре труб 700 мм и менее; - 500 м – при диаметре труб до 1000 мм включительно; - 1000 м – при диаметре труб более 1000 мм	В	-	-	В	С	Н
8 Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые грунты и нефтепроводы, нефтегазопроводы, конденсатопроводы, выкидные трубопроводы нефтяных скважин, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение	С	С	С	С	С	Н
9 Узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям. Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС в пределах 250 м от ограждения.	В	В	С	С	С	Н
10 Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.	В	С	С	С	С	Н

Характеристика участка трубопровода	категория продукта					
	2	4, 5	7	8, 9		
	при категории трубопровода:					
	С	С	Н	С	Н	Н
11 Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в позиции 14 таблицы 6, с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более.	С	С	С	С	С	Н
12 Участки трубопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома.	В	В	В	В	В	С
13 Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, а также трубопроводы, прокладываемые в сильнозасоленных нтах.	С	С	С	С	С	С
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Участки трубопроводов, не указанные в таблице 4, следует отнести к категории Н.</p> <p>2 Указанные категории участков следует принимать независимо от вида прокладки (подземная, наземная, надземная).</p> <p>3 Категории участков трубопроводов надземной прокладки могут быть приняты при соответствующем обосновании категории не ниже С в зависимости от конкретных природно-климатических условий и свойств грунтов оснований.</p> <p>4. Типы болот следует принимать в соответствии с 7.1.7.</p> <p>5 Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося трубопровода, эксплуатирующей 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.</p> <p>6 Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с позицией 3 таблицы.</p> <p>7 Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению водохранилищем, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.</p> <p>8 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 1.3 и 1.4 для газопроводов на поймах необязательно.</p> <p>9 В местах пересечения трубопроводов с ВЛ 110 кВ и более должна предусматриваться, как правило, только подземная прокладка под углом не менее 60°.</p> <p>10 Участки трубопроводов одного или различного назначения, прокладываемые при одновременном строительстве совместно в одной траншее, в одной насыпи (при наземной прокладке) или на общих опорах (на эстакаде) следует принимать не ниже категории «С».</p>						

## Т а б л и ц а 5 – Категории участков трубопроводов, транспортирующих токсичные продукты

Характеристика участка трубопровода	Категория продукта	
	1, 3	6
<p>1 Переходы через водные преграды:</p> <p>1.1 Шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды).</p> <p>1.2 Шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые без помощи подводно-технических средств, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды).</p> <p>1.3 Горные потоки (реки) при подземной прокладке и поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности.</p> <p>1.4 Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности.</p>	В	В
<p>2 Переходы через болота:</p> <p>2.1 Тип II.</p> <p>2.2 Тип III.</p>	С	С
<p>3 Переходы через железные и автомобильные дороги:</p> <p>3.1 Железные дороги общей сети (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 50 м от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотливного сооружения дороги.</p> <p>Автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям I-а, I-б, II, III категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.</p> <p>3.2 Железные дороги промышленного железнодорожного транспорта (внешние, внутренние железнодорожные пути), включая участки по обе стороны дороги длиной 50 м каждый от осей крайних путей.</p> <p>Автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий;</li> <li>- внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий;</li> <li>- внутрихозяйственные автомобильные дороги в сельскохозяйственных предприятиях и организациях 1-с категории</li> </ul>	В	В
<p>4 Участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в 7.2, примыкающие к переходам через все железные и категорированные автомобильные дороги</p>	С	С
<p>5 Трубопроводы, прокладываемые в слабо связанных барханных песках в условиях пустынь; участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения; газопроводы на длине 250 м от и гребенок подводных переходов, подключения трубопроводов друг к другу и участки от охранных кранов до площадок УКПГ, УППГ, ДКС, КС ПХГ</p>	В	В

## Продолжение таблицы 5

Характеристика участка трубопровода	Категория продукта	
	1, 3	6
6 Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	С	С
7 Участки трубопроводов, расположенные выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до: - 300 м – при диаметре труб 700 мм и менее; - 500 м – при диаметре труб до 1000 мм включительно; - 1000 м – при диаметре труб более 1000 мм	В	В
8 Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые нты и нефтепроводы, нефтегазопроводы, конденсатопроводы, выкидные трубопроводы нефтяных скважин, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение	С	С
9 Узлы пуска и приема очистных устройств, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям, подверженным карстовым явлениям. Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения и узлы линейной запорной арматуры.	В	В
10 Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.	С	С
11 Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в позиции 14 таблицы 6, с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более.	С	С
12 Участки трубопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома	В	В
13 Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, а также трубопроводы, прокладываемые в сильнозасоленных нтах	С	С
<p>Примечания</p> <p>1 Для трубопроводов, транспортирующих токсичные продукты, категория участка Н не применяется.</p> <p>2 Указанные категории участков следует принимать независимо от вида прокладки (подземная, наземная, надземная).</p> <p>3 Категории участков трубопроводов надземной прокладки могут быть приняты при соответствующем обосновании категории не ниже С в зависимости от конкретных природно-климатических условий и свойств грунтов оснований.</p> <p>4 Типы болот следует принимать в соответствии с 7.1.7.</p> <p>5 Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося трубопровода, эксплуатирующей 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.</p> <p>6 Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами подлежат реконструкции в соответствии с позицией 3 таблицы.</p>		

## Окончание таблицы 5

Характеристика участка трубопровода	Категория продукта	
	1, 3	6
<p>7 Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению водохранилищем, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.</p> <p>8 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 1.3 и 1.4 для газопроводов на поймах необязательно.</p> <p>9 В местах пересечения трубопроводов с ВЛ 110 кВ и более предусматривают, как правило, только подземная прокладка под углом не менее 60°.</p>		

## 7.2 Минимальные расстояния от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до трубопроводов

7.2.1 В пределах настоящего подраздела в целях упрощения изложения условно приняты следующие наименования трубопроводов:

- «газопроводы» – трубопроводы, определенные в 7.1.1;
- «конденсатопроводы» – трубопроводы, определенные в 7.1.2;
- «нефтепроводы» - трубопроводы, определенные в 7.1.3.

Также в целях упрощения изложения под понятием «объекты» в данном разделе будут пониматься территории населенных пунктов и предприятий, а также инфраструктурные объекты различного назначения, в том числе объекты транспортных и инженерных сетей, здания и сооружения.

7.2.2 Основные объекты, располагаемые вблизи трассы трубопровода, разделены на группы «А» - «М» (принадлежность к той или иной группе указана в позициях 1 - 11 таблицы 6) по следующему принципу:

- к группе «А» относятся территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения. Для этой группы наиболее значимым фактором негативного влияния трубопровода является возможная гибель людей при аварии на трубопроводе;
- к группе «Б» относятся объекты массового пребывания людей, наиболее значимый фактор негативного влияния трубопровода – гибель людей при аварии;
- к группам «В» - «М» относятся объекты, для которых наиболее значимым фактором является возможность серьезного их повреждения (уничтожения) при аварии на трубопроводе или наоборот, аварии на этих объектах могут повредить (уничтожить) участок или объекты трубопровода.

Т а б л и ц а 6 – Минимальные расстояния от трубопроводов до объектов, зданий и сооружений

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV			класса		
	условным диаметром, мм								
	Lbas								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
1 Группа «А»: <ul style="list-style-type: none"> <li>- города и другие населенные пункты;</li> <li>- коллективные сады с садовыми домиками более 50 штук, дачные поселки;</li> <li>- отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия с численностью работающих свыше 50 человек;</li> <li>- тепличные комбинаты и хозяйства;</li> <li>- птицефабрики; молокозаводы;</li> <li>- карьеры разработки полезных ископаемых;</li> <li>- гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20;</li> <li>- отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.) с максимальной численностью менее 100 человек;</li> <li>- вахтовые жилые комплексы;</li> <li>- отдельные жилые здания.</li> </ul>	$\frac{100}{200}$	$\frac{150}{300}$	$\frac{200}{400}$	$\frac{350}{700}$	$\frac{75}{150}$	$\frac{125}{250}$	$\frac{150}{\text{ДПВО}}$	$\frac{100}{\text{ДПВО}}$	$\frac{75}{\text{ДПВО}}$

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	L <sub>bas</sub>								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
2 Группа «Б»: - железнодорожные и автобусные станции; - аэропорты; - морские и речные порты и пристани; - мосты железных дорог общего пользования, автомобильных дорог общего пользования I-а, I-б, II и III категорий и подъездных дорог к промышленным предприятиям, внутренних автомобильных дорог промышленных предприятий и организаций I-в, II-в и I-к, II-к категорий с пролетом свыше 20 м, трубопроводы (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); - отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.) с численностью более 100 человек.	<u>120</u> 240	<u>180</u> 360	<u>240</u> 480	<u>420</u> 840	<u>75</u> 100	<u>100</u> 150	<u>180</u> ДПВО	<u>120</u> ДПВО	<u>90</u> ДПВО

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм								
	L <sub>bas</sub>								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
3 Группа «В»: - гидроэлектростанции; - гидротехнические сооружения морского и речно- го транспорта I-IV классов; - очистные сооружения и насосные станции водо- проводные, не относящиеся к магистральному тру- бопроводу; - железные дороги общего пользования (на пере- гонах); - автомобильные дороги общего пользования I-а, I- б, II и III категорий и подъездные дороги к промыш- ленным предприятиям; - склады легковоспламеняющихся и горючих жид- костей и газов с объемом хранения свыше 1000 м <sup>3</sup> ; - территории КС, УКПГ, СПХГ и ГРС, поставляющих газ в тупиковую распределительную сеть; - административно-хозяйственные блоки газовых и нефтяных промыслов	<u>75</u> 150	<u>125</u> 250	<u>150</u> 300	<u>250</u> 500	<u>20</u> 40	<u>50</u> 100	<u>150</u> ДПВО	<u>100</u> ДПВО	<u>75</u> ДПВО

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV			класса		
	условным диаметром, мм								
	L <sub>bas</sub>								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
<ul style="list-style-type: none"> <li>- автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов;</li> <li>- мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Минкомсвязи России и других ведомств;</li> <li>- телевизионные башни;</li> <li>- отдельно стоящие жилые здания одно-, двух-этажные, садовые домики, дачи, сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота.</li> </ul>									
4 Группа «Г»: - мосты железных дорог промышленного железнодорожного транспорта (внешних и внутренних), автомобильных дорог общего пользования III, IV и V категорий и подъездных дорог к промышленным предприятиям, внутренних автомобильных дорог промышленных предприятий и организаций III-в,	<u>30</u> 60	<u>50</u> 100	<u>100</u> 200	<u>200</u> 400	<u>75</u> 150	<u>125</u> 250	<u>75</u> ДПВО	<u>50</u> ДПВО	<u>30</u> ДПВО

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	Lbas								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
IV-в и III-к, IV-к категорий с пролетом свыше 20 м, путепроводы (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); - от отсыпки кустов бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; - канализационные сооружения; вертодромы с парком вертолетов численностью до 10.									
5 Группа «Д»: - железнодорожные сливноналивные устройства - железные дороги промышленного железнодорожного транспорта (внешние); - автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий; - внутрихозяйственные автомобильные дороги в сельскохозяйственных предприятиях и организациях 1-с категории.	$\frac{50}{50}$	$\frac{75}{75}$	$\frac{75}{75}$	$\frac{75}{75}$	$\frac{15}{15}$	$\frac{15}{15}$	$\frac{75}{\text{ДПВО}}$	$\frac{50}{\text{ДПВО}}$	$\frac{30}{\text{ДПВО}}$

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	L <sub>bas</sub>								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
6 Группа «Е»: - территории групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), промысловых установок очистки и осушки газа; - территории ГРС, поставляющих газ в кольцевую распределительную сеть, газорегуляторных пунктов (ГРП), в том числе шкафного типа - (ШРП), газорегуляторных установок (ГРУ); - земляной амбар для сбора конденсата при очистке полости трубопровода; - открытые емкости для парафина, нефтеловушки, отстойные пруды и др.; - насосные станции водоснабжения, очистные сооружения, кустовые насосные станции для поддержания пластового давления, градирни, котельные и др.; - вспомогательные и производственные здания категории Д;	30	30	30	30	30	30	30	30	30

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	L <sub>bas</sub>								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- здания и сооружения линейной службы эксплуата- ции;</li> <li>- вертолетные посадочные площадки без базиро- вания на них вертолетов;</li> <li>- закрытые подземные емкости для хранения и раз- газирования конденсата при узлах пуска и приема очистных устройств, кроме изготавливаемых из труб конденсатоприемников, входящих в состав узлов, для которых расстояние определяется конструктив- но;</li> <li>- горизонтальное факельное устройство;</li> <li>- автоматизированные электростанции с термо- электрогенераторами.</li> </ul>									
7 Группа «Ж»: <ul style="list-style-type: none"> <li>- кабели междугородной связи и силовые электро- кабели;</li> <li>- мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопрово- дов, термоэлектрогенераторы;</li> </ul>	15	15	15	15	15	15	15	15	15

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV			класса		
	условным диаметром, мм								
	Lbas								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
<ul style="list-style-type: none"> <li>- пункты редуцирования для газоснабжения термо-электрогенераторов;</li> <li>- сепарационные установки, нефтяные насосные станции, газозамерные газорегулировочные пункты, установки предварительного сброса пластовой воды и др</li> <li>- необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах;</li> <li>- сооружения электроснабжения, связи, телемеханики и автоматики, предназначенные для обслуживания трубопровода</li> </ul>									
8 Группа «И»: притрассовые постоянные дороги, предназначенные для обслуживания трубопроводов.	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	L <sub>бас</sub>								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
9 Группа «К»: железные дороги промышленного железнодорожного транспорта (внутренние)	12	12	15	20	9	9	15	15	15
10 Группа «Л»: - внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий; - подъезды на территории нефтяных и газовых месторождений	15	15	20	20	9	9	10	10	10
11 Группа «М»: резервуары конденсата, гликолей, метанола, этиломинов и других горючих жидкостей	75	100	125	150	50	75	30	25	25

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	L <sub>bas</sub>								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
12 Объекты: - магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; - водозаборные сооружения и станции оросительных систем	Согласно требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 [5]								
13 Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов	В соответствии с требованиями специальных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, и по согласованию с органами государственного надзора, министерствами и ведомствами, в ведении которых находятся указанные объекты								

Продолжение таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV					
	условным диаметром, мм						класса		
	Lbas								
300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III	
<p>14 Объекты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод;</li> <li>- воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы;</li> <li>- опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом;</li> <li>- открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более</li> </ul>	В соответствии с требованиями 2.5 ПУЭ [7]								
<p>Примечания</p> <p>1 Расстояния указанные над чертой, относятся к трубопроводам, транспортирующим нетоксичные продукты; под чертой – токсичные продукты.</p> <p>2 Расстояния, указанные в таблице, следует принимать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты на расчетный срок 20 – 25 лет;</li> <li>- для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ отведенных им территорий с учетом их развития;</li> </ul>									

Окончание таблицы 6

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния от оси трубопровода, м								
	газопроводы						нефтепроводы и кон- денсатопроводы		
	класса								
	III			IV			класса		
	условным диаметром, мм								
	Lbas								
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1400	300 и менее	свыше 300 до 1400	I	II	III
<p>- для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны газопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги;</p> <p>- для автомобильных дорог - от подошвы насыпи земляного полотна;</p> <p>- для всех мостов – от подошвы конусов;</p> <p>- для отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей.</p> <p>3 Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.</p> <p>4 Для объектов группы «А» минимальные расстояния можно уменьшить на 20 % в случае, если количество людей попадающих в пределы зоны, ограниченной минимальным расстоянием, составляет менее 10 человек.</p> <p>5 Минимальные расстояния от оси трубопроводов до мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такими же, как и до дорог, составной частью которых они являются.</p> <p>6 Минимальные расстояния от оси трубопроводов до объектов, зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в позициях 1-4, следует принимать увеличенными в 1,5 раза. Данное требование относится к участкам надземной прокладки протяженностью свыше 150 м.</p> <p>7 Расстояния до объектов, отсутствующих в данной таблице, следует принимать по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора и заинтересованными организациями.</p> <p>8 Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог допускается сокращать на 30 % без повышения категории участка газопровода.</p> <p>9 Объекты газопроводов и продуктопроводов, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.</p> <p>10 Расстояния до железных и автомобильных дорог, а также до мостов и путепроводов на дорогах указаны для трубопроводов, прокладываемых параллельно дорогам.</p>									

7.2.3 При назначении минимальных расстояний по группам объектов в таблице 6 учитывались следующие особенности объектов:

- объекты, минимальные расстояния от которых устанавливаются данным документом в зависимости от технических характеристик трубопровода (диаметр, рабочее давление) и свойств транспортируемого продукта;
- объекты, минимальные расстояния от которых устанавливаются данным документом вне зависимости от технических характеристик трубопровода;
- объекты, минимальные расстояния от которых регламентируются нормативными документами, обеспечивающими на обязательной или добровольной основе выполнение требований технических регламентов.

7.2.4 Расстояние от объекта до оси подземного трубопровода должно приниматься в зависимости от назначения объекта, присутствия на нем людей, класса и технических характеристик трубопровода, транспортируемого продукта и иных факторов. В случае если расстояние равно или превышает значение минимального, определенного в соответствии с требованиями данного раздела, то считается, что проектные решения соответствуют требованиям безопасности к техногенному воздействию трубопровода на объект (для некоторых случаев техногенного воздействия объекта на трубопровод). В противном случае проектные мероприятия по обеспечению безопасности объектов относительно техногенного воздействия трубопровода (для некоторых случаев - воздействия объекта на трубопровод) должны обеспечиваться иным способом.

7.2.5 Минимальные расстояния от объектов до оси газопроводов III и IV классов следует принимать по таблице 6.

7.2.6 Минимальные расстояния  $L$ , м, от объектов групп «А» - «Д» до оси газопроводов I и II классов (см. позиции 1 – 5 таблицы 6) следует вычислять по формулам

$$L = \sqrt{\frac{p}{10}} L_{bas}, \quad (7.1)$$

$$L \geq 20 \text{ м}, \quad (7.2)$$

где  $p$  - рабочее давление в газопроводе, МПа;

$L_{bas}$  - базисное значение минимального расстояния, принимаемое в зависимости от диаметра для газопроводов III класса таблицы 6.

При определении минимального расстояния по формуле (7.1) полученное

значение следует округлить в большую сторону с точностью до 5 м.

7.2.7 Минимальные расстояния от объектов групп «Е» - «М» и объектов позиций 6 – 14 таблицы 6 до оси газопроводов I и II классов, следует принимать по таблицы 6, как для газопроводов класса III независимо от уровня рабочего давления.

7.2.8 Минимальные расстояния от объектов до нефтепроводов и конденсатопроводов следует принимать в соответствии с таблицей 6 в зависимости от класса трубопровода.

7.2.9 Минимальные расстояния от объектов групп «А» - «Д» (см. позиции 1 - 5 таблицы 6) следует принимать до нефтепроводов и конденсатопроводов:

- транспортирующих продукты категорий 4, 5, 7 – 9, а также метанол и ингибиторы: по значениям, указанным над чертой;
- транспортирующих продукты категорий 1 - 3 и 6: из условия исключения попадания этих объектов, зданий, сооружений в пределы расчетных значений ДПВО паров транспортируемого в жидком виде продукта.

Расчетные значения ДПВО должны определяться на основании разрешенных в установленном порядке для применения методик. Принимаемые по ДПВО расстояния должны быть не менее соответствующих значений, указанных над чертой.

7.2.10 Минимальные расстояния от объектов групп «Е» - «М» и других объектов в соответствии с позициями 6 – 14 таблицы 6 до нефтепроводов и конденсатопроводов следует принимать независимо от категории транспортируемого продукта.

7.2.11 Указанные в таблице 6 расстояния относятся к случаю размещения трубопроводов нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов на отметках земли на уровне или ниже объектов, а на переходах через водные преграды – ниже по течению от объектов и сооружений.

7.2.12 При необходимости размещения трубопроводов нефти и нефтепродуктов на отметках земли выше объектов, к приведенным в таблице 6 минимальным расстояниям, исходя из местных условий и норм технологического проектирования, должны быть предусмотрены дополнительные проектные решения по обеспечению безопасности объектов, в том числе за счет:

- увеличения минимальных расстояний;
- устройства отводных канав, защитных экранов и других технических сооружений;

## **X.XXXXX.2010**

- установки дополнительных датчиков (устройств) обнаружения утечек транспортируемого продукта и запорных устройств с дистанционным управлением, отключающих аварийные участки трубопровода в случае утечек продукта;
- прокладки трубопровода в кожухе и др.

7.2.13 Угол подхода газопроводов к площадкам ДКС, СОГ, УКПГ (между осью газопровода и ограждением площадок) следует принимать, как правило, 90°, но не менее 60°.

## **8 Основные требования к трассам трубопроводов**

8.1 Выбор трассы трубопроводов должен производиться на основе вариантной оценки технической и экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов.

При выборе трассы трубопроводов должна учитываться возможность применения эффективных и высокопроизводительных методов производства строительномонтажных работ.

8.2 Прокладка промышленных трубопроводов по территориям вахтовых жилых комплексов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов не допускается.

8.3 При подземной, наземной и надземной прокладке, при взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над нефтепроводами, конденсатопроводами, продуктопроводами и другими трубопроводами, транспортирующими жидкие продукты. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования в проекте должны быть разработаны мероприятия по обеспечению надежности выбранного варианта пересечения.

### **8.4 Расстояния между параллельными трубопроводами**

8.4.1 Расстояния между параллельными трубопроводами должны приниматься из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового, безопасности при проведении работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в таблице 7.

#### **Примечания**

1 Расстояние между группой действующих трубопроводов, проложенных в одной траншее,

и одиночным строящимся трубопроводом, или наоборот, следует принимать по таблице 7, как между осями крайнего трубопровода в группе и одиночного трубопровода.

2 Требования таблицы 7 распространяются также на параллельно прокладываемые наземные трубопроводы (в общей насыпи) и надземные трубопроводы на общих опорах (эстакадах). В этом случае расстояния принимаются между осями крайних трубопроводов смежных насыпей, эстакад по диаметру трубопровода, который является максимальным в смежных насыпях, эстакадах.

3 При прокладке промысловых трубопроводов параллельно магистральным трубопроводам расстояния между ними должны приниматься:

- в случае прохождения магистрального трубопровода по территории промысла (горного отвода) – по настоящему своду правил (в пределах границ промысла);
- в остальных случаях - по нормам проектирования магистральных трубопроводов.

**Т а б л и ц а 7 – Минимальные расстояния между строящимися и действующими трубопроводами при параллельной прокладке**

Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями трубопроводов, м
до 150 включ.	5
свыше 150 до 300 включ.	8
свыше 300 до 600 включ.	11
свыше 600 до 1400 включ.	14
Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями трубопроводов, м
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Указанные расстояния принимаются независимо от способа прокладки трубопроводов. Для параллельных трубопроводов надземной прокладки указанные расстояния могут быть увеличены при соответствующем обосновании в зависимости от конкретных природно-климатических условий и свойств грунтов оснований.</p> <p>2 При параллельной прокладке трубопроводов различных диаметров расстояние принимается по большему диаметру.</p> <p>3 При прокладке на многолетнемерзлых грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность, или с относительной просадочностью <math>&gt; 0,1</math> указанные расстояния применяются только при условии транспорта продукта с охлаждением до отрицательных температур или при обеспечении фиксации положения оси проектируемого трубопровода при помощи специальных устройств. В противном случае указанные расстояния следует увеличить не менее чем в два раза.</p>	

8.4.2 Проектируемый трубопровод, прокладываемый параллельно действующему, следует располагать, при возможности, с одной стороны от существующего.

8.5 Допускается совместная в одной траншее или на общих опорах (эстакадах) прокладка трубопроводов одного или различного назначения. Количество трубопроводов, укладываемых в одну траншею или на общих опорах, определя-

## **Х.ХХХХХ.2010**

ется проектом исходя из условий надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительного-монтажных и ремонтных работ. В целях использования несущей способности газопроводов допускается закрепление на них ингибиторопроводов диаметром не более Ду100, с обязательной проверкой расчетом газопроводов на допустимый прогиб.

8.6 Расстояние в свету между трубопроводами, укладываемыми в одной траншее или на общих опорах (эстакаде) должно определяться проектом из условий обеспечения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительного-монтажных и ремонтных работ.

8.7 Расстояние в свету между трубопроводами в одной траншее должно быть не менее 500 мм для трубопроводов Ду $\leq$ 300 и не менее двух диаметров (с учетом возможного слоя теплоизоляции) для трубопроводов Ду 400 и более.

8.8 Расстояние в свету между укладываемыми на общих опорах (эстакаде) трубопроводами должно быть не менее 500 мм и не менее диаметра трубопровода. В этом случае под диаметром трубопровода понимается наружный диаметр большего трубопровода (при прокладке трубопроводов различных диаметров) с учетом возможного слоя теплоизоляции.

8.9 При выборе трасс трубопроводов необходимо учитывать перспективное развитие месторождения, условия строительства и обслуживания трубопроводов в период его эксплуатации (существующие, строящиеся и проектируемые здания и сооружения, мелиорация, ирригация пустынных и других районов и т.д.).

8.10 Взаимные пересечения трубопроводов, а также пересечения трубопроводов с кабелями и кабельными каналами должны выполняться под углом не менее 60° независимо от способов их прокладки трубопроводов.

## **9 Конструктивные требования к трубопроводам**

### **9.1 Общие требования**

9.1.1 Диаметр трубопровода следует определять на основании гидравлического расчета.

9.1.2 Способ прокладки трубопроводов подземным, наземным или надземным на опорах.

9.1.3 Толщины стенок труб и соединительных деталей следует определять по расчету в соответствии с требованиями 12.2.

9.1.4 Применяемые для трубопроводов трубы, СДТ, сварные соединения, материалы для балластирования и закрепления трубопроводов, теплоизоляционные материалы должны соответствовать требованиям раздела 14.

9.1.5 Требования к защитным покрытиям трубопроводов и к системе ЭХЗ должны определяться в соответствии с разделом 15.

9.1.6 В трубопроводах соединение труб между собой и с СДТ производится при помощи сварки. Применение фланцевых соединений допускается только для подключения трубопроводов к оборудованию запорно-регулирующей арматуре и контрольно – измерительным приборам.

Не допускается непосредственная приварка к трубопроводам усиливающих элементов. Узлы, в состав которых входят трубы (или соединительные детали) и другие стальные конструкции, должны быть заводского изготовления.

9.1.7 В трубопроводах следует применять стальную запорно-регулирующую арматуру приварную. Для надземного способа прокладки допускается применение фланцевой арматуры.

9.1.8 Допустимые радиусы изгиба 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 действия внутреннего давления и изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации. Отводы для участков трубопроводов, где предусматривается пропуск ВТУ, должны иметь радиус изгиба не менее  $5 D$ .

9.1.9 Необходимость установки узлов пуска и приема ВТУ определяется заданием на проектирование. Конструкция узлов пуска и приема ВТУ определяется проектом. Места установки узлов пуска и приема ВТУ должны быть ограждены, к ним должен быть обеспечен подъезд автотранспорту.

Все элементы трубопроводов в пределах одного участка, по которому предусмотрено прохождение ВТУ, должны быть равнопроходными (трубы, линейная арматура, камера пуска и приема ВТУ).

9.1.10 При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет свыше 0,3 диаметра основного газопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания ВТУ в ответвление.

9.1.11 Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования про-

## **X.XXXXX.2010**

дуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл и сварные соединения труб и арматуру, должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие защиту трубопроводов от коррозионного воздействия или сероводородного растрескивания.

Монтажные сварные соединения трубопроводов, транспортирующих среды, содержащие сероводород, должны подвергаться снятию сварочных напряжений путем термической обработки швов.

9.1.12 В местах подключения трубопроводов к существующим или проектируемым трубопроводам, около узлов пуска и приема ВТУ, в местах установки перемычек, на подходах шлейфов к скважинам и УППГ, УКПГ, СПХГ, ДНС, ЦПС, на переходах через естественные и искусственные препятствия и в других случаях, где возможны значительные перемещения трубопроводов, следует определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Величина продольных перемещений как воздействие должна учитываться при расчете указанных выше конструктивных элементов, присоединяемых к трубопроводу.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопроводов и усилий от трубопроводов на примыкающие к ним узлы и конструктивные элементы следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых или закрытых компенсаторов, неподвижных опор, установку компенсаторов-упоров и т.д.

9.1.13 При транспортировке 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 расчетов.

9.1.14 В проекте предусматривают, по согласованию с эксплуатирующей организацией, необходимые технические решения, обеспечивающие возможность проведения периодических испытаний промысловых трубопроводов в процессе эксплуатации, а также способ их проведения (гидравлический или пневматический).

## **9.2 Размещение трубопроводной арматуры**

9.2.1 На трубопроводах надлежит предусматривать установку запорной ар-

матуры на расстоянии, определяемом расчетом из условия обеспечения безопасности и охраны окружающей среды, но не более:

- 30 км - для трубопроводов газа, нефти и нефтепродуктов, не содержащих сероводород;
- 5 км - для указанных сред, содержащих сероводород;
- 10 км - для трубопроводов нестабильного конденсата, ингибиторов и метанола.

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

- в начале каждого ответвления на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;
- на входе и выходе трубопроводов из УППГ, УКПГ, ДКС, ДНС, ГКС, ГНС, ГС, ГИС, ПС, ГПЗ, СПХГ (охранная отключающая арматура) на расстоянии от границ территории площадок не менее:
  - а) диаметром 1000 мм и более – 750 м;
  - б) диаметром менее 1000 до 700 мм включительно – 500 м;
  - в) диаметром менее 700 до 300 мм включительно – 300 м;
  - г) диаметром менее 300 мм – 100 м.
- на обоих концах перехода через водные преграды нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, метанолопроводами, ингибиторопроводами и конденсатопроводами с повышением категории трубопровода или необходимостью строительства резервной нитки, при этом установка запорной арматуры должна быть на отметках выше ГВВ 10 % обеспеченности;
- на обоих концах перехода через водные преграды газопроводом сырого газа, газопроводом-шлейфом, газопроводом «сухого» газа от УКПГ до ГС при необходимости строительства резервной нитки;
- на обоих концах участков нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов, проходящих на отметках выше зданий и сооружений населенных пунктов и промышленных объектов энергетического, диспетчерско-производственного и жилищно-бытового назначения, в т.ч. железных дорог общей сети и автодорог с 1 до 3 категорий, на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности и необходимости обеспечения безопасности объектов;
- на обоих берегах болот II и III типа протяженностью 500 м и более при необходимости сооружения резервной нитки.

## **X.XXXXX.2010**

Примечание - Допускается не устанавливать запорную арматуру на ответвлениях незначительной протяженности.

9.2.2 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах подключения к площадкам УКПГ, УППГ, ГС, КС ПХГ, ДКС, ДНС, ГПЗ, ЦПС, ПС (на входе и выходе), а также нефтепроводах, нефтепродуктопроводах и конденсатопроводах I и II классов, при переходе их через водные преграды и при прокладке их выше отметок зданий и сооружений, населенных пунктов и промышленных объектов энергетического, диспетчерско-производственного и жилищно-бытового назначения должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление и сигнализацию в случае утечек продукта, а также установками периметральной охранной сигнализации по площадкам отключающей арматуры.

Время полного перекрытия трубопровода запорной арматурой от начала выдачи команды на экстренное перекрытие при дистанционном управлении не должно превышать значений, установленных правилами эксплуатации трубопроводов.

Тепловые укрытия на надземную часть запорной арматуры на случай пожара при авариях вблизи нее предусматриваются по требованию Заказчика.

Для трубопроводов с рабочим давлением свыше 25 МПа и  $D_{\text{у}} \geq 200$  для исключения гидроударов и возможности плавного заполнения трубопровода перекачиваемым продуктом необходимо предусматривать байпас арматуры необходимого диаметра и сброс на свечу.

9.2.3 При параллельной прокладке двух или более подземных трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны быть смещены на расстояние не менее 50 м, принимаемое по радиусу относительно друг от друга. При соответствующем обосновании допускается уменьшение указанного расстояния исходя из возможности монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации.

9.2.4 Запорная арматура диаметром 400 мм и более должна устанавливаться на фундаменты.

9.2.5 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, узлах пуска и приема ВТУ, узлах подключения следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при диаметре газопровода до 1000 мм и не менее 50 м при диаметре газопровода 1000 мм и более.

9.2.6 Диаметр продувочной свечи и ее высоту следует определять на основании расчета рассеивания выбрасываемого из свечи вредного вещества при ус-

ловии опорожнения участка трубопровода между запорной арматурой за время не более 3 часов, при этом высота продувочной свечи от уровня земли должна быть не менее 3 м, а расстояние от свечи до зданий и сооружений, не относящихся к данному трубопроводу, должно приниматься в соответствии с требованиями таблицы 6. На газопроводах-шлейфах продувочные свечи не устанавливаются.

9.2.7 На обоих концах участков конденсатопроводов между запорной арматурой для аварийного сброса продукта следует предусматривать вместо продувочных свечей специальные ответвления. Каждое ответвление должно быть оснащено запорным устройством, иметь длину не менее 10 м, выступать на 0,5 м над поверхностью земли и заканчиваться фланцевой заглушкой.

9.2.8 Трубопроводы обвязки линейной запорной арматуры, находящиеся под давлением, байпасы, продувочные линии и перемычки следует предусматривать, как правило, в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки. Доступ должен предусматриваться к приводу арматуры. Проектные решения должны исключать неравномерную осадку трубопроводов и арматуры.

9.2.9 Запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением для аварийного перекрытия трубопровода должна быть оборудована ручным дублером.

### **9.3 Подземная прокладка трубопроводов**

9.3.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы должно быть, не менее:

- на непахотных землях вне постоянных проездов:
  - а) при Ду менее 1000 мм - 0,8 м;
  - б) при Ду от 1000 мм и более - 1,0 м;
- на пахотных и орошаемых землях - 1,0 м;
- в скальных грунтах и болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин - 0,6 м;
- при пересечении оросительных и осушительных каналов от предельной глубины профиля очистки дна канала - 1,1 м;
- при пересечении автомобильных дорог:
  - а) от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха - 1,4 м;
  - б) от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного кожуха (при размещении дорожного полотна на нулевых отметках или в выемках) - 0,5 м.

9.3.2 Заглубление трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие

при отрицательной температуре, должно быть для:

- пресной воды - согласно СНиП 2.04.02-84 [2];
- пластовых и сточных вод - в зависимости от минерализации (солености) и температуры воды, почвенных и климатических условий согласно СНиП 2.04.03-85 [4].

9.3.3 Глубина прокладки подземного трубопровода в районах распространения ММГ определяется принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы трубопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

9.3.4 Прокладка трубопроводов сжатого воздуха или газа для приборов КИП, ингибитора коррозии и гидратообразования должна предусматриваться в одной траншее совместно с газопроводами-шлейфами, выкидными и нефтегазосборными трубопроводами с разрывом между ними в свету не менее 0,35 м.

9.3.5 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

- $D_y + 300$  мм - для газопроводов диаметром до 700 мм;
- $1,5 D_y$  - для газопроводов диаметром 700 мм и более.

При диаметрах газопроводов 1200 и 1400 мм и при траншеях с откосом свыше 1:0,5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины  $D_y$  плюс 500 мм.

При балластировке газопроводов железобетонными и чугунными утяжелителями ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между зом и стенкой траншеи не менее 0,2 м. Кроме того, ширина траншеи по дну при балластировке газопровода должна быть не менее  $2,2 D_y$ .

При прокладке в одной траншее нескольких трубопроводов дополнительную ширину траншеи вычисляют по формуле

$$\sum_{i=1}^n (D_{yi} + c_i) , \quad (9.1)$$

где  $n$  - количество дополнительных трубопроводов;

$D_{yi}$  - диаметр условный  $i$  трубопровода;

$c_i$  - расстояние между  $i$  и предшествующим трубопроводами.

9.3.6 На участке трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насы-

пей должны быть предусмотрены водопропускные сооружения.

9.3.7 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки газопровода мягким грунтом на толщину 20 см или применением при засыпке специальных защитных устройств.

9.3.8 При прокладке трубопроводов по направлению уклона местности свыше 20 % следует предусматривать устройство противозерозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов.

9.3.9 При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а угол пересечения должен соответствовать требованиям 8.9. Требования к пересечениям трубопроводов, прокладываемых методом ГНБ, должны регламентироваться отдельными нормативными документами.

9.3.10 Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями СНиП II-89-80 [6]. Угол пересечения должен составлять не менее 60 °.

9.3.11 Требования к пересечениям газопроводов кабелями связи, прокладываемых способом ГНБ, должны регламентироваться специальными действующими НД.

9.3.12 Пересечения трубопровода с линиями электропередач должны проектироваться в соответствии с требованиями ПУЭ [7].

9.3.13 По трассе трубопроводов следует предусматривать установку опознавательных знаков на расстоянии не более 1 км друг от друга. Помимо этого, знаки устанавливаются на углах поворота в горизонтальной плоскости, на переходах трубопроводов через препятствия.

9.3.14 Укрепление склонов, переходов, откосов следует предусматривать с применением изделий, основанных на геотекстильных материалах.

#### **9.4 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов**

9.4.1 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов должна применяться на участках трассы с резко пересеченным рельефом местности, в заболоченных

## **X.XXXXX.2010**

местах, на участках, длительное время залитых водой, и в высокольдистых грунтах с льдистостью  $i > 0,35$ .

9.4.2 Поперечный профиль насыпи устанавливается в зависимости от грунтов и должен быть:

- по верху насыпи - не менее  $1,5 D$ ;
- высотой над трубопроводом - 0,8 м;
- с откосами - не менее углов естественного откоса грунта, но не менее чем 1,00:1,25.

Земляные насыпи должны выполняться с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта.

9.4.3 При пересечении водотоков в теле насыпи должны быть предусмотрены водопропускные сооружения. Дно водопропускных сооружений и примыкающие к ним откосы насыпи должны укрепляться специальными конструкциями.

### **9.5 Надземная прокладка трубопроводов**

9.5.1 При надземной прокладке трубопроводов по свайному основанию (эстакаде) допускается параллельная прокладка нескольких трубопроводов-шлейфов на одних и тех же ригелях без повышения категории.

9.5.2 Минимальную высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности грунта следует принимать с учетом совокупности факторов на участках прокладки (характеристики грунтов, уровня подъема воды во время паводка, учета теплозащитной характеристики снега, условий монтажа и др.): в местах свободного прохода людей - 2,5 м, на путях миграции крупных животных - 3,0 м и при пересечении автомобильных дорог – 5 м от верха покрытия проезжей части. Конструкцию перехода через трубопровод на путях миграции крупных животных следует принимать по согласованию с местными органами исполнительной власти.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках многолетнемерзлых грунтов должна назначаться из условия обеспечения вечномерзлого состояния грунта под опорами и трубопроводом.

В необходимых случаях пересечение наземными и надземными промышленными трубопроводами промышленных автомобильных дорог разрешается выполнять с устройством мостовых переходов малой длины (в составе автодороги) и футляров (кожухов) на трубопроводах.

9.5.3 Теплоизоляцию трубопроводов, в том числе для горючих газов, легко-

воспламеняющихся и горючих жидкостей, допускается выполнять из горючих воспламеняемых материалов с устройством противопожарных вставок из негорючих материалов, ширина вставки при этом должна быть не менее 0,5 м, а расстояние между вставками не более 24 м. При строительстве надземных трубопроводов из труб в тепловой изоляции из горючих материалов в негорючей оболочке допускается противопожарные вставки не предусматривать.

9.5.4 Опоры надземных трубопроводов должны проектироваться из негорючих материалов.

Участки трубопроводов при надземной прокладке должны быть электрически изолированы от опор. Применяемые для изоляции диэлектрические полимерные материалы должны выбираться с учетом условий эксплуатации трубопроводов.

Надземные участки трубопроводов, на которых предусматривается применение электрохимзащиты и не предусмотрены изолирующие фланцы на участках входа и выхода из земли, должны быть изолированы от опор.

Должна быть предусмотрена защита надземных трубопроводов от воздействий молнии с учетом требований ПУЭ [7].

9.5.5 В местах установки на трубопроводах арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки обслуживания при невозможности обслуживания арматуры с земли. Площадки должны быть несгораемые и иметь конструкцию, исключаящую скопление на них мусора и снега.

На участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке необходимо предусматривать постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

9.5.6 При проектировании надземных переходов необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов в местах их выхода из грунта. Для уменьшения величины продольных перемещений в местах выхода трубопроводов из грунта допускается применение подземных компенсирующих устройств или устройство поворотов вблизи перехода (компенсатора-упора) с целью восприятия продольных перемещений подземного трубопровода на участке, примыкающем к переходу.

9.5.7 При прокладке трубопроводов через естественные препятствия расстояние от низа трубы или пролетного строения должны приниматься:

- при пересечении оврагов и балок - не менее 0,5 м до уровня воды при 5 % обеспеченности;

## **Х.ХХХХХ.2010**

- при пересечении несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, - не менее 0,5 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и наивысшего горизонта ледохода;

- при пересечении судоходных и сплавных рек - не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

9.5.8 На переходах трубопровода над железными дорогами общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов должны приниматься в соответствии с требованиями габарита «С» по ГОСТ 9238.

Расстояние в плане от крайней опоры надземного трубопровода должно быть не менее:

- до подошвы откоса насыпи – 5 м;
- до бровки откоса выемки – 3 м;
- до крайнего рельса железной дороги – 10 м.

9.5.9 Фиксация ложементов на подвижных опорах с помощью стяжных хомутов осуществляется со смещениями от центра опор с учетом последующих продольных перемещений трубопровода в процессе эксплуатации.

Расчетные величины продольных смещений хомутов (монтажные смещения), принимаемые при закреплении, следует определять в зависимости от максимального повышения температуры стенок труб (положительной температуры эксплуатации), внутреннего давления (удлинения трубопровода), температуры, при которой производится замыкание монтажного стыка, и расстояния между каждой конкретной подвижной и неподвижной опорами.

## **9.6 Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах**

9.6.1 На участках, где возможно развитие мерзлотных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания в соответствии с требованиями СНиП 11- 02-96 [8].

9.6.2 Выбор принципа использования ММГ как оснований должен проводиться в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88 [9] с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геокриологических условий и свойств грунтов основания и мероприятий по охране окружающей среды.

Выбранный принцип использования ММГ, способ прокладки и конструктивные решения должны обеспечивать работоспособность и ремонтпригодность трубопроводов в течение всего периода эксплуатации.

9.6.3 При пересечении участков пучинистых грунтов расчет на прочность, устойчивость и деформативность должен производиться с учетом дополнительных воздействий, вызванных морозным пучением грунтов.

9.6.4 При прокладке трубопроводов с использованием грунтового основания по II принципу в соответствии со СНиП 2.02.04-88 [9] при расчете трубопроводов на прочность и устойчивость должны учитываться дополнительные напряжения от изгиба, вызванные неравномерной осадкой основания.

9.6.5 Категории трубопроводов, прокладываемых на ММГ, должны приниматься в зависимости от категории просадочности ММГ при оттаивании и способа прокладки трубопроводов в соответствии с таблицей 8.

Т а б л и ц а 8 – Категории участков трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах

Категория просадочности	Категории участков					
	газопроводов при прокладке		нефтепроводов при прокладке		водоводов при прокладке	
	подземной	надземной	подземной	надземной	подземной	надземной
I - II	Н	Н	Н	Н	Н	Н
III	С	Н	С	Н	С	Н
IV	С	С	С	С	С	С
V	С	С	-	С	-	С

9.6.6 Категории просадочности однородных грунтов должны приниматься в зависимости от относительной осадки грунта при оттаивании в соответствии с таблицей 9. При отсутствии характеристики относительной осадки грунта допускается принимать категорию просадочности грунта в зависимости от величины суммарной влажности грунтов по таблице 9.

Т а б л и ц а 9 – Категории просадочности грунтов

Наименование грунта по просадочности	Категория просадочных однородных грунтов	Относительная осадка при оттаивании	Суммарная влажность грунта, дол. ед.				Наиболее часто встречается в зоне
			песок мелкозернистый	песок пылеватый, супесь легкая	супесь, суглинок, глина	торф, заторфованный грунт	
Непросадочный (без ледяных включений)	I	0,00-0,01	менее 0,18	менее 0,20	менее 0,20	-	Островного распространения ММГ

Наименование грунта по просадочности	Категория просадочных однородных грунтов	Относительная осадка при оттаивании	Суммарная влажность грунта, дол. ед.				Наиболее часто встречается в зоне
			песок мелкозернистый	песок пылеватый, супесь легкая	супесь, суглинок, глина	торф, заторфованный грунт	
Малопресадочный (малольдистый)	II	0,01-0,10	0,18-0,25	0,20-0,40	0,20-0,40	менее 2	Островного и массивно-островного распространения
Просадочный (льдистый)	III	0,10-0,4**	более 0,25	более 0,40	0,4-1,10	2,0-12,0	Прерывистого распространения ММГ
Сильнопресадочный (сильнольдистый)	IV	0,4-0,60**	-	-	более 1,10	более 12	Сплошного распространения ВМГ
Наименование грунта по просадочности	Категория просадочных однородных грунтов	Относительная осадка при оттаивании	Суммарная влажность грунта, дол. ед.				Наиболее часто встречается в зоне
Чрезмернопресадочный (с крупными включениями подземного льда)	V	более 0,60**	-	-	более 1,10*	более 12	Сплошного распространения ММГ
* Влажность грунта между крупными ледяными включениями. ** Для минерального грунта просадочность без нагрузки, для торфа - под нагрузкой 0,04 МПа.							

9.6.7 При укладке трубопроводов на косогорах с поперечным уклоном более 8° должна предусматриваться срезка или подсыпка грунта и устройство полок. При этом срезку ММГ допускается предусматривать только на непросадочных или малопресадочных участках при отсутствии мерзлотных процессов. На участках ММГ, где возможно развитие мерзлотных процессов, необходимо предусматривать устройство полок только путем подсыпки грунта с проведением специальных мероприятий по повышению устойчивости полок.

Для обеспечения устойчивости склонов следует предусматривать в проекте установку георешеток и геоматов, термостабилизацию грунта, дренаж и сток вод, мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова и др.

9.6.8 Для подземных трубопроводов в зоне распространения ММГ следует применять (на основании соответствующих расчетов) теплоизоляцию и балласти-

ровку трубопровода, термостабилизацию грунтов и другие мероприятия.

Защиту от повреждений покрытия при подземной прокладке трубопровода в ММГ обеспечивают путем устройства подсыпки и присыпки из мягкого или мелкозернистого грунта (песка), а также применения защитных покрытий.

9.6.9 При прокладке промысловых трубопроводов на свайных основаниях проектом необходимо предусматривать выполнение мероприятий, препятствующих пучению и просадке свай. Для защиты свайных опор от вертикальных подвижек в местах балочных переходов через ручьи, низменности, болота и др. следует применять термостабилизацию грунтов в районе свайной опоры.

9.6.10 В местах сопряжения надземных участков трубопроводов с подземными участками (воздушные переходы, надземные компенсаторы, выходы шлейфов с куста скважин и др.) следует предусматривать установку регулируемых опор.

9.6.11 Высоту регулируемых опор следует принимать достаточной для исключения попадания грунта на регулирующие узлы при таянии снегов, паводках, образовании оползней.

9.6.12 Необходимость устройства подземных опор на свайном основании, в подземных газопроводах, прокладываемых в районах распространения ММГ, определяется при проектировании в зависимости от возможного прогнозируемого растепления грунта.

## **9.7 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах**

9.7.1 Прокладка подземных трубопроводов в районах распространения грунтов II типа просадочности должна осуществляться с учетом требований СНиП 2.02.01-83 [10].

Для грунтов I типа просадочности прокладка трубопроводов должна вестись как в непросадочных грунтах.

**П р и м е ч а н и е** – Тип просадочности и величина возможной просадки грунтов определяется в соответствии с требованиями СНиП 2.02.01-83 [10].

9.7.2 При невозможности избежать возникновения просадки основания под трубопроводами при расчете трубопровода на прочность и устойчивость должны учитываться дополнительные напряжения от изгиба, вызванные просадкой основания.

9.7.3 Для уменьшения напряжения в трубопроводе при его непрерывных осадках должны предусматриваться специальные мероприятия: устройство теплоизоляции, замена грунта, укладка трубопровода с учетом ожидаемой деформации, применение опор для фиксации положения трубопровода, применение геотекстильных материалов, охлаждение грунта или перекачиваемого продукта, прокладка по типу «труба в трубе» и др.

9.7.4 При пересечении участков пучинистых грунтов расчет «холодных» трубопроводов должен производиться путем определения размеров зоны промерзания вокруг трубопровода, параметров пучения в зависимости от положения фронта промерзания и оценки прочности и устойчивости трубопровода вследствие его взаимодействия с грунтом.

9.7.5 Для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы или на их опоры должны предусматриваться мероприятия: замена грунта, устройство компенсационных участков, техническая мелиорация грунтов, прокладка трубопроводов с учетом ожидаемых деформаций, применение противопучинистых устройств для обеспечения устойчивости положения трубопроводов.

## **9.8 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах**

9.8.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью по Шкале MSK-64 [11] свыше шести баллов для наземных и свыше восьми баллов для подземных трубопроводов, должно производиться с учетом сейсмических воздействий.

9.8.2 Сейсмостойкость трубопроводов должна обеспечиваться:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- применением труб из сталей с повышенной пластичностью.

9.8.3 При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает девяти баллов.

9.8.4 При прохождении участка трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возмож-

ность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

При подземной прокладке трубопровода на таких участках рекомендуется устройство траншеи с пологими откосами и засыпка трубопровода крупнозернистым песком, торфом, установка на трубопровод сжимаемых пористых материалов (скорлуп) и т.д.

9.8.5 Пересечение трубопроводом зон активных тектонических разломов допускается под углом, близким к  $90^\circ$ . При этом следует применять, как правило, надземный способ прокладки.

Также возможно применение подземной прокладки. При этом необходимо соблюдать определенную (трапецеидальную) форму траншеи с пологими откосами (не менее 1:2), а также применять подсыпку и засыпку толщиной не менее 0,3 м крупнозернистым песком, торфом и т.д. Длина участка пересечения газопроводом активного тектонического разлома принимается равной ширине разлома плюс 100 м в каждую сторону от границ разлома.

9.8.6 На границах пересечений трубопроводом зон активных тектонических разломов возможно применение конструкций для повышения гибкости трубопровода (устройство компенсаторов - упоров).

9.8.7 Для участков прокладки газопроводов в сейсмических районах кроме обычных расчетов на прочность и устойчивость на стадии НУЭ должна быть выполнена проверка в соответствии с требованиями 12.8 для удовлетворения условиям сейсмостойкости.

9.8.8 На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы должна предусматриваться автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопроводов.

## **10 Конструктивные требования к переходам трубопроводов через естественные и искусственные препятствия**

### **10.1 Переходы через водные преграды**

10.1.1 Переходы трубопроводов через водные преграды могут проектироваться одним из трех способов прокладки:

- траншейным (открытым) способом с укладкой трубопровода в подводные и береговые траншеи, разработанные землеройной техникой;
- способом ГНБ, то есть, закрытым способом путем протаскивания трубо-

## **Х.ХХХХХ.2010**

провода в предварительно пробуренные скважины;

- надземным (воздушным) способом.

### **Примечания**

1 Проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий не допускается.

2 Место перехода следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и другими заинтересованными организациями.

10.1.2 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды должны проектироваться на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации, в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды, требований по охране рыбных ресурсов и окружающей среды.

10.1.3 Трубопроводы, транспортирующие жидкие сероводородсодержащие продукты, на переходах через водные преграды в русловой части рек и в границах отметок зеркала озер должны прокладываться в виде воздушного перехода в футляре, равнопрочном рабочему трубопроводу.

10.1.4 Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются:

- для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;
- для однониточных переходов - участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности.

10.1.5 Створы переходов через реки должны выбираться на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах траншейным способом, как правило, не допускается ввиду интенсивного заноса траншеи при строительстве.

10.1.6 При выборе створа перехода трубопровода следует руководствоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-

морфологических характеристик каждого водотока (водоема) и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

При определении оптимального положения створа и профиля перехода расчет следует производить по критерию приведенных затрат с учетом требований, предъявляемых к прочности и устойчивости трубопровода и охране природы.

10.1.7 Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании подводных переходов должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла рек, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными породами, заглубление трубопровода должно приниматься не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

10.1.8 Переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы следует предусматривать, как правило, ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилиц и мест массового обитания рыб.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в таблице 7, при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы и пожарную безопасность переходов.

10.1.9 Минимальные расстояния от оси подводных переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов при прокладке их ниже по течению от мостов, пристаней и других аналогичных объектов и от оси подводных переходов газопроводов до указанных объектов должны приниматься по таблице 7, как для подземной прокладки.

10.1.10 При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными трубопроводами должны назначаться исходя из инженерно-

## **Х.ХХХХХ.2010**

геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них трубопроводов и сохранности трубопровода при аварии на параллельно проложенном. Минимальное расстояние между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, должны быть не менее 30 м для газопроводов диаметром 1400 мм включительно.

**П р и м е ч а н и е** - Метанолопроводы и ингибиторопроводы условным диаметром до 100 мм включительно допускается прокладывать на пересечениях водных преград в общих траншеях с соблюдением требований 8.5 - 8.6. При этом расстояние между крайними нитками трубопроводов в двух смежных траншеях не менее 5 м (при одновременном строительстве).

10.1.11 Минимальное расстояние между параллельными трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части трубопровода.

10.1.12 Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с указаниями раздела 13.

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия трубопровода, то следует предусматривать:

- на русловом участке перехода - сплошные (бетонные) покрытия или специальные грузы, конструкция которых должна обеспечивать надежное их крепление к трубопроводу для укладки трубопровода способом протаскивания по дну;
- на пойменных участках - одиночные грузы или закрепление трубопроводов анкерными устройствами.

10.1.13 Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов их разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным трубопроводом, способа укладки и условиями прокладки кабеля данного трубопровода.

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в зависимости от свойств грунта.

10.1.14 Профиль трассы трубопровода следует принимать с учетом допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой нагрузки и способов укладки подводного трубопровода.

10.1.15 Кривые искусственного гнутья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать в особо сложных топографических и геологических условиях. Применение сварных отводов в русловой части не допускается.

10.1.16 Запорная арматура, устанавливаемая на подводных переходах трубопроводов, согласно 6.4 должна размещаться на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода.

10.1.17 Проектом должны предусматриваться решения по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройства нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т.д.).

10.1.18 При ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения ее трубопроводом при подземных способах прокладки (траншейный и ГНБ) должна предусматриваться резервная нитка. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливается проектом.

#### Примечания

1 При ширине заливаемой поймы выше 500 м по уровню горизонта высоких вод 10 % обеспеченности и продолжительности затопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м.

2 Диаметр резервной нитки определяется проектом.

3 Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии обоснования в проекте.

4 При необходимости транспортирования по трубопроводу вязких нефти и нефтепродуктов, временное прекращение подачи которых не допускается, следует предусматривать прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды шириной менее 75 м с резервной ниткой.

10.1.19 При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб диаметром 1000 мм и более, должна производиться проверка устойчивости поперечного сечения трубы на действие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода.

10.1.20 Подводные переходы через реки и каналы шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом изгибной жесткости труб, обеспечивая закрепления перехода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой зов или анкерных устройств.

## **Х.ХХХХХ.2010**

10.1.21 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должны предусматриваться сигнальные знаки согласно Правилам [12] и Правилам [13].

10.1.22 При пересечении водных преград шириной зеркала воды в межень до 1000 м, пересечении водопропускных и водонакопительных каналов, а также в зонах распространения ММГ предпочтительным является способ ГНБ при условии отсутствия на дне преграды следующих геологических структур:

- гравийно-галечных грунтов (гравия и гальки 30 %);
- грунтов с включением валунов и булыжника;
- материковой прочной скалы (доломиты, базальт, диабаз, гранит и т.д.);
- карстообразующих пород (без предусмотренных проектом мероприятий по исключению или стабилизации карстообразования в зоне пород, примыкающих к проложенному ГНБ трубопроводу);
- сплошных массивов ММГ.

10.1.23 Проектные отметки верха трубопровода на переходе с использованием ГНБ должны быть более чем на 2 м ниже предельного профиля деформации русла и берегов, при этом прогноз деформаций должен быть составлен на период не менее 100 лет.

10.1.24 При сооружении переходов «труба в трубе» сооружение резервной нитки не требуется.

10.1.25 При параллельной прокладке двух трубопроводов через преграду способом ГНБ расстояние в плане между осями этих трубопроводов должно быть не менее 10 м.

## **10.2 Переходы через болота**

10.2.1 На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Как исключение, при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов на поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должна быть обеспечена прочность трубопровода, общая устойчивость его в продольном направлении и против всплытия, а также защита от теплового воздействия в случае разрыва одной из ниток (при параллельной прокладке трубопроводов).

10.2.2 При соответствующем обосновании при подземной прокладке трубопроводов через болота II и III типов длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

10.2.3 Прокладку трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейной с минимальным числом поворотов.

В местах поворота должны допускаться повороты отводами радиусом не менее  $5 D_u$ , а также упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в 9.5.

10.2.4 Участки трубопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для баллаستировки и закрепления.

10.2.5 При закреплении трубопровода анкерными устройствами лопасть анкера должна находиться в грунтах, обеспечивающих надежное закрепление анкера.

### **10.3 Подземные переходы трубопроводов через автомобильные и железные дороги**

10.3.1 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги должны предусматриваться в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях при соответствующем обосновании в выемках дорог.

Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

10.3.2 Угол пересечения трубопровода с железными и категорированными автомобильными дорогами должен быть, как правило,  $90^\circ$ , но не менее  $60^\circ$ . При соответствующем обосновании пересечение с автомобильными дорогами общего пользования и подъездными дорогами к промышленным предприятиям категорий IV, V, а также с внутренними автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций категорий III-в, IV-в, III-к, IV-к допускается снижение минимального значения угла до  $35^\circ$ .

10.3.3 Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные дороги общей сети, должны прокладываться следующим способом:

- в защитном кожухе (футляре) из стальных труб;

## Х.ХХХХХ.2010

- в тоннеле.

10.3.4 Участки газопроводов, прокладываемых на переходах через подъездные железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, могут прокладываться следующим способом:

- в защитном кожухе (футляре) из стальных труб;
- в тоннеле;
- в защитном кожухе (футляре) из стальных труб с устройством теплоизоляции между трубопроводом и футляром на участках транспортирования газа с положительной температурой в районах распространения ММГ.

П р и м е ч а н и е – На участках, указанных в 10.3.4, допускается прокладка без устройства защитного кожуха на участках транспортирования газа с отрицательной температурой и в районах распространения ММГ из-за возможности попадания воды в межтрубное пространство и замерзания ее.

10.3.5 Категории участков переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги следует принимать в соответствии с таблицей 5.

10.3.6 Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных кожухов из стальных труб или прокладываемых в тоннеле, внутренний диаметр кожуха или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

Требования к материалу стальных труб кожухов должны соответствовать СНиП II-23-81 [14] как к стальным конструкциям общего назначения.

Толщину стенки стальной трубы кожуха следует принимать не менее  $1/70$  наружного диаметра трубы, но не менее 10 мм.

Концы кожуха должны выводиться на расстояние:

- при прокладке трубопровода через железные дороги - с каждой стороны не менее чем на 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения;
- при прокладке трубопровода через автомобильные дороги - от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Концы футляров, устанавливаемые на участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги III, IV, V, II-в, III-в, IV-в, II-к, III-к, IV-к категорий, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна.

10.3.7 Прокладка кабеля связи на участках его перехода трубопровода через железные и автомобильные дороги должна производиться в отдельной трубе. Возможна отдельная прокладка кабеля связи с трубопроводом или совместно с трубопроводом. В последнем случае кабель связи или крепится к кожуху трубопровода с наружной стороны или помещается в защитном кожухе.

10.3.8 На подземных переходах газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных кожухов должны иметь уплотнения из диэлектрического материала.

На одном из концов кожуха или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали в метрах, не менее:

– для железных дорог – от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения - 50;

– для автомобильных дорог - от подошвы земляного полотна - 25.

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

10.3.9 Заглубление участков переходов трубопроводов с устройством защитных кожухов должно составлять:

- для переходов под железными дорогами общего пользования - расстояние по вертикали от верха защитной трубы (канала, тоннеля) до подошвы рельса принимается не менее 2 м, а при устройстве перехода методом прокола – 3 м;

- для переходов под автомобильными дорогами всех категорий - не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,5 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

10.3.10 Для участков переходов трубопроводов через железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, выполняемых без устройства защитных кожухов, следует:

- заглубление трубопровода принимать равным не менее 1,7 м от подошвы насыпи до верха трубопровода;

- предусмотреть защиту трубопровода от падения транспортных средств путем укладки железобетонных плит над трубопроводом на расстоянии не менее 15 м от подошвы земляного полотна дороги.

## **Х.ХХХХХ.2010**

П р и м е ч а н и е – В поперечном направлении размер плит следует принимать не менее 3 Ду трубопровода. На этих участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.

10.3.11 Расстояние между параллельными трубопроводами на участках их переходов под железными и автомобильными дорогами следует назначать исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке трубопроводов.

10.3.12 Пересечение трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта под стрелками и крестовинами, а также в местах присоединения к рельсам отсасывающих кабелей не допускается.

10.3.13 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в метрах в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься до:

- стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог - 10;
- стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах - 20;
- труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах - 30.

10.3.14 Участки трубопроводов, прокладываемые на переходах (без устройства кожухов) через автомобильные дороги с покрытиями переходного и низшего типов, а также без покрытия, которые не планируются к повышению категорийности на перспективу до 20 лет, а также полевые дороги, должны быть защищены укладкой железобетонных дорожных плит. В поперечном направлении размер плит должен быть не менее 3 Ду трубопровода.

Плиты должны быть уложены:

- по верху автомобильной дороги на длине по 10 м в каждую сторону от оси трубопровода;
- над участками трубопровода на длине 10 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна дороги.

П р и м е ч а н и е – На этих участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.

10.3.15 Положение трубопровода в кожухе (футляре) должно быть зафик-

сировано по всей длине перехода опорно-центрирующими устройствами с диэлектрическим покрытием обеспечивающими сохранность изоляционного покрытия труб.

10.3.16 При прокладке в кожухе трубопровода с положительной температурой транспортируемого продукта в районе распространения ММГ необходимо предусматривать мероприятия, исключающие растепление грунта (теплоизоляция кожуха, устройство двух вытяжных свечей, термостабилизаторы и др.).

10.3.17 Необходимо предусмотреть возможность отвода из полости кожуха транспортируемого продукта при разрыве рабочего трубопровода и образования утечек внутри кожуха.

10.3.18 Тоннельная прокладка проходного и непроходного типов проектируется на переходах, на которые распространяются ограничения по применению способа ГНБ.

10.3.19 При проектировании и строительстве переходов трубопроводов в тоннелях следует избегать участков пересечений активных тектонических разломов.

10.3.20 Тип тоннеля для прокладки переходов трубопроводов (проходной, непроходной) и его конструктивные параметры должны определяться проектной организацией в зависимости от характера пересекаемой преграды, диаметра и числа прокладываемых в тоннеле ниток трубопроводов.

10.3.21 На переходах через автомобильные и железные дороги трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие жидкости, следует предусматривать герметичную закрытую дренажную систему для полного слива этих жидкостей.

10.3.22 На промысловых автодорогах, обеспечивающих производственные связи между месторождениями, при невозможности подземного способа прокладки трубопроводов из-за сложности обеспечения необходимого температурного режима системы «трубопровод - грунт» возможно применение варианта пересечения в виде мостового перехода автодороги через эстакады трубопроводов с учетом их прокладки в защитном кожухе. При этом зазор между низом пролетного строения и верхней точкой эстакады должен быть не менее 0,50 м, расстояние до опор мостового перехода от опор эстакады должно составлять не менее 3,00 м.

## 11 Нагрузки и воздействия

### 11.1 Общие требования

Нагрузки и воздействия, которые необходимо учитывать при проверке прочности трубопровода, классифицируются:

- функциональные;
- природные;
- строительные;
- случайные.

### 11.2 Функциональные нагрузки

11.2.1 При определении функциональных нагрузок следует учитывать следующие факторы:

- внутреннее давление;
- температурные воздействия;
- весовые нагрузки;
- упругий изгиб трубопровода.

#### 11.2.2 Внутреннее давление

11.2.2.1 Расчетное давление соответствует давлению настройки (начала открывания) предохранительного клапана.

11.2.2.2 В качестве расчетного давления в трубопроводе следует принимать давление  $P_d$ , МПа, вычисляемое по формуле

$$P_d = k_p p, \quad (11.1)$$

где  $p$  - рабочее давление, МПа;

$k_p$  - коэффициент надежности по внутреннему давлению.

11.2.2.3 Значение коэффициента надежности по внутреннему давлению  $k_p$  зависит от транспортируемого продукта и системы регулирования внутреннего давления. При отсутствии соответствующих обоснований значение коэффициента надежности по внутреннему давлению следует принимать равным для трубопроводов, транспортирующих:

- газообразные продукты  $k_p = 1,10$ ;
- жидкие продукты  $k_p = 1,15$ .

11.2.2.4 Рассматриваются следующие испытательные давления:

- заводское испытательное давление  $P_f$  – давление гидравлического испытания труб на заводе в соответствии с требованиями нормативных документов на изготовление труб;

Примечание - Рассматривается давление без учета осевого подпора.

- испытательное давление в верхней точке испытываемого участка трубопровода  $P_{t.p.}$ ;
- испытательное давление в нижней точке испытываемого участка трубопровода  $P_{b.p.}$ .

11.2.2.5 Испытательное давление в верхней точке испытываемого участка трубопровода  $P_{t.p.}$ , МПа, вычисляется по формуле

$$P_{t.p.} = k_t p, \quad (11.2)$$

где  $k_t$  - коэффициент испытательного давления, равный:

- при гидравлических испытаниях: 1,1, 1,25 и 1,50 для участков трубопроводов категорий Н, С и В, соответственно;
- при пневматических испытаниях: 1,1 для участков трубопроводов категории Н; 1,25 для участков трубопроводов категорий С и В.

$p$  - рабочее давление, МПа.

Испытательное давление в нижней точке испытываемого участка трубопровода  $P_{b.p.}$  равно сумме испытательного давления в верхней точке участка и приращения давления, зависящего от перепада высот между верхней и нижней точками участка, а также от плотности используемой испытательной среды.

11.2.2.6 На участках газопроводов, в которых при определенных условиях может действовать статическое давления  $P_{st}$ , в качестве расчетного давления следует принимать статическое давление ( $P_d = P_{st}$ ). В этом случае рабочее давление следует определять по формуле

$$p = P_{st} / k_p, \quad (11.3)$$

где  $k_p$  - коэффициент надежности по внутреннему давлению, определяемый согласно 11.2.2.3.

### 11.3 Температурные воздействия

11.3.1 Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температурой стенки трубопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой трубопровода при его укладке и засыпке.

11.3.2 Температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка трубопровода, т.е. когда фиксируется положение статически неопределимой системы). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания должен определяться отдельно для участков различных категорий.

11.3.3 Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации трубопровода следует определять в зависимости от температуры транспортируемого газа, грунта, наружного воздуха, а также скорости ветра, солнечной радиации и теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

Принятые в расчете максимальная и минимальная температуры, при которых фиксируется расчетная схема трубопровода, максимально и минимально допустимая температура продукта, должны указываться в проекте.

11.3.4 При расчете трубопровода на прочность и устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру продукта, поступающего в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортировки.

### 11.4 Весовые нагрузки

11.4.1 Весовые нагрузки определяются с учетом веса труб, транспортируемого продукта, противокоррозионного, теплоизоляционного и утяжеляющего покрытий, а также веса грунта засыпки.

11.4.2 Погонная весовая нагрузка, Н/м, определяются следующими зависи-

МОСТЯМИ ДЛЯ:

- собственного веса трубы

$$q_{wgt} = 7.85 * 10^3 A g ; \quad (11.4)$$

- веса изоляционного (противокоррозионного) покрытия

$$q_{ins} = \frac{\pi}{4} (D_{ins}^2 - D^2) \gamma_{ins} g , \quad (11.5)$$

$$D_{ins} = D + 2t_{ins} ; \quad (11.6)$$

- веса теплоизоляционного слоя

$$q_{t.p.} = \frac{\pi}{4} (D_{t.p.}^2 - D^2) \gamma_{t.p.} g , \quad (11.7)$$

$$D_{t.p.} = D + 2t_{ins} + 2t_{t.p.} ; \quad (11.8)$$

- веса газообразного продукта

$$q_{gas} = \frac{\pi}{4} 10^6 \frac{g P_d}{R_g Z T_g} D_i^2 , \quad (11.9)$$

$$D_i = D - 2t_{nom} . \quad (11.10)$$

Для природного газа допускается вычислять погонный вес по приближенной формуле

$$q_{gas} = 10^2 P_d D_i^2 ; \quad (11.11)$$

- вес жидкого продукта

$$q_{cond} = \gamma_{liq} g \frac{\pi D_i^2}{4} ; \quad (11.12)$$

- выталкивающей силы воды для полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды

$$q_w = \gamma_w g \frac{\pi D_{lin}^2}{4} . \quad (11.13)$$

где  $A$  - площадь поперечного сечения трубы (стали), м<sup>2</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$D$  - диаметр трубопровода наружный, м;

$D_{ins}$  - диаметр трубопровода с учетом слоя изоляционного (противокоррозионного) покрытия, м;

$\gamma_{ins}$  - плотность изоляционного покрытия, кг/м<sup>3</sup>;

## Х.ХХХХХ.2010

$t_{ins}$  - толщина слоя изоляционного покрытия, м;

$t_{t.p.}$  - толщина слоя теплоизоляции, м;

$D_{t.p.}$  - диаметр трубопровода с учетом слоев изоляционного покрытия

и теплоизоляции, м;

$\gamma_{t.p.}$  - плотность теплоизоляционного материала, кг/м<sup>3</sup>;

$P_d$  - расчетное давление, МПа;

$R_g$  - газовая постоянная, Дж/(кг·К);

$Z$  - коэффициент сжимаемости газа;

$T_g$  - температура (абсолютная) газа, К;

$D_i$  - внутренний диаметр трубопровода, м;

$t_{nom}$  - толщина стенки трубы, номинальная, м;

$\gamma_{liq}$  - плотность конденсата, кг/м<sup>3</sup>;

$D_{lin}$  - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$\gamma_w$  - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м<sup>3</sup>.

### 11.5 Упругий изгиб трубопровода

11.5.1 Упругий изгиб трубопровода, при необходимости, задается в проекте с указанием минимального радиуса изгиба. Напряжения от упругого изгиба учитываются при проверке прочности газопровода.

11.5.2 Нагрузки, возникающие при пропуске ВТУ по надземным трубопроводам, следует также относить к функциональным. Для надземных трубопроводов, подвергающихся пропуску ВТУ, следует дополнительно производить расчет на динамические воздействия от ВТУ.

### 11.6 Природные нагрузки

11.6.1 К природным (и техногенным) относятся нагрузки, обусловленные внешними факторами, за исключением случаев, когда нагрузки должны быть отнесены к функциональным или к случайным ввиду малой вероятности их возникновения:

- грунтовые, вызванные пучением и просадками грунта или неравномерной осадкой, оползнями и др.;
- нагрузки от ветра, снега или обледенения (для надземных трубопроводов);
- нагрузки от автомобильного и железнодорожного транспорта;
- нагрузки от возможного смещения конструкций трубопровода.

11.6.2 Ветровую нагрузку на надземные трубопроводы  $q_{sta}^H$ , Н/м, следует вычислять как горизонтальную погонную нагрузку от статического действия ветра по формуле

$$q_{sta}^H = (w_m + w_p) D_{t.p.}, \quad (11.14)$$

где  $w_m$  и  $w_p$  - нормативные значения соответственно средней и пульсационной составляющей ветровой нагрузки, Н/м<sup>2</sup>, а так же используемое при этом нормативное значение ветрового давления  $w_0$ , принимаемое в зависимости от ветрового района определяются согласно СНиП 2.01.07-85 [15];

$D_{t.p.}$  - диаметр трубопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м, вычисляемый по формуле (11.8).

11.6.3 Погонную вертикальную нагрузку на надземный трубопровод от веса снега или обледенения  $q_{s.i.}$ , Н/м, вычисляют по формуле

$$q_{s.i.} = \max\{q_s; q_i\}, \quad (11.15)$$

где  $q_s$  - погонная нагрузка от снега, Н/м;

$q_i$  - погонная нагрузка от обледенения, Н/м.

Нагрузка от снега  $q_s$ , Н/м, вычисляется по формуле

$$q_s = C^c s_0 D_{t.p.}, \quad (11.16)$$

где  $s_0$  - нормативное значение распределенного веса снегового покрова, принимаемое согласно таблице 4 СНиП 2.01.07-85 [15] в зависимости от снегового района, Н/м<sup>2</sup>;

$D_{t.p.}$  - диаметр трубопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м;

$C^c$  - коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода. Для

## **Х.ХХХХХ.2010**

одиночно прокладываемого трубопровода принимается равным 0,4.

Нагрузку от возможного обледенения трубопровода  $q_i$ , Н/м, вычисляют по формуле

$$q_i = 1,7 * 10^4 b D_{t.p.}, \quad (11.17)$$

где  $b$  - толщина слоя гололеда, принимаемая согласно таблице 12 СНиП 2.01.07-85 [15] в зависимости от района гололедности, м;

$D_{t.p.}$  - диаметр трубопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м.

### **11.7 Строительные нагрузки**

К строительным нагрузкам следует относить также нагрузки при хранении и транспортировке труб и трубных плетей.

**П р и м е ч а н и е** – К строительным нагрузкам следует также относить возможное образование вакуума при вакуумной осушке газопровода.

### **11.8 Случайные нагрузки**

11.8.1 Причинами случайных нагрузок могут быть:

- сейсмическое воздействие;
- взрыв;
- внезапная разгерметизация;
- пожар;
- нестационарный режим эксплуатации;
- механические повреждения;
- воздействие гидратной пробки.

При учете случайных нагрузок следует учитывать как вероятность их возникновения, так и возможные последствия случайных нагрузок.

11.8.2 Для трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, интенсивность возможных землетрясений для различных участков трубопроводов определяется согласно СНиП II-7-81 [16], по Картам ОСР-97 [17] и списку населенных пунктов, расположенных в сейсмических районах, с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

11.8.3 При проведении сейсмического микрорайонирования необходимо

уточнить данные о тектонике района вдоль всего опасного участка трассы в коридоре, границы которого отстоят от трубопровода не менее чем на 15 км.

11.8.4 Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных трубопроводов назначается согласно СНиП II-7-81 [16].

Расчетная сейсмичность подземных магистральных трубопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления трубопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

## 11.9 Сочетания нагрузок

11.9.1 При расчетах на прочность и устойчивость должно быть учтено наиболее неблагоприятное сочетание функциональных, природных, строительных и случайных нагрузок, которые могут возникнуть одновременно.

11.9.2 Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и т.д., должны определяться на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

## 12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

### 12.1 Нормативные характеристики материала труб и соединительных деталей

12.1.1 При определении напряжений и в расчетах трубопроводов на прочность и устойчивость необходимо принимать следующие значения физических характеристик трубной стали (в упругой области работы материала труб):

- Модуль упругости  $E_0 = 206000$  МПа;
- Коэффициент Пуассона  $\mu_0 = 0,3$ ;
- Коэффициент линейного расширения  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (\text{°C})^{-1}$ .

12.1.2 При анализе напряженно-деформированного состояния трубопровода в процессе его укладки и эксплуатации следует учитывать упруго-пластические свойства материала труб. В этом случае модуль деформации и коэффициент поперечной деформации следует определять в соответствии с диаграммой деформирования стали в зависимости от уровня эквивалентных напряжений (интенсив-

ности напряжений).

12.1.3 Значения нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) стали следует принимать по принятым в проекте техническим условиям или стандартам на поставку труб и соединительных деталей.

## 12.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей

12.2.1 Трубопроводы, транспортирующие продукты, не содержащие сероводород

12.2.1.1 Расчетную толщину стенки трубы трубопровода  $t_d$ , мм, для сталей с отношением  $\sigma_y / \sigma_u \leq 0,80$  следует вычислять по формуле

$$t_d = \frac{P_d D}{2 k_y F_y \sigma_y}, \quad (12.1)$$

где  $P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$F_y$  - расчетный коэффициент по пределу текучести;

$k_y$  - поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативных

характеристик стали  $\sigma_y / \sigma_u$  и определяемый в соответствии с требованиями

12.2.1.4.

12.2.1.2 Расчетная толщина стенки трубы  $t_d$ , мм, для сталей с отношением  $\sigma_y / \sigma_u > 0,80$  определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб

$$t_d = \max \{ t_u; t_y \}, \quad (12.2)$$

$$t_y = \frac{P_d D}{2 F_y \sigma_y}, \quad (12.3)$$

$$t_u = \frac{P_d D}{2 F_u \sigma_u}, \quad (12.4)$$

где  $t_y$  - толщина стенки, определяемая по пределу текучести, мм;

$t_u$  - толщина стенки, определяемая по пределу прочности, мм;

$\sigma_u$  - нормативный предел прочности (временное сопротивление) материала труб, МПа;

$F_u$  - расчетный коэффициент по пределу прочности.

12.2.1.3 Значения расчетных коэффициентов  $F_y$  в формулах (12.1), (12.3) и  $F_u$  в (12.4) следует принимать в зависимости от категории участка трубопровода по таблице 10.

Т а б л и ц а 10 – Значения расчетных коэффициентов в зависимости от категории участка трубопровода

Категория участка трубопровода	Расчетные коэффициенты	
	$F_y$	$F_u$
Н	0,72	0,63
С	0,60	0,52
В	0,50	0,43

12.2.1.4 Коэффициент  $k_y$  в формуле (12.1) следует вычислять:

- при  $\sigma_y / \sigma_u \leq 0,60$  по таблице 11;

- при  $0,60 < \sigma_y / \sigma_u \leq 0,80$  по формуле

$$k_y = a - b \frac{\sigma_y}{\sigma_u} \quad (12.5)$$

где  $a, b$  - коэффициенты принимаемые в зависимости от категории участка трубопровода по таблице 11.

Т а б л и ц а 11 – Значения коэффициентов  $k_y, a, b$

Категория участка трубопровода	$\sigma_y / \sigma_u \leq 0,60$	$0,60 < \sigma_y / \sigma_u \leq 0,80$	
	$k_y$	$a$	$b$
Н	1,250	2,000	1,250
С	1,333	2,333	1,667
В	1,400	2,600	2,000

## Х.ХХХХХ.2010

12.2.1.5 Кроме того, расчетная толщина стенки трубы должна удовлетворять условию, что испытательное давление в нижней точке испытываемого участка трубопровода  $P_{b.p.}$  не должно превышать заводского испытательного давления  $P_{fab}$  для труб, из которых построен рассматриваемый участок

$$P_{b.p.} \leq P_{fab} \cdot \quad (12.6)$$

12.2.1.6 Расчетное значение толщины стенки трубы округляется в большую сторону с точностью 0,1 мм и может рассматриваться в качестве номинальной при заказе партии труб значительного объема. При заказе малых партий труб в качестве номинальной толщины стенки трубы следует взять ближайшее большее значение толщины стенки по используемым в проекте техническим условиям или стандартам на трубы.

Номинальную толщину стенки труб следует принимать равной не менее 1/100 наружного диаметра трубы, но не менее 3 мм для труб Ду до 200 мм включительно и не менее 4 мм для труб Ду свыше 200 мм.

12.2.1.7 Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки, с целью защиты от коррозии должно быть обосновано технико - экономическим расчетом.

12.2.2 Трубопроводы, транспортирующие сероводородсодержащие продукты

12.2.2.1 Расчетную толщину стенки трубы трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие продукты  $t_d$ , мм, следует вычислять по формуле

$$t_d = \frac{P_d D}{2 F_s \sigma_y} + C, \quad (12.8)$$

где  $F_s$  - расчетный коэффициент для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, принимаемый по таблице 12 в зависимости от категории участка трубопровода и содержания сероводорода;

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

При отсутствии возможности определения скорости общей коррозии на данном объекте расчетным или опытным путем допускается определение значе-

ния  $C$  по аналогии с другими, ранее запроектированными объектами с близкими условиями эксплуатации труб. Во всех случаях добавка  $C$  должна быть не менее 2 мм.

Т а б л и ц а 12 – Значения расчетного коэффициента  $F_S$ .

категория участка трубопровода	содержание сероводорода	
	низкое	среднее
Н	0,65	0,60
С	0,60	0,50
В	0,50	0,40

12.2.2.2 Все положения 12.2.1.5 – 12.2.1.7 относятся также к трубопроводам, транспортирующим сероводородсодержащие продукты.

### 12.2.3 Определение толщин стенок соединительных деталей

12.2.3.1 Расчетную толщину стенки соединительных деталей  $T_{fit}$ , мм, следует определять для:

- тройниковых соединений - по:
  - а) методике, приведенной в приложении Б - для ТШ и ТШС;
  - б) методике, приведенной в приложении В - для ТС без усиливающих элементов;
- отводов (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода), конических переходов, переходных колец и заглушек
- по формуле

$$T_{fit} = \eta t_d, \quad (12.9)$$

где  $\eta$  - коэффициент несущей способности соединительной детали;

$t_d$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал соединительной детали, мм, и определяемая в соответствии с требованиями 12.2.1.1 – 12.2.1.5 (или 12.2.2.1).

Расчетную толщину стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода следует определять в соответствии с требованиями 12.2.1.1 – 12.2.1.5 (или 12.2.2.1).

## Х.ХХХХХ.2010

П р и м е ч а н и е – Толщину стенки переходов следует рассчитывать по большему диаметру.

12.2.3.2 Значения коэффициента несущей способности  $\eta$  следует принимать равным:

- для отводов – по таблице 13 в зависимости от кривизны отвода;
- для заглушек, переходных колец и для конических переходов с углом наклона образующей менее  $12^\circ$ :  $\eta = 1$ .

Т а б л и ц а 13 – Значения коэффициента несущей способности отводов

Коэффициент несущей способности отвода $\eta$	Отношение радиуса кривизны отвода к его наружному диаметру R/D
1,0	1,30
1,5	1,15
2,0 и более	1,00

12.2.3.3 Толщина стенки соединительной детали, кроме отводов холодногнутой и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства трубопровода, должна быть не менее расчетной.

Номинальная толщина стенки детали устанавливается изготовителем с учетом технологического утонения толщины стенки в процессе изготовления детали и допускаемых минусовых отклонений на толщину стенки исходной трубы или листового проката с округлением до ближайшей большей толщины по соответствующим стандартам или техническим условиям.

Номинальная толщина стенки отводов холодногнутой и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства трубопровода, устанавливается равной номинальной толщине прямых труб, из которых изготовлены данные отводы.

П р и м е ч а н и е – Номинальная толщина стенки соединительной детали не менее 4 мм.

12.2.3.4 Минимальная толщина стенки отводов холодногнутой и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода должна быть в пределах минусового допуска на трубы, из которой они изготовлены.

12.2.3.5 Толщина кромки под сварку соединительной детали должна удов-

летворять условиям 12.2.1.1 – 12.2.1.5 (или 12.2.2.1), в которых используются присоединяемый диаметр и нормативные свойства материала детали.

### 12.3 Проверка условий прочности

12.3.1 Расчет трубопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных напряжений;
- эквивалентных напряжений.

12.3.2 Поверочный расчет трубопровода на прочность следует производить после выбора его основных размеров с учетом всех нагрузок и воздействий для всех расчетных случаев.

12.3.3 Определение усилий от нагрузок и воздействий, возникающих в отдельных элементах трубопроводов, необходимо производить методами строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем.

12.3.4 Расчетная схема трубопровода должна отражать действительные условия его работы, а метод расчета - учитывать возможность использования компьютерных программ.

12.3.5 В качестве расчетной схемы трубопровода следует рассматривать статически неопределимые плоские или пространственные, простые или разветвленные стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия трубопровода с опорными устройствами и окружающей средой (при укладке непосредственно в грунт). При этом коэффициенты повышения гибкости отводов и тройниковых соединений определяются в соответствии с 14.4.

*П р и м е ч а н и е* – В расчетной схеме трубопровода электроизолирующие вставки следует рассматривать как неравнопрочные элементы.

12.3.6 Арматуру, расположенную на трубопроводе (краны, обратные клапаны и т.д.), следует рассматривать в расчетной схеме как твердое недеформируемое тело.

12.3.7 Расчет трубопровода на прочность следует выполнять по методу допускаемых напряжений, которые определяются как произведение нормативного минимального предела текучести и нормативного минимального предела прочности материала труб на соответствующие расчетные коэффициенты. Значения расчетных коэффициентов зависят от вида проверки напряжений и регламенти-

руются настоящим сводом правил.

12.3.8 Условие прочности для кольцевых напряжений  $\sigma_h$ , МПа, выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления, вычисляемые по формуле

$$\sigma_h = \frac{P_d D}{2t_n}, \quad (12.10)$$

Кольцевые напряжения от расчетного давления должны удовлетворять условиям:

- для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород:

а) при  $\sigma_y / \sigma_u \leq 0.80$  напряжение  $\sigma_h \leq k_y F_y \sigma_y$ ;

б) при  $\sigma_y / \sigma_u > 0.80$  напряжение  $\sigma_h$ , МПа, вычисляют по формуле

$$\sigma_h \leq \min\{F_y \sigma_y; F_u \sigma_u\}, \quad (12.11)$$

- для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

$$\sigma_h \leq \min F_s \sigma_y, \quad (12.12)$$

где  $\sigma_h$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа;

$P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$t_n$  - толщина стенки трубы номинальная, мм;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$\sigma_u$  - нормативный предел прочности материала труб, МПа;

$k_y$  - поправочный коэффициент, зависящий от отношения нормативных характеристик стали  $\sigma_y / \sigma_u$  и принимаемый в соответствии с 12.2.1.4;

$F_y$  - расчетный коэффициент по пределу текучести, принимаемый по таблице 10 в зависимости от категории участка трубопровода;

$F_u$  - расчетный коэффициент по пределу прочности, принимаемый по таблице 10 в зависимости от категории участка трубопровода;

$F_s$  - расчетный коэффициент для трубопроводов, транспортирующих се-

роводородсодержащие продукты, принимаемый по таблице 12 в зависимости от категории участка трубопровода и содержания сероводорода.

12.3.9 Проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений:

- при  $\sigma_l \geq 0$  вычисляют по формуле

$$\sigma_l \leq F_{eq} \sigma_y; \quad (12.13)$$

- при  $\sigma_l < 0$  вычисляют по формуле

$$\sigma_{eq} \leq F_{eq} \sigma_y, \quad (12.14)$$

где  $\sigma_l$  - продольное напряжение, МПа;

$\sigma_{eq}$  - эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$F_{eq}$  - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений,

принимаемый в зависимости от стадии «жизни» трубопровода в соответствии с таблицей 14.

12.3.10 Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, вычисляется по формуле

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \sigma_l + \sigma_l^2 + 3\tau^2}, \quad (12.15)$$

где  $\sigma_h$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа, вычисляемое по формуле (12.10);

$\sigma_l$  - продольное напряжение, МПа;

$\tau$  - касательное напряжение (напряжение сдвига), МПа.

Т а б л и ц а 14 – Значения расчетных коэффициентов для проверки продольных и эквивалентных напряжений

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация трубопроводов, транспортирующих продукты:	
			не содержащие H <sub>2</sub> S	содержащие H <sub>2</sub> S
$F_l$	0,70	0,80	0,60	0,45
$F_{eq}$	0,96	1,00	0,90	0,65

12.3.11 Продольные напряжения в подземных и наземных (в насыпи) трубо-

## Х.ХХХХХ.2010

проводах следует определять с учетом упругопластической работы материала труб. Расчетная схема участка трубопровода должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

12.3.12 Продольное и касательное напряжения определяются из выражений:

- продольные напряжения  $\sigma_l$ , МПа:

а) для полностью заземленного подземного трубопровода вычисляют по формуле

$$\sigma_l = \mu \sigma_h - E \alpha \Delta T \pm \frac{ED}{2R}; \quad (12.16)$$

б) для полностью свободного (надземного) трубопровода вычисляют по формуле

$$\sigma_l = \frac{1}{2} \sigma_h \pm \frac{M_b}{W}; \quad (12.17)$$

- касательные напряжения  $\tau$ , МПа, вычисляют по формуле

$$\tau = \frac{M_\tau}{2W} + \frac{2Q}{A}, \quad (12.18)$$

где  $\mu$  - коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

$E$  - модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

$D$  - наружный диаметр трубы, номинальный, м;

$R$  - радиус упругого изгиба, м;

$\alpha$  - линейный коэффициент температурного расширения,  $(^\circ\text{C})^{-1}$ ;

$\Delta T$  - температурный перепад,  $^\circ\text{C}$ ;

$M_b$  - изгибающий момент в сечении трубопровода (при надземной прокладке), МН·м;

$M_\tau$  - крутящий момент, МН·м;

$W$  - момент сопротивления сечения трубопровода,  $\text{м}^3$ ;

$Q$  - поперечная сила, МН;

$A$  - площадь поперечного сечения трубы (стали),  $\text{м}^2$ .

12.3.13 Модуль деформации  $E$  и коэффициент поперечной деформации  $\mu$  материала труб следует определять в зависимости от действующих в конкретной элементарной площадке сечения трубопровода эквивалентных напряжений и деформаций с учетом диаграммы деформирования материала труб.

12.3.14 Момент сопротивления  $W$ , м<sup>3</sup>, следует вычислять по формуле

$$W = \frac{2I}{D}, \quad (12.19)$$

где  $I$  - момент инерции сечения трубы, м<sup>4</sup>;

$D$  - наружный диаметр трубы, номинальный, м.

12.3.15 Момент инерции  $I$ , м<sup>4</sup>, следует вычислять по формуле

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - D_i^4), \quad (12.20)$$

$$D_i = D - 2t_{nom}. \quad (12.21)$$

12.3.16 Изгибающий момент в сечении трубопровода (при надземной прокладке)  $M_b$  определяется в плоскости наибольшей кривизны оси трубопровода, то есть как равнодействующая моментов, приложенных в двух взаимно – перпендикулярных плоскостях.

12.3.17 При проверке продольных и эквивалентных напряжений следует учитывать функциональные и природные нагрузки. Для стадии строительства учитываются также строительные нагрузки, при этом из функциональных следует учитывать только весовые нагрузки.

12.3.18 Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения  $\sigma_l^{m.w.}$ , МПа, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, вычисляются по формуле

$$\sigma_l^{m.w.} = \frac{\pi}{2} \frac{E_0 \lambda_0}{l_m}, \quad (12.22)$$

где  $E_0$  - модуль упругости материала труб, МПа;

$\lambda_0$  - максимальные перемещения трубопровода на участке, вызываемые сдвижением грунта, м, вычисляются по формуле

$$\lambda_0 = \frac{1}{2} \left( \psi - \sqrt{\psi^2 - 3,75 \frac{\tau_s^* l^2}{E_0 t_{nom}} \Phi_1 \xi_0} \right), \quad (12.23)$$

где  $l_m$  - длина участка деформации трубопровода с учетом его работы за пределами мульды сдвижения, м;

$\psi$  - сдвиг земной поверхности в полумульде, определяющей деформа-

цию трубопровода, м

$$\psi = \xi_0 + 0.2u_{\max} + \frac{\tau_s^* l^2}{E_0 t_{\text{ном}}} \Phi_1, \quad (12.24)$$

где  $\tau_s^*$  - предельное сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода, МПа;

$l$  - длина участка однозначных деформаций земной поверхности в полумульде сдвига, пересекаемого трубопроводом, м;

$\Phi_1$ - коэффициент, учитывающий соотношение зон деформаций грунта и трубопровода в полумульде и вычисляемый по формуле

$$\Phi_1 = 0,9 - 0,65 \sin(l/l_m - 0,5), \quad (12.25)$$

где  $\xi_0$  - максимальное сдвигание земной поверхности в полумульде, пересекаемой трубопроводом, м;

$t_{\text{ном}}$  - толщина стенки трубопровода, номинальная, м;

$u_{\max}$  - перемещение, соответствующее наступлению предельного значения

$\tau_s^*$ , М.

12.3.19 Трубопроводы, прокладываемые в ММГ при использовании их по II принципу, необходимо рассчитывать на просадки и пучения.

## 12.4 Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений

12.4.1 При проверке прочности отводов необходимо учитывать продольные напряжения от действия внутреннего давления, а также от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб и изгиба при компенсации продольных деформаций.

12.4.2 При определении жесткости и напряженного состояния отводов следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

12.4.3 При расчете трубопровода жесткость участков на длине отводов  $(E_0 I)_{p.b.}$ , МН·м<sup>2</sup>, должна вычисляться по формуле

$$(E_0 I)_{p.b.} = \frac{E_0 I}{k_p}, \quad (12.26)$$

где  $E_0I$  - изгибная жесткость сечения отвода, МН·м<sup>2</sup>;

$k_p$  - коэффициент повышения гибкости отвода.

12.4.4 Значения коэффициента повышения гибкости отводов  $k_p$  следует вычислять в зависимости от центрального угла отвода  $\varphi$  и коэффициента гибкости длинных отводов:

- при  $0 < \varphi \leq 45^\circ$   $k_p^*$  следует вычислять по формуле

$$k_p = 1 + \left( k_p^* - 1 \right) \frac{\varphi}{45}; \quad (12.27)$$

- при  $\varphi > 45^\circ$   $k_p^*$  следует вычислять по формуле

$$k_p = k_p^*. \quad (12.28)$$

12.4.5 Коэффициент гибкости длинных отводов  $k_p^*$  следует вычислять с учетом действия внутреннего давления по формуле

$$k_p^* = 1 - \frac{3}{4} f_1, \quad (12.29)$$

$$r = (D - t_{nom}) / 2, \quad (12.30)$$

где  $f_1$  - параметр перемещений срединной поверхности отвода;

$R$  - радиус кривизны отвода, м;

$r$  - радиус средней линии сечения отвода, м.

$D$  - диаметр отвода наружный, м;

$t_{nom}$  - номинальная толщина стенки отвода, м.

12.4.6 Входящий в формулу (12.29) параметр перемещений  $f_1$ , а также другие параметры перемещений  $f_i$ , необходимые для определения коэффициента увеличения напряжений в отводах, находятся на основании следующих рекуррентных формул

$$\left. \begin{aligned}
 f_1 &= -\frac{12}{a_1} \\
 f_2 &= -\frac{2,5}{a_2} f_1 \\
 f_3 &= -\frac{3,5}{a_3} f_2 \\
 f_4 &= -\frac{3,75}{a_4} f_3 \\
 f_5 &= -\frac{3,85}{a_5} f_4
 \end{aligned} \right\} \cdot \quad (12.31)$$

12.4.7 В формулы (12.31) входят вспомогательные коэффициенты  $a_i$  ( $i = \overline{1,5}$ ), которые вычисляются по формулам в которые входит параметр кривизны отвода  $\lambda$  и параметр внутреннего давления  $p^*$

$$\left. \begin{aligned}
 a_5 &= 8,080 + 14360(1 + 0,121p^*)\lambda^2 \\
 a_4 &= 8,125 + 5908(1 + 0,1875p^*)\lambda^2 - \frac{14,823}{a_5} \\
 a_3 &= 8,222 + 1795(1 + 0,343p^*)\lambda^2 - \frac{14,063}{a_4} \\
 a_2 &= 8,5 + 329,7(1 + 0,8p^*)\lambda^2 - \frac{12,250}{a_3} \\
 a_1 &= 1 + 13,187(1 + 4p^*)\lambda^2 - \frac{6,25}{a_2}
 \end{aligned} \right\}, \quad (12.32)$$

$$\lambda = \frac{R t_{nom}}{r^2}, \quad (12.33)$$

$$p^* = (1 - \mu_0^2) \left( \frac{r}{t_{nom}} \right)^3 \left( \frac{P_d}{E_0} \right), \quad (12.34)$$

где  $P_d$  - давление расчетное, МПа;

$E_0$  - модуль упругости материала отвода, МПа;

$\mu_0$  - коэффициент Пуассона материала отвода.

12.4.8 Коэффициент гибкости тройниковых соединений следует принимать равным единице.

12.4.9 При расчете на прочность отводов расчетный момент  $M$ , МН·м, вычисляется в зависимости от изгибающих моментов в двух взаимно - перпендикулярных плоскостях и от коэффициента увеличения продольных напряжений по формуле

$$M = m_s \sqrt{M_i^2 + M_o^2}, \quad (12.35)$$

где  $m_s$  - коэффициент увеличения напряжений;

$M_i$  - изгибающий момент, действующий в плоскости отвода, МН·м;

$M_o$  - изгибающий момент, действующий из плоскости отвода, МН·м.

12.4.10 Коэффициент увеличения напряжений в отводах  $m_s$  следует вычислять в зависимости от центрального угла отвода  $\varphi$ :

- при  $0 < \varphi \leq 45^\circ$  коэффициент увеличения напряжений следует вычислять по формуле

$$m_s = 1 + (m_s^* - 1) \frac{\varphi}{45}; \quad (12.36)$$

- при  $\varphi > 45^\circ$  коэффициент увеличения напряжений следует вычислять по формуле

$$m_s = m_s^*, \quad (12.37)$$

где  $m_s^*$  - коэффициент увеличения напряжений в длинных отводах.

12.4.11 Коэффициент увеличения напряжений в длинных отводах  $m_s^*$  следует определять с учетом действия внутреннего давления по формуле

$$m_s^* = k_p^* + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^5 \left[ \frac{1}{i} (-1)^{i+1} f_i \right], \quad (12.38)$$

где  $k_p^*$  - коэффициента гибкости принимается по формуле (12.29);

$f_i$  - значения параметров перемещений по формулам (12.31).

12.4.12 Результирующий изгибающий момент  $M$ , МНм, действующий на ответвление тройника, следует вычислять по формуле

$$M = \sqrt{(m_i M_i)^2 + (m_o M_o)^2}, \quad (12.39)$$

где  $M_i$  - изгибающий момент на ответвление тройника, действующий в плоскости тройника, МН·м;

$M_o$  - изгибающий момент на ответвление тройника, действующий из плоскости тройника, МН·м;

$m_i, m_o$  - коэффициенты увеличения напряжений при изгибе, соответственно, в плоскости и из плоскости тройника, и вычисляемые по формулам

$$m_o = \max\left\{\zeta \frac{0.9}{h^{2/3}}; 1\right\}, \quad \zeta = d/D, \quad (12.40)$$

$$m_i = 0,75 m_o + 0,25, \quad (12.41)$$

где  $d, D$  - соответственно, диаметры наружные ответвления и магистрали тройника, м.

12.4.13 Входящий в формулу (12.40) безразмерный параметр тройника  $h$  следует вычислять:

- для сварных тройников без усиливающих элементов по формуле

$$h = \frac{(T_h)_n}{r}; \quad (12.42)$$

- для штампованных и штампосварных тройников по формулам

$$h = \left(1 + \frac{r_0}{r}\right) \frac{(T_h)_n}{r}, \quad (12.43)$$

$$r = [D - (T_h)_n] / 2, \quad (12.44)$$

где  $D$  - диаметр наружный основной трубы (магистрали) тройника, м;

$(T_h)_n$  - номинальная толщина стенки магистрали тройника, м;

$r_0$  - радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии.

## 12.5 Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов

12.5.1 Общую устойчивость участка трубопровода следует проверять в плоскости наименьшей жесткости системы. Общая устойчивость участка трубопровода выполняется в случае, если удовлетворяется условие

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} N_{cr}, \quad (12.45)$$

где  $S$  - эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{cr}$  - критическое продольное усилие, которое определяется с учетом радиуса кривизны оси, высоты засыпки, свойств грунта, балластировки и закрепления анкерами, возможного обводнения, МН;

$k_{u.b.}$  - коэффициент запаса общей устойчивости, принимаемый равным:

- 1,10 – для участков трубопроводов категории Н;
- 1,30 – для участков трубопроводов категорий С и В.

12.5.2 Общую устойчивость следует проверять для криволинейных участков в плоскости изгиба трубопровода. Общую устойчивость на прямолинейных участках подземных участков следует проверять в вертикальной плоскости с радиусом начальной кривизны 5000 м.

12.5.3 Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять с учетом нагрузок и воздействий, продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

Для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода  $S$ , МН, вычисляется по формуле

$$S = \alpha E_0 \Delta T A_s + (1 - 2\mu_0) A_i P_d, \quad (12.46)$$

где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения материала труб,  $(^\circ\text{C})^{-1}$ ;

$E_0$  - модуль упругости материала труб, МПа;

$\Delta T$  - температурный перепад,  $^\circ\text{C}$ ;

$\mu_0$  - коэффициент Пуассона материала труб;

$A_s$  - площадь поперечного сечения трубы (стали),  $\text{м}^2$ ;

$A_i$  - площадь поперечного сечения трубопровода «в свету»,  $\text{м}^2$ ;

$P_d$  - расчетное внутреннее давление, МПа.

12.5.4 Для приближенной оценки общей устойчивости участка трубопровода может быть использован порядок расчета, приведенный в 12.5.5 - 12.5.9.

12.5.5 Значение критического продольного усилия  $N_{cr}$ , МН, следует вычис-

лять по формуле

$$N_{cr} = 0,372 q^* \cdot \rho_0, \quad (12.47)$$

где  $q^*$  - предельное погонное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, МН/м;

$\rho_0$  - расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

12.5.6 Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх  $q^*$ , МН/м, вычисляется по формуле

$$q^* = w + q_s^*, \quad (12.48)$$

где  $q_s^*$  - предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, МН/м;

$w$  - погонный вес трубопровода, МН/м;

$q_s^*$  - предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м.

Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода  $q_s^*$  должна вычисляться:

- для песчаных и других несвязных грунтов по формуле

$$q_s^* = \gamma HD \left(1 + k_{H.s.} \frac{H}{D}\right); \quad (12.49)$$

- для глинистых и других связных грунтов по формулам

$$q_s^* = k_{H.c.} c D, \quad (12.50)$$

$$k_{H.c.} = \min \left\{ 3,0; \frac{H}{D} \right\}, \quad (12.51)$$

где  $\gamma$  - расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м<sup>3</sup>;

$H$  - глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, м;

$D$  - диаметр наружный газопровода, м;

$k_{H.s.}$  - коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, определяется экспериментальным способом, если отсутствуют надежные данные, то следует принимать равным 0,5 для плотных грунтов и 0,1 для слабонесущих грунтов;

$k_{H.c.}$  - коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов;

$c$  - сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное), МПа.

12.5.7 Для вертикальных углов поворота выпуклостью вверх, образованных в результате упругого изгиба с радиусом кривизны  $\rho$ , расчетный радиус кривизны  $\rho_0$  принимается равным

$$\rho_0 = \rho. \quad (12.52)$$

Допускается упругий изгиб, удовлетворяющий условию

$$\rho \geq 1000 D, \quad (12.53)$$

где  $D$  - диаметр наружный газопровода, м.

При более крутых поворотах трассы следует использовать вставки холодного гнутья и заводские отводы с радиусом кривизны оси, удовлетворяющему условию

$$R \geq 5D. \quad (12.54)$$

12.5.8 Прямолинейные участки трубопровода рассматриваются как изогнутые (выпуклостью вверх), для них расчетный радиус кривизны принимается равным  $\rho_0 = 5000$  м.

12.5.9 Для вертикальных углов поворота трассы, образованных с помощью вставок холодного гнутья и заводских отводов, расчетный радиус кривизны  $\rho_0$  подземного газопровода определяется в зависимости от конструктивной схемы угла поворота трассы, приведенной в приложении Г.

12.5.10 Если условие общей устойчивости участка трубопровода (12.45) не соблюдается, то необходимо выполнить одно или несколько следующих мероприятий:

- увеличить глубину засыпки грунтом;
- изменить схему выполнения угла поворота трассы;
- применить балластировку участка трубопровода грузами;
- применить закрепление участка трубопровода анкерными устройствами.

## 12.6 Устойчивость положения трубопровода

12.6.1 Под устойчивостью положения (против всплытия) подразумевается обеспечение проектного положения участков трубопроводов, прокладываемых на обводненных отрезках трассы и подверженных воздействию выталкивающих сил. Устойчивость положения трубопровода обеспечивается в случае соблюдения неравенства

$$Q_{act} \leq \frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}, \quad (12.55)$$

где  $Q_{act}$  - суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{pas}$  - суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вниз, включая собственный вес трубопровода, Н;

$k_{n.f}$  - коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода, принимаемый равным для участков прокладки трубопровода (по отношению к русловой части рек и водоемов):

- через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности - 1,05;
- русловых через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ - 1,10;
- через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки - 1,15.

12.6.2 Для определения интенсивности балластировки (вес на воздухе  $q_{bal}^n$ ) при обеспечении устойчивости положения в частном случае укладки трубопровода свободным изгибом и его равномерной по длине пригрузки следует использовать зависимость

$$q_{bal}^n = \frac{1}{n_{bal}} (q_w + q_b - q_{pip} - q_{liq}) \frac{\gamma_{bal}}{\gamma_{bal} - \gamma_w}, \quad (12.56)$$

где  $n_{bal}$  - коэффициент запаса по нагрузке, принимаемый равным:

- для железобетонных зов - 0,9;
- для чугунных зов - 1,0;

$q_w$  - погонная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_b$  - интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, Н/м;

$q_{pip}$  - погонная нагрузка от веса трубы Н/м;

$q_{liq}$  - погонная нагрузка от веса продукта, Н/м;

$\gamma_{bal}$  - плотность материала балласта, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_w$  - плотность воды, принимаемая по данным изысканий, кг/м<sup>3</sup>.

12.6.3 При определении расчетной интенсивности нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе следует учитывать знак кривизны оси изогнутого участка - выпуклость или вогнутость:

- для выпуклых кривых по формуле

$$q_b = \frac{8E_0I}{9\beta^2\rho^3} 10^6; \quad (12.57)$$

- для вогнутых кривых по формуле

$$q_b = \frac{32E_0I}{9\beta^2\rho^3} 10^6, \quad (12.58)$$

где  $E_0$  - модуль упругости материала трубы, МПа;

$I$  - момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м<sup>4</sup>;

$\beta$  - угол поворота оси трубопровода, радиан;

$\rho$  - радиус кривизны упругого изгиба, м.

12.6.4 Для случая применения обетонированных труб при отсутствии нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе толщину слоя обетонирования  $t_c$ , м, следует определять, используя следующие зависимости

$$t_c = \frac{1}{2}(D_c - D - 2t_{ins}), \quad (12.59)$$

$$D_c = \sqrt{\frac{D^2 - (D^2 - D_i^2)\gamma_{st}^* - (D_{ins}^2 - D^2)\gamma_{ins}^*}{1 - k_{n.f}\gamma_w^*}}, \quad (12.60)$$

$$D_i = D - 2t_{nom}, \quad (12.61)$$

$$D_{ins} = D + 2t_{ins}, \quad (12.62)$$

$$\gamma_{\text{O}}^* = \frac{\gamma_{\text{O}}}{\gamma_c}, \quad (12.63)$$

где  $D_c$  - диаметр наружный обетонированной трубы (с учетом толщины слоя обетонирования), м;

$D$  - диаметр наружный трубы, м;

## Х.ХХХХХ.2010

$D_i$  - диаметр внутренней трубы, м;

$D_{ins}$  - диаметр наружной трубы с учетом изоляционного слоя, м;

$t_{ins}$  - толщина изоляционного слоя, м;

$t_{nom}$  - толщина стенки трубы номинальная, м;

$\gamma_{st}; \gamma_c; \gamma_{ins}; \gamma_w$  - плотности, соответственно, стали, бетона, материала изоляционного слоя, воды, кг/м<sup>3</sup>;

$k_{n.f}$  - коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода, принимаемый по 12.6.1.

12.6.5 Вес грунта засыпки при расчете балластировки трубопроводов на русловых участках переходов через реки и водохранилища не учитывается. При проверке общей устойчивости трубопровода как сжатого стержня допускается учитывать вес грунта засыпки толщиной 1,0 м при обязательном соблюдении требований в части заглубления трубопровода в дно не менее 1 м.

12.6.6 Расчетная несущая способность анкерного устройства  $B_{anc}$ , МН, вычисляется по формуле

$$B_{anc} = z m_{anc} P_{anc}, \quad (12.64)$$

где  $z$  - количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$m_{anc}$  - коэффициент, зависящий от количества анкеров в устройстве и относительного размера анкера, принимаемый равным:

$$\left. \begin{array}{l} \text{- при } z = 1 \text{ или при } z \geq 2 \text{ и } D / D_{anc} \geq 3: \quad m_{anc} = 1, \\ \text{- при } z \geq 2 \text{ и } 1 \leq D / D_{anc} < 3: \quad m_{anc} = 0,25 \left( 1 + \frac{D}{D_{anc}} \right), \end{array} \right\} (12.65)$$

Расчетная несущая способность анкера  $P_{anc}$ , МН, по грунту основания вычисляется по формуле

$$P_{anc} = \frac{\Phi_{anc}}{k_{anc}}, \quad (12.66)$$

где  $D$  - наружный диаметр газопровода, м;

$D_{anc}$  - максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, м;

$\Phi_{anc}$  - несущая способность анкера, МН, определяемая расчетом или по

результатам полевых испытаний;

$k_{anc}$  - коэффициент запаса по несущей способности анкера, принимаемый равным:

- 1,40 - если несущая способность анкера определена расчетом;
- 1,25 - если несущая способность анкера определена по результатам полевых испытаний статической нагрузкой.

## 12.7 Расчет надземных трубопроводов

12.7.1 Надземные трубопроводы могут представлять собой следующие конструкции:

- балочные;
- шпренгельные;
- арочные;
- висячие;
- вантовые;
- мостовые фермы.

12.7.2 Надземные (открытые) трубопроводы следует проверять на прочность, общую устойчивость и выносливость (при колебаниях в ветровом потоке).

12.7.3 Надземные трубопроводы должны проектироваться с учетом возможного пропуска по ним ВТУ, а также заполнения водой при гидравлических испытаниях.

12.7.4 Продольные усилия, изгибающие и крутящие моменты в надземных трубопроводах различных систем прокладки (балочных, шпренгельных, вантовых, висячих, арочных и др.) следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как стержень (прямолинейный или криволинейный).

При наличии изгибающих моментов в вертикальной и горизонтальной плоскостях расчет следует производить по их равнодействующей. В расчетах необходимо учитывать геометрическую нелинейность системы.

12.7.5 При определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных трубопроводах следует учитывать изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода. Изгибающие моменты в бескомпенсаторных переходах трубопроводов необходимо определять с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных трубопроводов должен производиться с

## **X.XXXXX.2010**

учетом перемещений трубопровода на примыкающих подземных участках трубопроводов.

12.7.6 Балочные системы надземных трубопроводов должны рассчитываться с учетом трения на опорах, при этом принимается меньшее или большее из возможных значений коэффициента трения в зависимости от того, что опаснее для данного расчетного случая.

12.7.7 Трубопроводы балочных, шпренгельных, арочных и висячих систем с воспринимаемым трубопроводом распором должны быть рассчитаны на общую устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

12.7.8 Расчетные величины продольных перемещений надземных участков трубопровода следует определять от максимального повышения температуры стенок труб (положительного расчетного температурного перепада) и внутреннего давления (удлинение трубопровода), а также от наибольшего понижения температуры стенок труб (отрицательного температурного перепада) при отсутствии внутреннего давления в трубопроводе (укорочение трубопровода).

12.7.9 С целью уменьшения размеров компенсаторов рекомендуется применять предварительную их растяжку или сжатие, при этом на чертежах должны указываться величины растяжки или сжатия в зависимости от температуры воздуха, при которой производится сварка замыкающих стыков.

12.7.10 Оценку общей устойчивости надземных участков трубопроводов следует выполнять в соответствии с правилами строительной механики для стержневых систем.

12.7.11 Пролет надземного балочного многопролетного участка трубопровода должен удовлетворять условиям статической прочности и аэродинамической устойчивости (условию отсутствия резонансных колебаний трубопровода в ветровом потоке).

12.7.12 Пролет надземного трубопровода следует определять для стадии его эксплуатации. В случае гидростатических испытаний трубопровода необходимо определить пролет для стадии испытаний или предусмотреть монтаж дополнительных временных опор на период испытаний.

12.7.13 Пролет надземного балочного многопролетного участка трубопровода  $L$  должен приниматься как меньшее из двух значений пролета:

- из условия статической прочности  $L_{sta}$ ;
- из условия аэродинамической устойчивости  $L_{dyn}$

$$L = \min \{L_{sta}; L_{dyn}\}. \quad (12.67)$$

#### 12.7.14 Определение пролета из условия статической прочности

12.7.14.1 Пролет из условия статической прочности должен приниматься как меньшее из двух значений пролета, определяемых для растянутой  $L_{sta}^+$ , м, и сжатой  $L_{sta}^-$ , м, зон поперечного сечения, в котором действует максимальный изгибающий момент

$$L_{sta} = \min \{L_{sta}^+; L_{sta}^-\}. \quad (12.68)$$

12.7.14.2 Значения пролетов из условия статической прочности для растянутой и сжатой зон вычисляют соответственно по формулам

$$L_{sta}^+ = + \sqrt{12 \left( [\sigma_l^+] - \frac{1}{2} \sigma_h \right) \frac{W}{q_{sta}}}, \quad (12.69)$$

$$L_{sta}^- = + \sqrt{12 \left( [\sigma_l^-] + \frac{1}{2} \sigma_h \right) \frac{W}{q_{sta}}}, \quad (12.70)$$

где  $[\sigma_l^+]$  - допускаемое продольное фибровое напряжение в растянутой зоне сечения трубопровода, МПа;

$[\sigma_l^-]$  - допускаемое продольное фибровое напряжение в сжатой зоне сечения трубопровода, МПа;

$\sigma_h$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления, определяемое по формуле (12.10), МПа;

$W$  - момент сопротивления сечения трубопровода, определяемый по формуле (12.19), м<sup>3</sup>;

$q_{sta}$  - погонный вес трубопровода в расчете на статические нагрузки и воздействия, МН/м.

12.7.14.3 Допускаемые продольные фибровые напряжения (продольные напряжения в крайних волокнах сечения трубопровода) в растянутой и сжатой зонах сечения трубопровода вычисляются по формулам

$$[\sigma_l^+] = F_{eq} \sigma_y, \quad (12.71)$$

$$[\sigma_l^-] = \psi F_{eq} \sigma_y, \quad (12.72)$$

$$\psi = +\sqrt{1 - \frac{3}{4}(\sigma_h^*)^2} - \frac{1}{2}(\sigma_h^*), \quad (12.73)$$

$$\sigma_h^* = \frac{\sigma_h}{F_{eq} \sigma_y}, \quad (12.74)$$

где  $\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$F_{eq}$  - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый в соответствии с таблицей 15 равным 0,90 для стадии эксплуатации трубопровода;

$\psi$  - понижающий коэффициент, учитывающий сложное напряженное состояние в соответствии с теорией Мизеса.

12.7.14.4 Погонная нагрузка на трубопровод  $q_{sta}$ , МН/м, в расчете на статические нагрузки и воздействия определяется как равнодействующая вертикальной  $q_{sta}^V$  и горизонтальной  $q_{sta}^H$  составляющих

$$q_{sta} = q_{sta}^V + q_{sta}^H. \quad (12.75)$$

12.7.14.5 Вертикальная составляющая погонной нагрузки  $q_{sta}^V$ , МН/м, вычисляются по формуле

$$q_{sta}^V = q_{wgt} + q_{ins} + q_{t.p.} + q_{s.i.} + q_{gas}, \quad (12.76)$$

где  $q_{wgt}$  - погонный вес трубы, МН/м;

$q_{ins}$  - погонный вес изоляционного (противокоррозионного) покрытия МН/м;

$q_{t.p.}$  - погонный вес теплоизоляционного слоя, МН/м;

$q_{s.i.}$  - погонный вес снега (или обледенения), МН/м;

$q_{gas}$  - погонный вес перекачиваемого газа, МН/м.

12.7.14.6 Для определения нагрузок, входящих в выражения (12.75) и (12.76) следует использовать формулы, приведенные в разделе 11, с учетом перевода размерностей из ньютон на метр в меганьютон на метр.

12.7.15 Определение пролета из условий аэродинамической устойчивости

12.7.15.1 Пролет из условий аэродинамической устойчивости  $L_{dyn}$ , м, следует вычислять по формуле

$$L_{dyn} = \kappa \sqrt{\frac{\delta / K_{\delta}}{c \rho D_{t.p.} v_0}} \sqrt[4]{E_0 I m}, \quad (12.77)$$

где  $\kappa$  - коэффициент учета числа пролетов (для многопролетной системы с числом пролетов более трех равен  $\pi$ );

$\delta$  - конструкционный декремент колебаний (может принимать значения примерно от 0,1 до 0,001);

$K_{\delta}$  - коэффициент запаса по декременту колебаний ( $> 1$ );

$c$  - аэродинамический коэффициент ( $\approx 1,15$ );

$\rho$  - плотность ветрового потока ( $\approx 1,25$  кг/м<sup>3</sup>);

$D_{t.p.}$  - диаметр трубопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м;

$v_0$  - скорость ветра нормативная, м/с;

$E_0 I$  - изгибная жесткость сечения трубопровода, МН·м<sup>2</sup>, момент инерции  $I$  следует определять по формуле (12.20);

$m$  - погонная масса газопровода, кг/м.

12.7.15.2 Значения конструкционного декремента колебаний  $\delta$  и коэффициента запаса по декременту колебаний  $K_{\delta}$  следует определять на основании экспериментальных данных для конструктивных решений надземного трубопровода, идентичных с проектируемым. При отсутствии экспериментальных данных эти значения рекомендуется принимать равными  $\delta = 0,007$ ,  $K_{\delta} = 1,33$ .

12.7.15.3 Нормативная скорость ветра  $v_0$ , м/с, вычисляется по формуле

$$v_0 = \sqrt{2Kw_0 / \rho}, \quad (12.78)$$

где  $K$  - поправочный коэффициент, принимаемый равным  $K = 0,75$ , если ось трубопровода находится на высоте над поверхностью земли  $\leq 5$  м, и  $K = 1$  при большей высоте;

$w_0$  - нормативное значение ветрового давления, Па, которое следует принимать по таблице 5 СНиП 2.01.07-85 [15] в зависимости от ветрового района;

$\rho$  - плотность ветрового потока ( $\approx 1,25$  кг/м<sup>3</sup>).

12.7.15.4 Погонную массу трубопровода  $m$ , кг/м, следует вычислять для опорожненного трубопровода по формуле

$$m = \frac{1}{g} (q_{wgt} + q_{ins} + q_{t.p.}), \quad (12.79)$$

где  $q_{wgt}$  - погонный вес трубы, Н/м;

$q_{ins}$  - погонный вес изоляционного (противокоррозионного) покрытия, Н/м;

$q_{t.p.}$  - погонный вес теплоизоляционного слоя, Н/м.

#### 12.7.16 Требования к расчету опор трубопроводов

12.7.16.1 Расчет оснований, фундаментов и самих опор следует производить по потере несущей способности (прочности и устойчивости положения) или непригодности к нормальной эксплуатации, связанной с разрушением их элементов или недопустимо большими деформациями опор, опорных частей, элементов пролетных строений или трубопровода.

12.7.16.2 Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части следует рассчитывать на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

При расчете опор следует учитывать глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (пучение и просадка), а также возможные изменения свойств грунта (в пределах восприятия нагрузок) в зависимости от времени года, температурного режима, осушения или обводнения участков, прилегающих к трассе, и других условий.

12.7.16.3 Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и от изменений длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, должны определяться в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации продольных деформаций трубопроводов с учетом сопротивлений перемещениям трубопровода на опорах.

12.7.16.4 Нагрузки на неподвижные («мертвые») опоры надземных балочных систем трубопроводов следует принимать равными сумме усилий, передающихся на опору от примыкающих участков трубопровода, если эти усилия направлены в одну сторону, и разности усилий, если эти усилия направлены в разные стороны. В последнем случае меньшая из нагрузок принимается с коэффициентом, равным 0,8. При равенстве усилий, направленных в разные стороны,

горизонтальную нажку принимать с коэффициентом, равным 0,2.

12.7.16.5 Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры балочных надземных систем трубопроводов следует рассчитывать на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопроводов к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на подвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения.

В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

12.7.16.6 При расчете опор арочных систем, анкерных опор висячих и других систем следует производить расчет на возможность опрокидывания и сдвиг этих систем.

## **12.8 Проверка прочности и работоспособности трубопроводов при сейсмических воздействиях**

12.8.1 Участки трубопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, указанных в 9.8.1 должны быть проверены расчетом на прочность и работоспособность в соответствии с требованиями настоящего раздела и с учетом сейсмических воздействий согласно СНиП II-7-81 [16].

12.8.2 Сейсмическая опасность зоны прокладки трубопровода предварительно оценивается по Картам ОСР-97 [17]. Интенсивность возможного землетрясения следует оценивать по Шкале MSK-64 [11]. Окончательная оценка сейсмической опасности зоны прокладки трубопровода должна быть выполнена на основании сейсмического микрорайонирования зоны прокладки газопровода.

12.8.3 Участки подземных трубопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, делятся на две категории:

- участки повышенной сейсмической опасности – участки с сейсмичностью свыше восьми баллов до девяти баллов включительно;
- участки особой сейсмической опасности – участки с сейсмичностью

## Х.ХХХХХ.2010

свыше девяти баллов до десяти баллов включительно, а также участки пересечения активных тектонических разломов.

### 12.8.4 Участки повышенной сейсмической опасности

12.8.4.1 Для каждого элемента рассчитываемого подземного участка трубопровода определяются продольные напряжения  $\sigma_{N.sei}$ , МПа, от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода по формуле

$$\sigma_{N.sei} = \pm \frac{0.04 m_0 k_0 k_n a_c E_0 T_0}{c_p}, \quad (12.80)$$

где  $m_0$  - коэффициент заземления трубопровода в грунте;

$k_0$  - коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода;

$k_n$  - коэффициент повторяемости землетрясения;

$a_c$  - сейсмическое ускорение, м/с<sup>2</sup>;

$E_0$  - модуль упругости материала труб, МПа;

$T_0$  - преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях, с;

$c_p$  - скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, м/с.

12.8.4.2 Коэффициент заземления трубопровода в грунте  $m_0$  следует определять на основании материалов изысканий. Для предварительных расчетов допускается принимать по таблице 15.

Т а б л и ц а 15 – Характеристики грунтов при расчете трубопроводов на сейсмические воздействия

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны $c_p$ , м/с	Коэффициент заземления трубопровода в грунте $m_0$
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	120	0,50
Песчаные маловлажные	150	0,50
Песчаные средней влажности	250	0,45

Окончание таблицы 15

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны $c_p$ , м/с	Коэффициент заземления трубопровода в грунте $m_0$
Песчаные водонасыщенные	350	0,45
Супеси и суглинки	300	0,60
Глинистые влажные, пластичные	500	0,35
Глинистые, полутвердые и твердые	2000	0,70
Лёсс и лёссовидные	400	0,50
Торф	100	0,20
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	2200	1,00
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1500	1,00
Гравий, щебень и галечник	1100	См. примеч. 2
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильно выветренные)	1500	
Скальные породы (монолитные)	2200	
<p>Примечания</p> <p>1 В таблице приведены наименьшие значения <math>c_p</math>, которые следует уточнять при изысканиях.</p> <p>2 Значения коэффициентов заземления трубопровода следует принимать по грунту засыпки.</p>		

При выборе значения коэффициента  $m_0$  необходимо учитывать изменения состояния окружающего трубопровод грунта в процессе эксплуатации.

12.8.4.3 Скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода  $c_p$  следует определять при изысканиях. На стадии разработки проекта допускается принимать согласно таблице 15.

12.8.4.4 Коэффициент  $k_0$ , учитывающий степень ответственности трубопровода, зависит от характеристики трубопровода и определяется по таблице 16.

**X.XXXXX.2010**

Т а б л и ц а 16 – Значения коэффициента  $k_0$ , учитывающего степень ответственности трубопровода

Характеристика трубопровода	Значение коэффициента $k_0$
Трубопроводы при рабочем давлении свыше 10,0 МПа.	2,0
Трубопроводы при рабочем давлении от 2,5 до 10,0 МПа включительно; Трубопроводы независимо от величины рабочего давления, обеспечивающие функционирование особо ответственных объектов;	1,5
Переходы трубопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу в межень 25 м и более.	-
Трубопроводы при рабочем давлении от 1,2 до 2,5 МПа.	1,2
П р и м е ч а н и е – При сейсмичности площадки девяти баллов и выше коэффициент $k_0$ для трубопроводов, указанных в позициях 1 и 2, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.	

12.8.4.5 Повторяемость сейсмических воздействий следует принимать по Картам ОСР-97 [17] и согласно СНиП II-7-81 [16]. Значения коэффициентов повторяемости землетрясений  $k_n$  следует принимать по таблице 17.

Т а б л и ц а 17 – Значения коэффициента повторяемости землетрясений  $k_n$

Повторяемость землетрясений, один раз в	Коэффициент повторяемости $k_n$
100 лет	1,15
1000 лет	1,0
10 000 лет	0,9

12.8.4.6 Сейсмическое ускорение  $a_c$  следует определять по данным сейсмического районирования и микрорайонирования, получаемым на основании анализа записей сейсмометрических станций ранее имевших место землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. Величины принимаемых максимальных расчетных ускорений по акселерограммам должны быть не менее указанных в таблице 18.

Т а б л и ц а 18 – Значения сейсмического ускорения  $a_c$

Сила землетрясения, баллы	Сейсмическое ускорение $a_c$ , $m/c^2$
7	1
8	2
9	4
10	8

12.8.4.7 Полученные продольные напряжения от действия сейсмических сил (12.80) в сумме с продольными осевыми напряжениями для НУЭ должны удовлетворять условию

$$|\sigma_{N.sei} + \nu \sigma_h - E\alpha \Delta T| \leq \sigma_y, \quad (12.81)$$

где  $\sigma_{N.sei}$  - продольные осевые напряжения, вызванные сейсмическими воздействиями, и определяемые по формуле (12.80), МПа;

$\mu$  - коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

$E$  - модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

$\alpha$  - линейный коэффициент температурного расширения,  $(^\circ\text{C})^{-1}$ ;

$\Delta T$  - температурный перепад,  $^\circ\text{C}$ .

#### 12.8.5 Участки особой сейсмической опасности

12.8.5.1 Расчет с учетом сейсмических воздействий состоит из двух последовательных этапов. На первом этапе выполняется расчет и все проверки для состояния НУЭ в соответствии с требованиями разделов 12.3 и 12.5. В случае если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким-либо требованиям для НУЭ, вводятся поправки в конструктивную схему участка трубопровода или изменяются условия его нагружения.

12.8.5.2 Если рассчитываемый участок трубопровода удовлетворяет всем критериям прочности и устойчивости для НУЭ, выполняется второй этап расчета - на сейсмические воздействия. Данный расчет должен выполняться на основе двухуровневого подхода, который характеризуется следующими требованиями:

- трубопровод должен выдерживать воздействие ПЗ при минимальных повреждениях или полном отсутствии таковых;

**П р и м е ч а н и е** – В этом случае трубопровод продолжает работать при минимальных перерывах в нормальной эксплуатации без необходимости в ремонтных работах значительного объема.

- трубопровод должен выдерживать воздействие МРЗ без разрывов; в этом случае трубопроводу могут быть нанесены значительные повреждения, в результате которых будет прервана эксплуатация, и для устранения которых потребуется провести ремонтные работы в одном или нескольких местах.

## **X.XXXXX.2010**

12.8.5.3 Полученные по формуле (12.80) осевые напряжения суммируются (поочередно с разными знаками) с наибольшими и наименьшими (в алгебраическом смысле) продольными напряжениями (12.16), полученными для каждого расчетного элемента участка трубопровода на стадии НУЭ. Затем определяются соответствующие эквивалентные напряжения и далее (с учетом диаграммы деформирования материала труб) находятся продольные деформации в тех же точках сечений, в которых были определены наибольшие и наименьшие продольные напряжения.

12.8.5.4 Полученные в 12.8.5.3 значения продольных деформаций следует проверить на соответствие допускаемому уровню. При отсутствии других нормативных требований эти значения деформаций должны соответствовать критериям сейсмостойкого проектирования.

12.8.5.5 Кроме проверок продольных деформаций, также должны быть выполнены проверки других критериев сейсмостойкого проектирования участка газопровода:

- разрыв трубопровода;
- местная потеря устойчивости стенки трубопровода;
- гофрообразование по телу трубы;
- образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, зонах термического влияния, по телу трубы;
- общая потеря устойчивости трубопровода.

12.8.5.6 При проверке условия общей устойчивости участка трубопровода при продольном изгибе в вертикальной плоскости (для проектного землетрясения) необходимо учитывать нелинейное поведение материала трубы, недостатки геометрии профиля трубопровода в фактическом состоянии укладки и сопротивление засыпки над трубой вертикальному перемещению трубопровода вверх.

12.8.5.7 Расчет подземных трубопроводов и трубопроводов в насыпи на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

12.8.5.8 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно СНиП II-7-81 [16].

12.8.5.9 Расчет надземных трубопроводов на опорах следует производить на действие сейсмических сил, направленных:

- вдоль оси трубопровода, при этом определяются величины напряжений в трубопроводе, а также производится проверка конструкций опор на действие

горизонтальных сейсмических нагрузок;

- по нормали к продольной оси трубопровода (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), при этом следует определять величины смещений трубопровода и достаточность длины ригелей, при которой не произойдет сброса трубопровода с опоры, дополнительные напряжения в трубопроводе, а также проверять конструкции опор на действие горизонтальных и вертикальных сейсмических нагрузок.

Дополнительно необходимо проводить поверочный расчет трубопровода на нагрузки, возникающие при взаимном смещении опор.

### **13 Требования к испытаниям трубопроводов внутренним давлением**

13.1 Трубопроводы испытывают на прочность и герметичность гидравлическим или пневматическим способом. Требования к испытаниям на прочность участков трубопроводов принимают по таблице 19. Пневматические испытания вновь построенных трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8 МПа не допускаются.

13.2 Испытание промысловых трубопроводов на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов). Документация, подтверждающая готовность участка к испытанию предоставляется специализированной организации, проводящей испытания.

13.3 Внутренняя поверхность труб перед испытаниями должна быть очищена от снега, льда, воды и загрязнений. В случае испытаний гидравлическим способом очистку газопроводов проводят промывкой, при пневматических испытаниях – продувкой, с использованием очистных поршней. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Т а б л и ц а 19 – Требования к испытаниям на прочность участков трубопроводов

Тип испытания; Характеристика этапов испытания	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристики участков
	Способ испытаний:					Назначение
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
<p>1 Испытание в три этапа:</p> <p>первый этап: - для подводных переходов: после сварки на стапеле или на площадке (целиком или отдельными плетями), но до изоляции; - для переходов через железные и автомобильные дороги: после укладки на проектные отметки.</p> <p>второй этап: - для подводных переходов: после укладки и засыпки; - для переходов через железные и автомобильные дороги: одновременно с примыкающими участками категории С.</p> <p>третий этап: одновременно с трубопроводом.</p>	<p>1,5 <i>p</i> Для категории В</p> <p>1,25 <i>p</i> Для категории С</p> <p>1,25 <i>p</i></p> <p>1,1 <i>p</i></p>	<p>Не применяется</p> <p>1,25 <i>p</i></p> <p>1,1 <i>p</i></p>	<p>6</p> <p>12</p> <p>12</p>	<p>-</p> <p>12</p> <p>12</p>	В, С	<p>Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды).</p> <p>Переходы через железные дороги общей сети (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 50 м от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотливного сооружения дороги.</p> <p>Переходы через автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям I-а, I-б, II, III категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.</p>

Тип испытания; Характеристика этапов испытания	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристики участков
	Способ испытаний:					Назначение
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
<p>2 Испытание в два этапа:</p> <p>первый этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах</p> <p>второй этап: одновременно с трубопроводом</p>	<p>1,5 <i>p</i> Для категории В</p> <p>1,25 <i>p</i> Для категории С</p> <p>1,1 <i>p</i></p>	<p>1,25 <i>p</i></p> <p>1,1 <i>p</i></p>	<p>6</p> <p>12</p>	<p>12</p> <p>12</p>	В, С	<p>Переходы трубопроводов через:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые без помощи подводно-технических средств, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды);</li> <li>- горные потоки (реки) при подземной прокладке и поймы рек по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности;</li> <li>- болота типа II и III;</li> <li>- железные дороги промышленного железнодорожного транспорта (внешние, внутренние железнодорожные пути), включая участки по обе стороны дороги длиной 50 м каждый от осей крайних путей.</li> </ul> <p>Переходы трубопроводов через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий;</li> <li>- внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий;</li> <li>- внутрихозяйственные автомобильные дороги в сельскохозяйственных предприятиях и организациях 1-с категории.</li> </ul> <p>Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности;</p> <p>Участки трубопроводов, примыкающие к переходам через все железные и категорированные автомобильные дороги, в пределах расстояний, указанных в разделе 7.2</p> <p>Трубопроводы, прокладываемые в слабо связанных</p>

Продолжение таблицы 19

Тип испытания; Характеристика этапов испытания	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристики участков
	Способ испытаний:					Назначение
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
						<p>барханных песках в условиях пустынь; участки газопроводов, примыкающие к площадкам скважин на расстоянии 150 м от ограждения; газопроводы на длине 250 м от и гребенок подводных переходов, подключения трубопроводов друг к другу и участки от охранных кранов до площадок УКПГ, УППГ, ДКС, КС ПХГ.</p> <p>Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций.</p> <p>Участки трубопроводов, транспортирующие продукты в жидкой фазе и токсичные продукты, расположенные выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 300 м – при диаметре труб 700 мм и менее;</li> <li>- 500 м – при диаметре труб до 1000 мм включительно;</li> <li>- 1000 м – при диаметре труб более 1000 мм.</li> </ul> <p>Переходы через селевые потоки, конусы выносов и солончаковые грунты и нефтепроводы, нефтегазопроводы, конденсатопроводы, выкидные трубопроводы нефтяных скважин, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение.</p> <p>Узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним.</p> <p>Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям, подверженным карстовым явлениям.</p> <p>Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения.</p> <p>Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопровода-</p>

11 Окончание таблицы 19

Тип испытания; Характеристика этапов испытания	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участ- ка	Характеристики участков
	Способ испытаний:					Назначение
	гидравли- ческий	пневмати- ческий	гидравли- ческий	пневмати- ческий		
						ми, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в позиции 14 таблицы 6, с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более. Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома.
3 Испытание в один этап одновременно с трубопроводом	1,1 <i>p</i>	1,1 <i>p</i>	12	12	С, Н	Участки газопровода категории С, кроме указанных выше; участки категории Н.
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 <i>p</i> - рабочее давление, устанавливаемое проектом.</p> <p>2 На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не превышает наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.</p> <p>3 Временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров следует предварительно подвергнуть гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125 % от испытательного давления испытываемых трубопроводов.</p> <p>4 Напряжения в надземных участках трубопровода при воздействии испытательного давления следует проверить расчетом и определить соответствие требованиям 12.3.9.</p> <p>5 Переходы через водные преграды шириной менее 30 м и глубиной менее 1,5 м допускается испытывать в один этап одновременно с трубопроводом.</p> <p>6 Участки категории С, приведенные в позиции 3, могут по усмотрению проектной организации (в зависимости от конкретных условий) подвергаться испытаниям в два этапа, что следует отразить в проекте.</p> <p>7 При укладке подводных трубопроводов способом последовательного наращивания с трубоукладочной баржи или с береговой монтажной площадки первый этап испытаний при испытаниях в три этапа не производят.</p> <p>8 Участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа с продолжительностью испытаний 12 часов. Такой способ испытания в один этап отражают в проекте.</p>						

## **X.XXXXX.2010**

13.4 До монтажа трубопроводов в нитку проводят предварительные испытания его участков в один, два или три этапа, в зависимости от категорий и характеристик участков в соответствии с таблицей 19.

13.5 Категории участков трубопроводов определяют в соответствии с 7.1.

13.6 При надземной и наземной прокладке участков трубопроводов первый этап при испытании в два этапа выполняют только гидравлическим способом.

13.7 При температуре окружающей среды трубопровода ниже 0°С допускается проводить гидравлические испытания подогретой водой (при наличии теплотехнического расчета, выполненного проектной организацией) или жидкостями с пониженной температурой замерзания. Технология приготовления и утилизации жидкости должна быть указана в специальной инструкции по испытаниям.

13.8 Для гидравлического испытания могут быть использованы подземные воды, имеющие пониженную температуру замерзания. При необходимости в воду добавляют ингибиторы коррозии.

Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом, пневматические испытания трубопроводов, ранее транспортировавших углеводородные взрывоопасные среды, - инертным газом.

13.9 Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до максимального рабочего ( $p$ ) и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

13.10 В случае разрыва трубопровода во время испытаний на прочность или обнаружения утечек, после ликвидации разрыва или утечки трубопровод подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

13.11 Заполнение трубопровода воздухом (инертным газом) при проведении пневматических испытаний выполняют с осмотром трассы при давлении, равном 0,3 от испытательного давления на прочность  $P_{исп}$ , но не выше 2 МПа. Осмотр трассы при увеличении давления от  $0,3 P_{исп}$  до  $P_{исп}$  и в течение времени испытания на прочность запрещается.

13.12 При испытании систем трубопроводов должны быть предусмотрены технологические схемы, обеспечивающие последовательное испытание участков с многократным использованием испытательной среды.

13.13 Промысловые трубопроводы, предназначенные для транспортировки природного газа или газового конденсата, содержащего сероводород, подлежат осушке до заполнения их продуктом.

## **14 Требования к материалам, трубам и соединительным деталям**

### **14.1 Трубы и соединительные детали трубопроводов**

14.1.1 Трубы и СДТ, применяемые для строительства промышленных трубопроводов для транспортировки продуктов, не оказывающих коррозионного воздействия на металл труб и СДТ, должны отвечать требованиям технических условий, согласованных в установленном порядке, национальных и международных стандартов.

При выборе материала труб с учетом климатических условий района строительства расчетную температуру строительства и расчетную температуру эксплуатации следует принимать в установленном порядке в соответствии с действующими нормами.

14.1.2 Для строительства трубопроводов должны применяться:

- трубы стальные бесшовные;
- электросварные прямошовные, сваренные токами высокой частоты;
- электросварные прямошовные одношовные или спиральношовные, сваренные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, условным диаметром до 1400 мм включительно.

**П р и м е ч а н и е** – Допускается применение электросварных прямошовных двухшовных труб, сваренных двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, условным диаметром от 1000 до 1400 мм включительно. Допускается применение электросварных прямошовных труб, сваренных двусторонней дуговой сваркой под флюсом в жесткой клетке трубо сварочного стана, условным диаметром до 800 мм включительно.

14.1.3 Бесшовные трубы изготавливаются из непрерывнолитой, ковanej или катаной заготовки углеродистых и низколегированных спокойных сталей и подвергаются 100 % контролю неразрушающими методами. Допускается применение литой заготовки.

14.1.4 Трубы электросварные изготавливают из листового или рулонного проката углеродистых и низколегированных спокойных сталей, поставляемого в горячекатаном состоянии, после контролируемой или нормализующей прокатки, контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением, а также в термически обработанном состоянии по режимам изготовителя, и прошедшего 100 % контроль неразрушающими методами.

## **X.XXXXX.2010**

14.1.5 Методика расчета толщины стенки труб и соединительных деталей приведена в 12.2.

14.1.6 Предельное отклонение наружного диаметра по телу трубы должно быть не более  $\pm 3,0$  мм.

Для труб номинальным наружным диаметром свыше 500 мм предельное отклонение наружного диаметра на торцах трубы (на концевых участках длиной 200 мм) должно быть не более  $\pm 1,6$  мм.

Разница наружных диаметров на торцах одной трубы не должна превышать 2,4 мм.

14.1.7 Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % для труб с толщиной стенки до 20 мм и 0,8 % для труб с толщиной стенки 20 мм и более.

14.1.8 Минусовой допуск на толщину стенки труб электросварных, изготовленных из листового или рулонного проката низколегированных спокойных сталей, поставляемого после контролируемой прокатки, контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением составляет не более 5 % от номинальной толщины стенки.

14.1.9 Минусовой допуск на толщину стенки труб электросварных, изготовленных из листового или рулонного проката углеродистых и низколегированных спокойных сталей, поставляемого в горячекатаном состоянии, после нормализующей прокатки, а также в термически обработанном состоянии по режимам изготовителя составляет не более 5 % от номинальной толщины стенки для труб с толщиной стенки свыше 16 мм, не более 10 % - для труб с толщиной стенки до 16 мм включительно.

14.1.10 Минусовой допуск на толщину стенки бесшовных труб не должен превышать 12,5 % номинальной толщины стенки. Допускается для участков категорий Н с рабочим давлением до 2,5 МПа включительно применять бесшовные трубы с минусовым допуском на толщину стенки не более 15,0 %.

14.1.11 Длина труб должна быть в пределах от 10,5 до 12,4 м или от 16,5 до 18,3 м. Максимальная длина труб уточняется при заказе.

14.1.12 Применяются трубы и соединительные детали классов прочности К34 – К60 по таблице 20. Допускается применение труб и соединительных деталей других классов прочности (категорий прочности), механические свойства которых определяются в технических условиях, национальных и международных

стандартах.

14.1.13 Временное сопротивление разрыву сварного соединения должно быть не ниже норм, установленных для основного металла.

Т а б л и ц а 20 – Механические свойства основного металла труб

Класс прочности	Временное сопротивление, в поперечном и продольном направлении, не менее, МПа	Предел текучести в поперечном и продольном направлении, не менее, МПа
K60	590	485
K56	550	450
K54	530	415
K52	510	390
K48	470	290
K42	410	245

П р и м е ч а н и е – Допускается снижение временного сопротивления основного металла труб электросварных, изготовленных из листа (рулона) после контролируемой прокатки (контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением), в продольном направлении на 5 %.

14.1.14 Оценка свариваемости труб и соединительных деталей должна определяться расчетом эквивалента углерода по одной из формул

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}, \quad (14.1)$$

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Cr + Mn + Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B, \quad (14.2)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu, Si, B - массовые доли углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди, кремния, бора в основном металле труб и соединительных деталей.

Если содержание бора меньше 0,001 %, то в расчете  $P_{cm}$  по формуле (14.2) бор не учитывается.

Расчет эквивалента углерода по формуле (14.2) производится при содержании углерода в основном металле труб и соединительных деталей не более 0,12 %.

Предельное (максимальное) значение эквивалента углерода, рассчитываемого по формулам (14.1) и (14.2), определяется в технических условиях, национальных и международных стандартах.

14.1.15 Для обеспечения достаточного сопротивления зарождению разру-

## Х.ХХХХХ.2010

шения газопроводов предъявляются требования по ударной вязкости основного металла и сварного соединения труб и соединительных деталей с толщиной стенки 6 мм и более. Тип образцов, нормативное (минимальное) значение ударной вязкости и температура испытаний устанавливаются в технических условиях, национальных и международных стандартах.

Для остановки протяженных разрушений газопроводов предъявляются требования ударная вязкость на образцах KCV (Шарпи) и количество вязкой составляющей в изломе образца ИПГ (для труб с условным диаметром 500 мм и более) основного металла труб с толщиной стенки 6 мм и более при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации. Нормативное (минимальное) значение ударной вязкости, количества вязкой составляющей и температура испытаний устанавливаются в технических условиях, национальных и международных стандартах.

14.1.16 Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытание гидростатическим давлением. Заводское испытательное давление  $P_f$ , МПа, без учета осевого подпора следует определять с использованием номинальных размеров наружного диаметра и толщины стенки трубы по формуле

$$P_f = 2 \frac{t_n}{D} k_{t.f.} \sigma_y, \quad (14.3)$$

где -  $t_n$  - номинальная толщина стенки трубы, мм;

$D$  - наружный диаметр трубы, мм;

$k_{t.f.}$  - расчетный коэффициент для определения допускаемых напряжений

при заводских испытаниях труб принимается равным  $k_{t.f.} = 0,90$ , по согласованию с потребителем значение коэффициента  $k_{t.f.}$  может быть снижено до 0,80;

$\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала трубы, МПа.

П р и м е ч а н и е – В настоящем своде правил приняты более высокие (по сравнению с ГОСТ 3845) требования к параметрам заводских испытаний труб, обусловленные необходимостью выполнения условий соответствия между заводскими испытаниями труб и испытаниями трубопроводов.

14.1.17 Для газопроводов должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

- тройники горячей штамповки и гидроштампованные;

- тройники штамповарные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;
- тройники сварные (без специальных усиливающих элементов);
- переходы конические, концентрические и эксцентрические штампованные или штамповарные, а также сварные из листового проката;
- отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве или штамповарные из двух половин;
- отводы холодногнутые и вставки кривые, изготовленные из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства трубопровода;
- заглушки эллиптические.

14.1.18 Переходы конические концентрические с углом наклона  $12^\circ$  и более, переходы эксцентрические, должны соответствовать требованиям технической документации, разработанной в установленном порядке.

14.1.19 Соединительные детали должны испытываться гидравлическим давлением, величину которого следует принимать равной величине заводского испытательного давления для условной трубы, имеющей наружный диаметр и материал соединительной детали (для тройников принимается наружный диаметр магистрали, для переходов - больший диаметр).

14.1.20 Разделка кромок присоединительных концов соединительных деталей должна удовлетворять условиям сварки. Толщина кромки под сварку соединительной детали должна удовлетворять условиям (12.1) - (12.5), в которых используются присоединяемый диаметр и нормативные свойства материала детали.

14.1.21 Если основной металл соединяемых трубы и соединительной детали имеет разные значения временного сопротивления, то для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие

$$t_{fit} \sigma_{u\_fit} \geq t_p \sigma_u, \quad (14.4)$$

где  $t_{fit}$ ,  $t_p$  - толщина кромки под сварку соединительной детали и толщина стенки присоединяемой трубы, соответственно, мм;

$\sigma_{u\_fit}$ ,  $\sigma_u$  - нормативный предел прочности (временное сопротивление) соединительной детали и присоединяемой трубы, соответственно, МПа.

## **X.XXXXX.2010**

14.1.22 При невозможности выполнения этих требований, а также при разности толщин стенок присоединяемых концов детали и трубы, отличающихся более чем в 1,5 раза, необходимо предусматривать переходные кольца. Переходные кольца могут привариваться на заводе-изготовителе или в трассовых условиях.

14.1.23 Требования к материалам труб и СДТ в сероводородостойком исполнении регламентируются национальными и международными стандартами.

### **14.2 Сварные соединения и сварочные материалы**

14.2.1 При выборе технологий сварки предпочтение должно отдаваться высокопроизводительным методам сварки (технологиям автоматической сварки) обеспечивающим необходимый темп строительства, требуемое качество сварных соединений и выполнение нормативных требований к свойствам сварных соединений.

14.2.2 Методы, объемы и нормы оценки качества сварных соединений трубопроводов должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

14.2.3 Механические свойства кольцевых стыковых сварных соединений трубопроводов, при отсутствии в проектной документации специальных требований, должны отвечать следующим требованиям:

- при испытаниях на статическое растяжение плоских образцов со снятым усилением сварного шва временное сопротивление разрыву должно быть не ниже нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла труб, определяемому на продольных образцах (по ТУ на трубы);

- при испытаниях на статический изгиб образцов со снятым усилением сварного шва соединений труб с классом прочности до К60 включительно среднее арифметическое значение угла изгиба должно быть не менее 120°, при этом минимальное значение угла изгиба должно быть не менее 100°, соединений труб с классом прочности свыше К60 до К65 включительно значение угла изгиба должно быть не менее 180°, при этом нормы оценки устанавливаются в специальных нормативных документах:

- при измерении твердости ( $HV_{10}$ ) твердость металла шва и ЗТВ не должна превышать значений, приведенных в таблице 21.

14.2.4 Механические свойства угловых и нахлесточных сварных соединений

трубопроводов при отсутствии в проектной документации специальных требований, должны соответствовать требованиям:

- испытания на излом должны продемонстрировать полный провар, сплавление между слоями шва, отсутствие внутренних дефектов, имеющих размеры, превышающие значения нормативных документов;
- твердость металла шва и ЗТВ угловых сварных соединений должна соответствовать требованиям, приведенным для стыковых сварных соединений.

Т а б л и ц а 21 – Максимально допустимые значения твердости (HV<sub>10</sub>) металла шва и ЗТВ сварных соединений

Место определения	Твердость (HV <sub>10</sub> )		
	до К55 включ.	св. К55 до К60 включ.	св. К60 до К65 включ.
Металл шва	Св. 280	Св. 280	Св. 300, (Св. 325)*
ЗТВ	Св. 300	Св. 325	Св. 325, (Св. 350)**
<p>* Для сварных соединений, выполненных РДС, включая специальные сварные соединения и участки сварных соединений, отремонтированных РДС.  ** Для облицовочного и подварочного слоев шва.  Примечание – Для сварных соединений труб с классом прочности К65 требования к твердости следует уточнить после проведения комплексных испытаний опытной партии труб и отражены в нормативных и/или проектных документах.</p>			

14.2.5 Для сварки трубопроводов применяются:

- электроды с основным и целлюлозным видом покрытия для ручной дуговой сварки;
- проволоки сплошного сечения для механизированной и автоматической дуговой сварки в защитных газах и под флюсом;
- порошковые проволоки для автоматической сварки в защитных газах;
- самозащитные порошковые проволоки для механизированной сварки;
- проволоки сплошного сечения для газовой сварки;
- вольфрамовые электроды для аргонодуговой сварки;
- флюсы плавленые и керамические (агломерированные) для автоматической и механизированной сварки проволокой сплошного сечения;
- защитные газы и их смеси для ручной аргонодуговой сварки, автоматической дуговой сварки неплавящимся электродом, механизированной и автоматической сварки проволокой сплошного сечения и порошковой проволокой;
- горючие газы для газовой сварки.

14.2.6 Сварочные материалы (электроды, проволоки, флюсы, защитные газы и

## **Х.ХХХХХ.2010**

их смеси, горючие газы) должны изготавливаться в соответствии с требованиями национальных стандартов и специальных технических условий, быть аттестованы в соответствии с требованиями нормативных документов в области аттестации (сертификации) сварочных материалов и иметь свидетельство об аттестации с областью применения для сварки трубопроводов.

14.2.7 Сочетания марок проволок сплошного сечения и флюсов, проволок сплошного сечения и защитных (горючих) газов, порошковых проволок и защитных газов должны назначаться в соответствии с нормативными документами по производству сварочных работ, исходя из прочностных свойств свариваемых деталей и дополнительных требований к вязко-пластическим свойствам сварных соединений. Выбор и назначение типа сварочных материалов осуществляется в соответствии с требованиями НД по производству строительного-монтажных (сварочных) работ и инструкциями по технологиям сварки труб (трубопроводов). НД по сварке могут дополняться сварочными материалами по результатам исследований и проведения их аттестации в установленном порядке.

### **14.3 Изделия для балластировки и закрепления трубопроводов на проектных отметках**

14.3.1 Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках должны предусматриваться сплошные утяжеляющие покрытия, утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, балластирующие устройства с использованием грунта.

14.3.2 Анкерные устройства для закрепления трубопроводов на проектных отметках следует использовать в проектах с надлежащей осторожностью, поскольку удерживающая способность анкерных устройств определяется физико-механическими свойствами грунтов, в которые погружены анкерные устройства. Применение вмораживаемых анкерных устройств допускается на ограниченное время до обеспечения требуемых параметров охлаждения транспортируемого газа.

14.3.3 Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

14.3.4 Навесные утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, особо тяжелых бетона и железобетона и других мате-

риалов с плотностью не менее  $2200 \text{ кг/м}^3$  (для особо тяжелых бетонов не менее  $2900 \text{ кг/м}^3$ ).

Каждый груз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и объема за, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

П р и м е ч а н и е – Агрессивность среды и требования к защите бетонных зов и сплошного обетонирования трубы определяются в соответствии с требованиями СНиП 2.03.11-85 [18].

14.3.5 Шаг утяжеляющих бетонных зов и грунтонаполняемых балластирующих устройств (полимерноконтейнерных с каркасом и без него) устанавливается проектом.

14.3.6 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы должны изготавливаться из чугуна, с учетом требований 11.3.1, из железобетона или других материалов в виде двух половин с плотностью согласно 11.3.3.

Каждый полугруз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и наружного диаметра трубопровода, для которого предназначен этот груз.

14.3.7 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

14.3.8 Допускается балластировка газопроводов комбинированными методами, включающими закрепление газопроводов грунтом в сочетании с утяжеляющими одиночными грузами, сплошным обетонированием, а также с геотекстильными материалами.

#### **14.4 Теплоизоляционные покрытия**

14.4.1 Материал и толщина теплоизоляционного покрытия должны назначаться на основе теплотехнических расчетов из условий обеспечения необходимой температуры трубопровода в процессе его эксплуатации. Проектирование тепловой изоляции газопроводов должно соответствовать основным требованиям ГОСТ 307-32.

14.4.2 Теплоизоляционное покрытие холодного трубопровода, укладываемого в траншею в пучинистых грунтах, должно быть рассчитано исходя из условия недопущения промерзания окружающего талого грунта вблизи трубопровода, транспортирующего продукт при отрицательных температурах.

14.4.3 В качестве теплоизоляционного покрытия рекомендуется применять

## Х.ХХХХХ.2010

материалы на основе экструдированного пенополистирола, обладающего при низкой плотности и малой теплопроводности высокой прочностью на сжатие, что позволяет устанавливать покрытие под кольцевые утяжелители без дополнительного усиления. Диапазон рабочих температур указанных материалов составляет от минус 50 °С до 75 °С.

14.4.4 Материалы на основе экструдированного пенополистирола имеют низкое водопоглощение, устойчивы к многократным циклам промерзания/оттаивания. Материалы могут выпускаться в виде плит, а также кольцевых сегментов заданной толщины. Основные характеристики теплоизоляционных материалов из экструдированного пенополистирола различных марок приведены в таблице 22.

Т а б л и ц а 22 – Сравнительные характеристики физико-механических свойств некоторых материалов на основе экструдированного пенополистирола

Материал	УПС	Пеноплэкс	Stirodur	Stirofoam	Ursa
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	33,0-38,0	29,5-38,5	25,0-45,0	25,0-38,0	35,0
Теплопроводность при 10 °С, Вт/(м·°С)	-	0,028	0,025-0,033	-	0,029
Теплопроводность при 25 °С, Вт/(м·°С)	0,028	-	-	0,028-0,031	0,031
Прочность на сжатие при 10 % линейной деформации не менее, МПа	0,25	0,29-0,48	0,15-0,70	0,20-0,50	0,30
Объемное водопоглощение, не более, %/сут	0,1	0,1	0,07-0,13	-	0,3
Наличие фреонов в ячеистой структуре	Нет	Да	Нет	-	Нет

14.4.5 В случае применения труб со сплошным обетонированием теплоизоляционное покрытие целесообразно наносить в заводских условиях совместно с бетонным.

## 14.5 Геотекстильные материалы

14.5.1 Геотекстильные материалы рекомендуются к применению в конст-

рукциях балластировки подземных трубопроводов, противоэрозионных конструкциях и конструкциях притрассовых дорог и технологических проездов и насыпей.

14.5.2 Нетканые синтетические материалы применяются на участках слабых грунтов для снижения неравномерности осадок насыпей, возводимых на сжимаемых основаниях.

14.5.3 Для армирования грунтов следует применять материалы из полимеров и стекловолокна (геосетки и геокомпозиты).

14.5.4 Материалы с относительным удлинением более 15 % возможно использовать только в качестве разделительной или дренирующей прослойки.

14.5.5 Требования к физико-механическим показателям геосинтетических материалов приведены в таблице 23.

Т а б л и ц а 23 – Физико-механические показатели геосинтетических материалов

Область применения	Прочность, кН/м	Удлинение при разрыве, %	Допустимая потеря прочности на растяжение после 25 циклов промораживания-оттаивания, не более, %
Армирование	Не менее 30	до 15 %.	10
Разделение	Не менее 15	-	10
Противоэрозионная защита	Не менее 0,5	-	10

14.5.6 Скальный лист рекомендуется к применению при укладке газопроводов в скальных и в многолетнемерзлых нтах для защиты изоляционного слоя трубы.

14.5.7 Допускается использование геотекстильных материалов, прошедших соответствующие испытания в установленном порядке и рекомендованных к применению. Требования к применяемым геотекстильным материалам при проектировании МГ должны соответствовать действующим НД.

## 14.6 Термостабилизаторы

Двухфазные термосифоны - термостабилизаторы необходимо применять при прокладке трубопроводов в условиях криолитозоны для обеспечения несущей способности грунтовых и свайных оснований фундаментов зданий промплощадок, крановых узлов, узлов пуска и приема ВТУ, вдольтрассовых ЛЭП, опор мостов, а также при сооружении и эксплуатации притрассовых дорог, для создания «мерз-

лотных стенок» и противодиффузионных завес, дамб, ледовых островов, дорог и переправ.

## **15 Требования к защите промышленных трубопроводов от коррозии**

### **15.1 Защитные покрытия подземных трубопроводов**

15.1.1 Защита трубопроводов от подземной коррозии, независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами ЭХЗ.

15.1.2 В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов следует применять тот тип защитных покрытий, который соответствует требованиям действующих НД.

15.1.3 Трубы с наружным защитным полиэтиленовым или полипропиленовым и внутренним гладкостным покрытием должны выпускаться по техническим условиям согласованным в установленном порядке.

15.1.4 Защитное покрытие зоны сварных стыков изолированных труб, монтажных и крановых узлов выполняется материалами, разрешенными к применению действующими НД. Уровень показателей свойств этих материалов должен быть максимально приближен к свойствам основного покрытия.

15.1.5 Для защиты от коррозии при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте узлов трубопроводов сложной конфигурации (тройники, отводы, шаровые краны и т.д.) должны применяться терморезистивные материалы заводского или трассового нанесения, отвечающие требованиям действующих НД.

15.1.6 Покрытия на основе терморезистивных материалов получаемые в заводских или трассовых условиях нанесения должны обеспечивать уровень показателей свойств покрытия требованиям технических условий на изделия с покрытием. Необходимый уровень показателей свойств покрытия приведен в таблице 24.

Т а б л и ц а 24 – Технические требования к покрытиям на основе термореактивных материалов.

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
1 Внешний вид покрытия	Однородная поверхность без пузырей, трещин, отслоений, пропусков и других дефектов, ухудшающих качество покрытия	Визуальный осмотр
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм	5	Искровой дефектоскоп
3 Прочность при ударе, Дж/мм, не менее, при температурах: минус (30±3) °С, (20±5) °С, (40±3) °С	5 (3)*	ГОСТ Р 51164
4 Адгезия к стали методом отрыва, МПа, для всех типов покрытий, не 2 менее, при температуре (20±5) °С	7	ИСО 4624:2002 [19], ГОСТ 14760
5 Снижение адгезии к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч, в % от исходной величины, не более, при температурах: (40±3) °С ( для Пк-40) (60±3) °С (для Пк-60) (80±3) °С (для Пк-80) (95±3) °С (для Пк-100)	30 40 50 50	ИСО 4624:2002 [19], ГОСТ 14760
6 Площадь отслаивания покрытия при поляризации, см <sup>2</sup> , не более (20±5) °С 30 суток (Пк-40, Пк-60, Пк-80, Пк-100) (60±3) °С 7 суток (для Пк-40) (80±3) °С 7 суток (для Пк-60) (95±3) °С 7 суток (для Пк-80) (95±3) °С 15 суток (для Пк-100)	8 10 10 10 10	ГОСТ Р 51164
7 Переходное сопротивление покрытия, Ом·м <sup>2</sup> , не менее - Исходное (для всех типов) - После 100 суток выдержки в 3 % растворе NaCl при температуре (60±3) °С (для Пк-40, Пк-60)	10 <sup>8</sup> 10 <sup>7</sup>	

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
<ul style="list-style-type: none"> <li>- После 100 суток выдержки в 3 % растворе NaCl при температуре (80±3) °С (для Пк-80)</li> <li>- После 100 суток выдержки в 3 % растворе NaCl при температуре (95±3) °С (для Пк-100)</li> <li>- После 100 суток термостарения при (80±3) °С и последующей выдержки в 3 % растворе NaCl в течении 10 суток при температуре (60±3) °С (для Пк-80)</li> <li>- После 100 суток термостарения при (100±3) °С и последующей выдержки в 3 % растворе NaCl в течении 10 суток при температуре (60±3) °С (для Пк-100)</li> </ul>	<p>10<sup>7</sup></p> <p>10<sup>7</sup></p> <p>10<sup>6</sup></p> <p>10<sup>6</sup></p>	ГОСТ Р 51164
<p>8 Сопротивление пенетрации (вдавливанию):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при температуре 20 °С, мм, не более (Все типы) в % от исходной толщины:</li> <li>- при температуре (40±3) °С (для Пк-40)</li> <li>- при температуре (60±3) °С (для Пк-60)</li> <li>- при температуре (80±3) °С (для Пк-80)</li> <li>- при температуре (100±3) °С (для Пк-100)</li> </ul>	<p>0,3 мм</p> <p>20</p> <p>20</p> <p>25</p> <p>30</p>	ГОСТ Р 51164
<p>9 Влапопоглощение (водопоглощение) через 1000 часов, %, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- при температуре (40±3) °С (для Пк-40)</li> <li>- при температуре (60±3) °С (для Пк-60)</li> <li>- при температуре (80±3) °С (для Пк-80)</li> <li>- при температуре (90±3) °С (для Пк-100)</li> </ul>	<p>5</p> <p>5</p> <p>8</p> <p>8</p>	ГОСТ 4650
<p>10 Прочность при разрыве, МПа, не менее, при температуре (20±5) °С</p>	8 (12)*	ГОСТ 11262
<p>11 Относительное удлинение при разрыве, %, не менее, при температуре (20±5) °С</p>	20 (5)*	ГОСТ 11262
<p>12 Стойкость покрытия к отслаиванию при термоциклировании для всех типов, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия, не менее, в интервале температур от минус (60±5) °С до плюс (20±5) °С</p>	10**	ГОСТ 52568-2006

## Окончание таблицы 24

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
13 Поры на срезе покрытия, проведенном под углом $(35\pm 5)^\circ$ при 3-5 кратном увеличении	Отсутствие пор на границе между металлом и покрытием	ГОСТ Р 51164
<p>* Без скобок приведено значение показателя для покрытий на полиуретановой основе, в скобках - для покрытий на эпоксидной основе.  ** Только для условий заводского (базового) и трассового нанесения в районах Крайнего Севера.</p>		

15.1.7 Применяемые наружные защитные покрытия на основе терморезистивных материалов предназначены для защиты от коррозии объектов при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте трубопроводов и подразделяются на четыре типа в зависимости от максимально допустимой температуры транспортируемого продукта:

Т а б л и ц а 25 – Классификация наружных защитных покрытий на основе терморезистивных материалов

Тип защитного покрытия	Назначение
Пк-40	Максимальная температура транспортируемого продукта до 40 °С.
Пк-60	Максимальная температура транспортируемого продукта до 60 °С.
Пк-80	Максимальная температура транспортируемого продукта до 80 °С.
Пк-100	Максимальная температура транспортируемого продукта до 100 °С.

15.1.8 Основные положения по применению защитных покрытий определяются условиями строительства и эксплуатации трубопровода, которые включают:

- диаметр трубопровода;
- проектную эксплуатационную температуру трубопровода;
- условия прокладки трубопровода;
- сезонный график проведения строительного-монтажных работ;
- условия транспортировки и хранения монтажных изделий для строительства трубопровода;
- нормативный срок службы трубопровода.

15.1.9 Трубная продукция с защитным покрытием, антикоррозионные материалы и технологические процессы их применения должны пройти соответствующую

щую сертификацию на соответствие существующим техническим требованиям и НД и иметь соответствующие разрешительные документы.

## **15.2 Электрохимическая защита подземных трубопроводов**

15.2.1 Подземные трубопроводы подлежат ЭХЗ от коррозии независимо от коррозионной агрессивности окружающей среды. Сооружения, температура металла которых в весь период эксплуатации менее, чем 268 К (минус 5 °С), не подлежат электрохимической защите, при отсутствии негативного влияния блуждающих и индуцированных токов, вызванными сторонними источниками.

15.2.2 Система ЭХЗ может включать в себя:

- установки катодной защиты (в т.ч. преобразователи катодной защиты, анодные заземления, кабельные и воздушные линии к точкам дренажа и анодным заземлениям);
- установки протекторной защиты;
- установки дренажной защиты;
- контрольно-измерительные пункты и диагностические пункты;
- изолирующие вставки;
- электроперемычки;
- устройства регулирования защитного тока;
- автономные источники электроэнергии для катодной защиты;
- средства телеконтроля и телеуправления УКЗ и средства коррозионного мониторинга.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации трубопровода система ЭХЗ может включать все или некоторые из этих элементов.

15.2.3 Все проектируемые элементы ЭХЗ трубопровода конструктивно и технологически должны обеспечивать минимальный объем монтажных и пусконаладочных работ на трассе трубопровода.

15.2.4 Проектируемые средства электрохимической защиты должны обеспечивать необходимую степень защиты (поляризации), соответствующую степени коррозионной агрессивности грунтов и влиянию блуждающих токов. При этом система электрохимической защиты должна обеспечивать катодную поляризацию на всем протяжении трубопровода в интервале потенциалов, регламентированными ГОСТ Р 51164.

15.2.5 При расчете параметров ЭХЗ следует учитывать температуру транс-

портируемого продукта (трубопровода). Для газопроводов, температура транспортируемого продукта которых не выше 278 К (5 °С), минимальный защитный потенциал положительнее значений, нормируемых ГОСТ Р 51164, на 0,05 В.

15.2.6 Систему ЭХЗ сооружений от коррозии трубопроводов, в том числе источников электроснабжения оборудования ЭХЗ, вводят в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию. В период строительства участки, прокладываемые в зонах трубопроводов следует обеспечивать временной защитой от коррозии. В зонах действия блуждающих токов временную систему ЭХЗ вводят и включают в работу не позднее первого месяца после укладки трубопровода в грунт и засыпки, на остальных участках - не позднее трех месяцев.

15.2.7 При строительстве трубопровода до ввода в строй основных средств ЭХЗ в качестве временной защиты следует использовать системы защиты на основе протекторов или от систем ЭХЗ, находящихся поблизости подземных сооружений.

15.2.8 Систему ЭХЗ необходимо проектировать с учетом действующих систем ЭХЗ эксплуатируемых соседних газопроводов и перспективного строительства подземных металлических сооружений вдоль трассы проектируемого газопровода. При проектировании системы ЭХЗ газопровода, располагающегося рядом с другими подземными коммуникациями, следует предусматривать мероприятия по исключению негативного влияния на соседние коммуникации.

#### 15.2.9 Установки катодной защиты

15.2.9.1 Места монтажа УКЗ следует предусматривать рядом с линейными кранами трубопровода, на площадках скважин (кустов скважин), площадках и производственных помещениях УКПГ (УППГ, ППГ). УКЗ должны быть блочно-комплектного исполнения и предусматривать минимум строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.

15.2.9.2 Преобразователи катодной защиты должны монтироваться в индивидуальных блок-боксах, защищающих преобразователи от воздействия низких температур, обледенения, заноса снегом для районов с арктическим климатом. Блок – боксы с преобразователями и другими элементами ЭХЗ по возможности следует устанавливать в одном ограждении с крановой площадкой. В остальных случаях преобразователи можно монтировать в блочных устройствах. Допускается проектировать монтаж преобразователей на специальных фундаментах, анкерных опорах анодных линий и линий электроснабжения. Конструкции для раз-

## **X.XXXXX.2010**

мещения преобразователей в районах с густой и умеренной заселенностью должны ограничивать несанкционированный доступ к оборудованию ЭХЗ.

15.2.9.3 Электроснабжение УКЗ промысловых трубопроводов протяженностью до 20 км и шлейфов кустов скважин осуществляется, как правило, по категории III надежности. Электроснабжение по категории II надежности должно быть обеспечено на участках высокой коррозионной активности, высокой коррозионной агрессивности грунтов, воздействия блуждающих токов и для трубопроводов, протяженностью свыше 20 км.

15.2.9.4 При проектировании катодной защиты подземных трубопроводов на участках высокой и повышенной коррозионной опасности следует предусматривать резервирование УКЗ.

15.2.9.5 В системе ЭХЗ трубопровода должен быть предусмотрен дистанционный контроль и регулирование параметров всех проектируемых УКЗ. Проектом ЭХЗ должно быть предусмотрено коррозионный мониторинг трубопровода в точках дренажа УКЗ, в середине зон защиты соседних УКЗ, и на участках высокой коррозионной опасности.

15.2.9.6 Проектная документация должна содержать сведения о расстановке средств ЭХЗ по трассе трубопровода, длине защитной зоны УКЗ или УПЗ, необходимой силе тока катодного преобразователя на начальный и конечный момент эксплуатации трубопровода, расчет следует выполнять с учетом старения изоляции трубопровода. Выбор преобразователя катодной защиты должен осуществляться с учетом 50 % запаса по выходному напряжению и току на начальный момент эксплуатации газопровода.

### 15.2.10 Анодные заземления

15.2.10.1 Анодные заземления в установках катодной защиты могут быть как глубинные, так и поверхностные (поверхностно распределенные, в том числе протяженные). В глубинных заземлениях, состоящих из нескольких заземлителей, расстояние между скважинами с глубинными заземлителями должно быть  $0,3 L$ , где  $L$  – глубина скважины.

15.2.10.2 Конструкция и тип анодного заземления, глубина заложения должны определяться по результатам вертикального электрического зондирования грунта в процессе проведения проектно-изыскательских работ. При проектировании заземления следует учитывать условия землеотвода. Электроды анодных заземлений должны монтироваться, преимущественно, в пластах с мини-

мальным удельным электрическим сопротивлением и ниже глубины его промерзания.

15.2.10.3 Анодные заземления (включая дренажные линии и узлы подключения) независимо от условий их эксплуатации следует проектировать на срок эксплуатации не менее 30 лет.

15.2.10.4 При проектировании анодных заземлений в скальных грунтах необходимо использовать результаты исследований кернов из параметрических скважин.

15.2.10.5 Анодные заземления (включая дренажные линии и узлы подключения) независимо от условий их эксплуатации следует проектировать на срок эксплуатации не менее 30 лет.

15.2.10.6 Анодные линии следует проектировать, как правило, кабелем с медной токоведущей жилой и двойной изоляцией, допускается применение воздушных линий из сталеалюминиевого изолированного провода. При проектировании анодных ВЛ учитывать ветровые нагрузки.

15.2.10.7 Коммутация кабелей к элементам анодных заземлений должна осуществляться на клеммной колодке КИП, обеспечивающая возможность контроля работоспособности каждого элемента анодного заземления или скважины. При наличии на одну УКЗ нескольких скважин ГАЗ или протяженных заземлителей коммутация с УКЗ должна осуществляться с применением устройств регулирования стекающего тока с заземлителя (скважины). Места монтажа глубинных анодных заземлений следует обозначать специальными знаками, высота которых определяется исходя из толщины снежного покрова, характерного для данной местности

15.2.10.8 На горных участках, участках со скальным грунтом и в условиях вечной мерзлоты возможно применение протяженных анодных заземлений, уложенных в одной траншее с трубопроводом.

#### 15.2.11 Установки протекторной защиты

15.2.11.1 В проекте ЭХЗ трубопровода протекторы следует предусматривать:

- для основной защиты кожухов (патронов) на переходах под авто - и железными дорогами;
- для временной защиты от коррозии строящегося трубопровода;
- для осуществления локальной защиты трубопровода, экранированного

## **Х.ХХХХХ.2010**

другими коммуникациями, в дополнение к основным средствам ЭХЗ.

15.2.11.2 Для защиты подземного трубопровода должны применяться протекторы из магниевых сплавов по ГОСТ 26251.

15.2.11.3 Необходимое количество и масса протекторов определяется расчетом исходя из установленного срока эксплуатации УПЗ, удельного электрического сопротивления грунтов на участке трубопровода, диаметра и типа изоляционного покрытия трубопровода.

### 15.2.12 Установки дренажной защиты

15.2.12.1 Необходимость применения дренажной защиты трубопровода следует определять по результатам изысканий.

15.2.12.2 Установку УДЗ следует проектировать в районах тяговых подстанций и местах пересечения трубопровода с электрифицированной железной дорогой. При удалении трубопровода от электрифицированной железной дороги на расстояние более 1 км для защиты от коррозии блуждающими токами следует проектировать УКЗ с автоматическим поддержанием потенциала.

### 15.2.13 Контрольно-измерительные пункты

15.2.13.1 Контрольно-измерительные пункты располагаются:

- на каждом километре в обычных условиях и не реже чем через 500 м при пересечении трубопровода зоны повышенной коррозионной опасности;
- в точках дренажа трубопровода;
- с обеих сторон крановых площадок, на расстоянии не ближе 30 м;
- с обеих сторон подводных переходов (на каждом дюкере);
- с обеих сторон переходов через авто - и железные дороги;
- у пересечения с другими трубопроводами, не далее 10 м от пересечения;
- в местах максимального сближения трубопровода с анодным заземлением.

15.2.13.2 Проектом должен быть предусмотрен объем работ по нанесению маркировки КИП с привязкой по протяженности и наименованием трубопровода.

15.2.13.3 КИП для измерения силы тока в трубопроводе должны быть смонтированы через 3-5 км линейной части, с обеих сторон ВЭИ, в точках дренажа УКЗ на каждом плече защитной зоны, на участках подводных переходов на обоих берегах.

15.2.13.4 Электроды сравнения в КИП должны быть долгодействующими со сроком службы в условиях эксплуатации не менее 10 лет.

15.2.13.5 КИП пункты подключаются к трубопроводу медным двужильным кабелем с двойной полимерной изоляцией с обязательным резервированием контактного узла. Каждая жила кабеля присоединяется на одну отдельную клемму на клеммном щитке КИП.

15.2.13.6 На участках трубопроводов проложенных в неустойчивых грунтах (болотах, в зонах распространения ММГ) крепление стоек КИП необходимо предусматривать на свайном основании с разработкой мероприятий по исключению пучения свай.

### **15.3 Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии**

15.3.1 Трубопроводы при надземной прокладке должны защищаться от атмосферной коррозии лакокрасочными, стеклоэмалевыми, металлическими покрытиями или покрытиями из консистентных смазок.

15.3.2 Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм и сплошность - не менее 1 кВ на толщину покрытия.

15.3.3 Толщина стеклоэмалевых покрытий должна быть не менее 0,5 мм, сплошность - не менее 2 кВ на толщину.

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

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

15.3.5 Противокоррозионную защиту опор и других металлических конструкций надземных трубопроводов следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП II-23-81 [14].

## **16 Охрана окружающей среды**

16.1 В проектах на строительство трубопроводов необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды при сооружении трубопроводов и последующей их эксплуатации.

16.2 Требования по охране окружающей среды следует включать в проект отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты.

16.3 Проектирование трубопровода должно выполняться в соответствии с

## **X.XXXXX.2010**

требованиями национальных стандартов, правил, нормативных актов в области охраны окружающей среды.

16.4 При подземной прокладке трубопроводов необходимо предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы.

16.5 Требования к гидравлическим испытаниям и рекультивации должны регламентироваться в проекте в виде самостоятельных подразделов.

16.6 Для трубопроводов, прокладываемых в районах Крайнего Севера и морских районах, прилегающих к северному побережью Российской Федерации, в проекте должны предусматриваться дополнительные мероприятия по охране природы в этих районах в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации об охране природы, законодательством об экономической зоне Российской Федерации и о континентальном шельфе Российской Федерации.

16.7 При выполнении проектных работ для оценки современного состояния и прогноза возможных изменений окружающей природной среды под влиянием антропогенной нагрузки следует проводить инженерно-экологические изыскания и исследования в соответствии с действующими НД.

16.8 Проектные решения по прокладке в оползневых районах должны приниматься из условия исключения возможного нарушения прихордных условий (глубокие забивные и буронабивные сваи или столбы).

16.9 При пересечении трубопроводом участков с подземными льдами и наледями, а также при прокладке трубопроводов по солифлюкционным и опасным в термоэрозионном отношении склонам и вблизи термоабразионных берегов водоемов проектом должны предусматриваться:

- специальные инженерные решения по предотвращению техногенных нарушений и развитию криогенных процессов;
- мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова;
- подсыпка грунта и замена пучинистых грунтов на непучинистые;
- дренаж и сток вод;
- выравнивание и уплотнение грунтового валика над трубопроводом.

16.10 При прокладке трубопроводов на ММГ на участках с льдистостью менее 0,1 допускается их оттаивание в процессе строительства или эксплуатации. На участках с таликами рекомендуется грунты основания использовать в талом состоянии. Допускается многолетнее промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке трубопроводов, транспортирующих продукт с отрицательной температурой.

16.11 На участках трассы трубопроводов, прокладываемых в пределах урочищ с интенсивным проявлением криогенного пучения, необходимо предусматривать проектные решения по предупреждению деформаций оснований (уменьшение глубины сезонного оттаивания, устройство противопучинистых подушек).

Эрозирующие овраги и промоины, расположенные вблизи трассы газопроводов, должны быть укреплены.

16.12 Прокладку трубопроводов через водные объекты необходимо осуществлять в соответствии с Водным кодексом [20], соблюдая требования к режиму водоохранных зон и прибрежных защитных полос.

## Приложение А

(рекомендуемое)

### Методика определения толщин стенок штампованных и штамповарных тройников

#### А.1 Условные обозначения

$D$  - наружный диаметр основной (магистральной) трубы тройника;

$D_0$  - внутренний диаметр ответвления тройника, измеряемый в продольной плоскости симметрии на уровне образующей наружной поверхности основной трубы;

$d$  - наружный диаметр ответвления тройника;

$H_1$  - высота расчетной зоны усиления тройника;

$t_h$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к магистрали тройника и материал тройника; определяется в соответствии с требованиями 12.2.1.1, 12.2.1.2;

$t_b$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к ответвлению тройника и материал тройника; определяется в соответствии с требованиями 12.2.1.1, 12.2.1.2;

$T_h$  - расчетная толщина стенки основной трубы тройника;

$T_b$  - то же, ответвления;

$T_0$  - толщина стенки ответвления, измеряемая в продольной плоскости

симметрии на расстоянии  $r_0$  от образующей наружной поверхности основной трубы;

$r_0$  - радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии;

$L_1$  - полудлина расчетной зоны усиления тройника.

#### А.2 Исходное условие прочности тройника

Условие прочности тройника, которое соответствует принципу замещения площадей, представляется в виде

$$A_1 + A_2 + A_3 \geq A. \quad (\text{A.1})$$

Входящие в неравенство (А.1) составляющие расчетной площади усиления тройника определяются на основании геометрических размеров рисунок А.1 по формулам

$$A = K (t_h D_0), \quad (\text{A.2})$$

$$A_1 = (2L_1 - D_0) (T_h - t_h), \quad (\text{A.3})$$

$$A_2 = 2H_1 (T_b - t_b), \quad (\text{A.4})$$

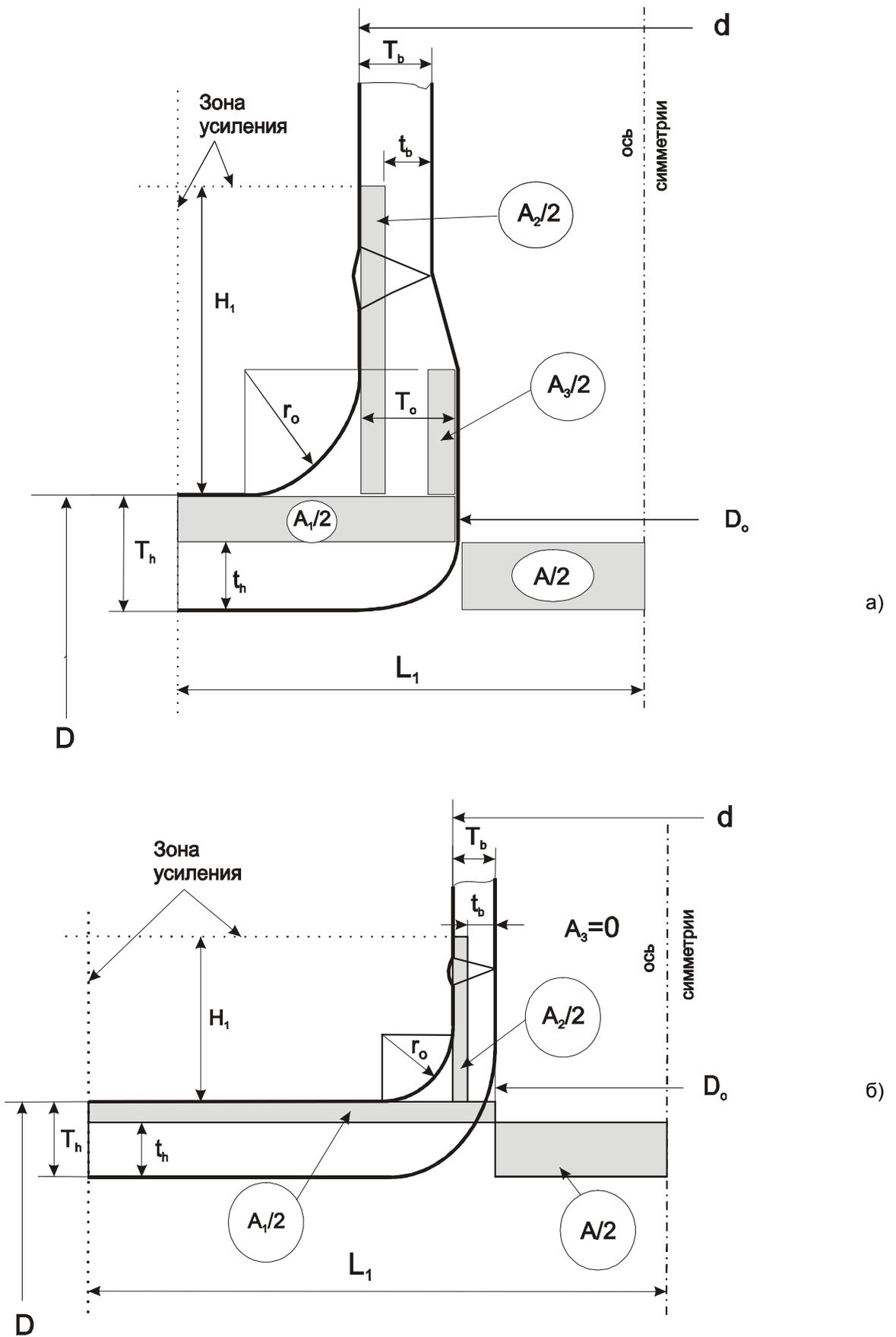


Рисунок А.1 - Сечение тройника продольной плоскостью симметрии (фрагмент):

а) при  $T_0 > T_b$ б) при  $T_b = T_0 = \kappa T_h$

$$A_3 = 2r_o (T_o - T_b), \quad (\text{A.5})$$

в которых коэффициент  $K$  и геометрические размеры, вычисляются по формулам

$$\left. \begin{aligned} - \text{при } \frac{d}{D} \leq 0,15: & \quad K = 0,7 \\ - \text{при } 0,15 < \frac{d}{D} \leq 0,60: & \quad K = 0,6 + \frac{2}{3} \frac{d}{D} \\ - \text{при } \frac{d}{D} > 0,60: & \quad K = 1 \end{aligned} \right\}, \quad (\text{A.6})$$

$$L_1 = D_0, \quad (\text{A.7})$$

$$H_1 = 0,7 \sqrt{d T_0}, \quad (\text{A.8})$$

$$D_0 = d - 2T_0, \quad (\text{A.9})$$

$$T_h = \eta t_h, \quad (\text{A.10})$$

$$T_0 = \kappa T_h, \quad (\text{A.11})$$

$$T_b = \xi T_h, \quad (\text{A.12})$$

где  $\eta$  - коэффициент несущей способности тройника;

$\kappa$ ,  $\xi$  - коэффициенты, значения которых следует принимать в зависимости от конкретной технологии изготовления тройников.

Для предварительных расчетов допускается принимать значения коэффициентов  $\kappa$ ,  $\xi$  равными  $\kappa = 0,8$ ,  $\xi = 0,7$ .

Значения радиуса закругления  $r_o$  могут находиться в следующих пределах

$$(r_o)_{min} = \min \{ 0,05 d; 38 \text{ мм} \}, \quad (\text{A.13})$$

$$(r_o)_{max} = 0,10 d + 13 \text{ мм}. \quad (\text{A.14})$$

Для предварительных расчетов величина  $r_o$  может быть принята равной

$$r_o = 0,075 d + 7 \text{ мм}. \quad (\text{A.15})$$

### A.3 Определение коэффициента несущей способности тройника

Коэффициент несущей способности тройника  $\eta$  определяется из приближенного равенства, полученного на основании выражений (A.1) - (A.15) и допущения о том, что расчетные толщины стенок  $t_b$  и  $t_h$  пропорциональны соответствующим диаметрам

$$\frac{t_b}{t_h} = \frac{d}{D}, \quad (\text{A.16})$$

$$(\eta - 1)(2L_1 + 2\kappa\eta t_h - d) + 1.4 \left( \xi\eta - \frac{d}{D} \right) \sqrt{\kappa\eta d t_h} + 2\eta(\kappa - \xi)r_0 - K(d - 2\kappa\eta t_h) = 0. \quad (\text{A.17})$$

Равенство (A.17) является нелинейным относительно искомого неизвестного  $\eta$ . Решение следует выполнять методом последовательных приближений, задаваясь каким-либо значением  $\eta > 1$  и проверяя выполнение условия (A.17). В качестве конечного значения  $\eta$  следует принять минимальное значение (при заданной точности вычислений), при котором удовлетворяется условие (A.17).

#### А.4 Расчетные и номинальные толщины магистрали и ответвления тройника

Расчетная толщина магистрали  $T_h$  тройника находится по формуле (A.10), а расчетная толщина ответвления  $T_b$  - по формуле (A.12).

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с 12.2.3.1.

#### Примечания

1 Допускается выполнять расчет по уравнению (A.17) при конкретных значениях радиуса закругления  $r_o$ , полудлины  $L_1$  и высоты  $H_1$ , указанных в Технических условиях предприятия - изготовителя. При этом принятые в расчете значения  $L_1$  и  $H_1$  не должны превышать значений, получаемых из выражений (A.7) и (A.8) соответственно.

2 Допускается конструкция тройника без удлинительного кольца при условии, что высота  $H_1$  удовлетворяет требованиям прочности тройника.

3 При решении уравнения (A.17) в качестве расчетных диаметров тройника принимать диаметры присоединяемых труб к магистрали и ответвлению тройника соответственно.

**Приложение Б**  
(рекомендуемое)

**Методика определения толщин стенок сварных тройников  
без усиливающих элементов**

Б.1 Условные обозначения

$D$  - наружный диаметр основной трубы (магистральной) тройника;

$d$  - наружный диаметр ответвления тройника;

$d_i$  - внутренний диаметр ответвления тройника;

$L$  - высота расчетной зоны усиления тройника в направлении ответвления;

$t_h$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал магистральной трубы;

$t_b$  - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал ответвления;

$T_h$  - расчетная толщина стенки магистральной трубы;

$T_b$  - то же, ответвления;

$\sigma_{y.h}$  - нормативный предел текучести материала магистральной трубы;

$\sigma_{y.b}$  - то же, ответвления.

Б.2 Исходное условие прочности тройника

$$A_1 + A_2 \geq A. \quad (\text{Б.1})$$

Расчетная площадь усиления тройника  $A$  и входящие в неравенство (Б.1) составляющие  $A_1$  и  $A_2$  показаны на рисунке Б.1, их вычисляют по формулам

$$A = d_i t_h, \quad (\text{Б.2})$$

$$A_1 = d_i (T_h^* - t_h), \quad (\text{Б.3})$$

$$A_2 = 2L(T_b^* - t_b), \quad (\text{Б.4})$$

$$d_i = d - 2T_b^*, \quad (\text{Б.5})$$

$$L = 2.5T_h^*, \quad (\text{Б.6})$$

где  $T_h^*$ ,  $T_b^*$  - предварительные значения расчетных толщин стенок, соответственно, магистральной и ответвления тройника.

Б.3 Основные допущения при решении неравенства (Б.1)

$$T_h^* = \eta t_h, \quad (\text{Б.7})$$

$$T_b^* = \xi T_h^*, \quad (\text{Б.8})$$

$$\xi = 0,45 + 0,55 \frac{d}{D}, \quad (\text{Б.9})$$

где  $\eta$  - коэффициент несущей способности тройника.

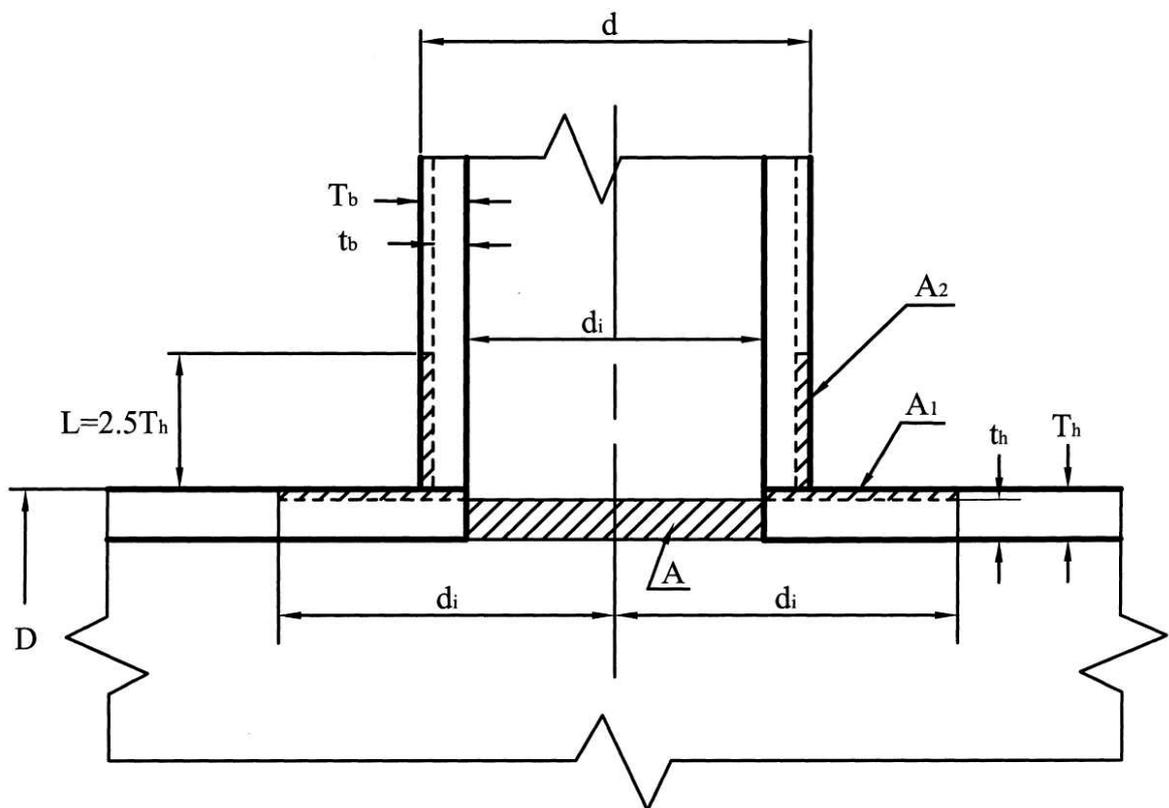


Рисунок Б.1 - Схема для расчета сварного тройника  
(сечение продольной плоскостью симметрии – фрагмент)

Б.4 Определение коэффициента несущей способности тройника

Коэффициент несущей способности тройника  $\eta$  находится из решения квадратного уравнения относительно  $\eta$ , получаемого при подстановке в равенство (Б.1) выражений для составляющих (Б.2) - (Б.4) при учете зависимостей (Б.5) - (Б.9)

$$a\eta^2 + b\eta + c = 0, \quad (\text{Б.10})$$

$$a = 3\xi t_h, \quad (\text{Б.11})$$

$$b = d + 4\xi t_h - 5t_b, \quad (\text{Б.12})$$

$$c = -2d. \quad (\text{Б.13})$$

Расчетная толщина  $t_h$  магистрали тройника определяется для условной прямой трубы, имеющей диаметр и материал магистрали тройника, в соответствии с требованиями 12.2.

Расчетная толщина  $t_b$  ответвления тройника определяется для условной прямой трубы, имеющей диаметр и материал ответвления тройника, в соответствии с требованиями 12.2.

П р и м е ч а н и е - Расчетная толщина стенки ответвления тройника должна составлять не менее 6 мм.

В результате получается решение для коэффициента несущей способности тройника в виде

$$\eta = \left( \frac{1}{2a} \right) \left( -b + \sqrt{b^2 - 4ac} \right). \quad (\text{Б.14})$$

#### Б.5 Расчетные и номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника

Расчетные толщины стенок магистрали и ответвления тройника получаются из выражений

$$T_h = \eta t_h, \quad (\text{Б.15})$$

$$T_b = \xi T_h. \quad (\text{Б.16})$$

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с 12.2.3.1.

## Приложение В (рекомендуемое)

### Методика определения расчетного радиуса кривизны участка подземного газопровода

В.1 Данная методика определения расчетного радиуса кривизны подземного газопровода предназначена для применения при оценке общей устойчивости участка магистрального газопровода с выпуклыми углами поворота трассы в вертикальной плоскости.

В.2 Расчетный радиус кривизны  $\rho_0$  является характеристикой начального изгиба заглубленного в грунт трубопровода. Под расчетным радиусом  $\rho_0$  понимается минимальный радиус кривизны оси трубы, если изгиб имеет место на всей длине волны выпучивания. Это обычно наблюдается при свободном (упругом) изгибе трубопровода. Таким образом, если длина хорды кривой больше или равна критической длине волны выпучивания, то в качестве расчетного радиуса принимается фактический радиус кривизны оси трубы, т. е.

$$\text{при } L_{cr} \leq 2 \rho \sin \frac{\alpha}{2}, \quad \rho_0 = \rho. \quad (\text{В.1})$$

где  $L_{cr}$  - критическая длина волны выпучивания, м;

$\rho$  - минимальный радиус кривизны оси трубопровода, м;

$\alpha$  - угол поворота оси трассы трубопровода, градусы.

В.3 Поворот трубопроводов может выполняться с применением отводов (колен) машинного гнутья или заводских отводов с радиусом кривизны оси не менее  $5 D$  (см. рисунок В.1). В этом случае, обычно, условие (В.1) не соблюдается, т. е. перемещение трубопровода происходит на длине, включающей и примыкающие к отводам первоначально прямолинейные участки. Тогда, зная длину волны выпучивания, расчетный радиус можно определить как радиус кривой, проходящей через начало и конец волны выпучивания и вершину угла поворота.

В.4 Так как длина волны выпучивания зависит от расчетного радиуса кривизны оси, то решение выполняется методом последовательных приближений. Вначале нужно задаться возможной длиной волны выпучивания, примерно  $(40 - 70) D$ . В зависимости от схемы угла поворота трассы (см. рисунок В.1) в первом приближении определяем расчетный радиус  $\rho_0$  по приведенным ниже формулам.

В.4.1 Схема а) на рисунке В.1

Считается, что угол поворота трассы  $\alpha \leq 9^\circ$ , длина хорды кривой  $L_0$  менее длины волны выпучивания и длина каждого из прямолинейных примыкающих участков  $L_{s.l.}$  такова, что выполняется неравенство

$$L_{s.l.} + \frac{L_0}{2} \geq \frac{L_{cr}}{2}. \quad (\text{В.2})$$

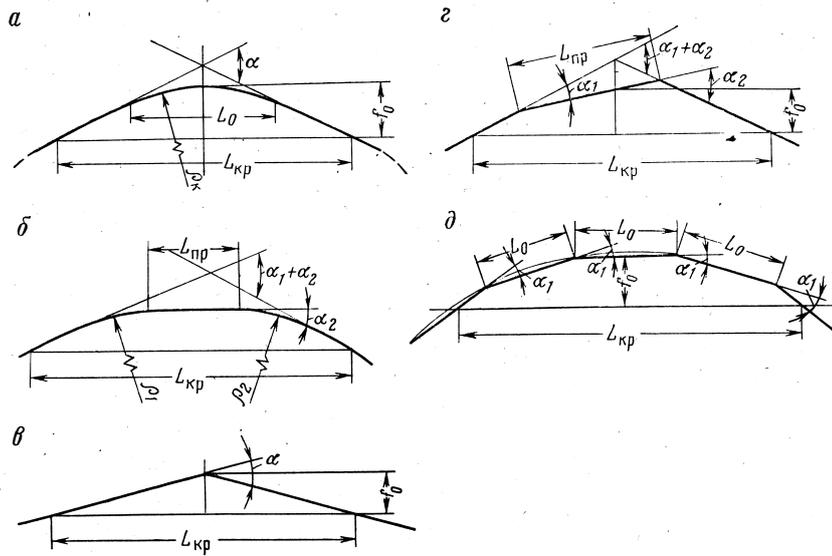


Рисунок В.1 - Расчетная схема вертикальных выпуклых углов поворота

Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{2L_{cr}^2 \cos \frac{\alpha}{2}}{\pi^2 \left[ L_{cr} \sin \frac{\alpha}{2} - 2\rho \left( 1 - \cos \frac{\alpha}{2} \right) \right]} \quad (B.3)$$

где  $\alpha$  - угол поворота трубопровода в вертикальной плоскости, градусы;

$\rho$  - радиус кривизны оси (кривой), м;

$L_{cr}$  - расчетная (критическая) длина волны выпучивания, м.

В.4.2 Схема б) на рисунке В.1

Расчетный участок состоит из двух кривых вставок с углами поворота  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  и прямолинейного участка между ними, причем каждый из углов менее  $9^\circ$ . Также выполняется неравенство

$$\rho_1 \sin \frac{\alpha_1}{2} + \rho_2 \sin \frac{\alpha_2}{2} + L_{s.l.} \leq L_{cr}. \quad (B.4)$$

Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{2}{\pi^2} L_{cr}^2 \left[ \frac{L_{cr} \operatorname{tg} \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} + \left( L_{s.l.} + \rho_1 \operatorname{tg} \frac{\alpha_1}{2} + \rho_2 \operatorname{tg} \frac{\alpha_2}{2} \right) *}{* \left( \sin \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2} - \operatorname{tg} \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \cos \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2} \right)} \right]^{-1} \quad (B.5)$$

В.4.3 Схема в) на рисунке В.1

Расчетный участок состоит из одного угла поворота, выполненного с помощью колен радиусом не менее  $5D$ . Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{2 L_{cr}}{\pi^2 \operatorname{tg} \frac{\alpha}{2}}. \quad (\text{B.6})$$

В.4.4 Схема г) на рисунке В.1

Расчетный участок состоит из двух углов поворота, выполненных с помощью колен ( $\rho_k \geq 5D$ ). Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{2}{\pi^2} L_{cr}^2 \left[ L_{cr} \operatorname{tg} \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} + L_{np} \left( \sin \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2} - \operatorname{tg} \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \cos \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2} \right) \right]^{-1}. \quad (\text{B.7})$$

В.4.5 Схема д) на рисунке В.1

Расчетный участок представляет собой кривую угла поворота, замененную ломаной линией с одинаковыми углами, образованными коленами с радиусом кривизны ( $\rho_k \geq 5D$ ) и углами  $\alpha = (3 - 6)^\circ$ , и с равными расстояниями между ними. Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{2}{\pi^2} L_{cr}^2 \cos \frac{n\alpha_1}{2} \left[ L_{cr} \sin \frac{n\alpha_1}{2} - L_0 (n-1) \sin \alpha_1 \right]^{-1}. \quad (\text{B.8})$$

В.5 Определив расчетный радиус кривизны для выбранной рассматриваемой схемы поворота оси газопровода по одной из приведенных выше формул (В.3), (В.5) – (В.8), далее вычисляют расчетную длину волны выпучивания  $L_{kp}$ , м, по формуле

$$L_{cr} = 11,511 \sqrt{\frac{EI}{q^* \rho_0}}, \quad (\text{B.9})$$

где  $EI$  - изгибная жесткость сечения газопровода, Н·м<sup>2</sup>;

$q^*$  - предельное погонное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, Н/м;

$\rho_0$  - расчетный радиус кривизны оси трубопровода.

В.6 Во втором приближении принимаем длину волны выпучивания как среднее значение между предшествующим и вычисленным значениями.

Таким образом, в результате нескольких приближений определяется расчетный радиус кривизны  $\rho_0$ .

## Приложение Г (рекомендуемое)

### Критерии сейсмостойкого проектирования трубопроводов

Г.1 Периоды повторяемости в соответствии со СНиП II-7-81 [16] проектного и максимального расчетного землетрясений следует принять следующими:

- для ПЗ: 200 лет;
- для МРЗ: 1000 лет.

Г.2 Для оценки сейсмостойкости трубопровода должны быть проведены расчеты, аналогичные расчетам при НУЭ с учетом сейсмических воздействий, а также выполнены проверки в соответствии критериальными требованиями, соответствующими различным видам отказов газопровода при землетрясениях.

Г.3 Рассматриваются следующие виды предельных состояний трубопровода:

- разрыв трубопровода;
- местная потеря устойчивости стенки трубопровода;
- гофрообразование по телу трубы;
- образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, зонах термического влияния, по телу трубы;
- общая потеря устойчивости трубопровода.

Г.4 Разрыв трубопровода связан, как правило, с действием внутреннего давления, когда происходит раскрытие стенки трубопровода под действием кольцевых напряжений.

Г.5 Для исключения разрывов необходимо ограничивать уровень кольцевых напряжений по отношению как к пределу текучести, так и пределу прочности материала труб (указанные ограничения выполняются требованиями 14.3). Увеличивать толщину стенки трубы следует лишь в случае, если невозможны другие пути снижения напряжений до уровня допустимых.

Г.6 Местная потеря устойчивости стенки трубопровода (местное смятие) происходит при общем изгибе трубопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений.

Д.7 Для предотвращения местного смятия необходимо ограничивать уровень изгибных деформаций в сечении трубопровода. Должны выполняться следующие условия ограничения как относительных, так и абсолютных значений изгибных деформаций:

- на стадии ПЗ

$$\frac{\varepsilon_{изг}}{\varepsilon_{M \max}} \leq 0,90; \quad (\text{Г.1})$$

- на стадии МРЗ

$$\varepsilon_{изг} \leq 0,04 \text{ (4 \%)}, \quad (\text{Г.2})$$

где  $\varepsilon_{изг}$  - общая изгибная деформация;

$\varepsilon_{M \max}$  - деформация, соответствующая максимуму на диаграмме «изгибающий момент – изгибная деформация».

Г.8 Гофрообразование происходит при высоких уровнях осевых деформаций сжатия.

Г.9 Для предотвращения гофрообразования необходимо нормировать уровни осевых деформаций сжатия в трубопроводе по условию

$$\frac{\varepsilon_{np.N}^-}{\varepsilon_{гофр}} \leq [k_{гофр}], \quad (\text{Г.3})$$

где  $\varepsilon_{np.N}^-$  - осевая деформация сжатия;

$\varepsilon_{гофр}$  - осевая деформация сжатия, при которой начинается гофрообразование;

$[k_{гофр}]$  - относительная допустимая осевая деформация сжатия, которая принимается рав-

ной:

- 0,80 - для стадии ПЗ;
- для стадии МРЗ.

Г.10 Осевая деформация сжатия  $\varepsilon_{гофр}$ , при которой начинается гофрообразование, представляет собой деформацию, соответствующую точке начала потери устойчивости (точке максимума диаграммы «продольная сжимающая сила – осевая деформация»). Эту диаграмму необходимо рассчитывать с учетом нелинейного поведения материала трубы и при учете всех нагрузок (осевых, изгибных, внутреннего давления), действующих на трубопровод в рассматриваемом варианте расчета.

Г.11 Образование трещин в кольцевых сварных швах происходит при высоких уровнях осевых деформаций растяжения.

Д.12 Для исключения данного вида отказа требуется обеспечение достаточно высокого относительного (в сравнении с основным материалом труб) уровня предела текучести материала сварного шва (условие является одинаковым как для стадии ПЗ, так и для стадии МРЗ), а также ограничение абсолютных продольных деформаций растяжения в трубопроводе

$$\frac{(R_2^H)_{св}}{R_2^H} \geq 1,10, \quad (\text{Г.4})$$

$$\varepsilon_{np}^+ \leq [\varepsilon_{np}^+], \quad (\text{Г.5})$$

где  $R_2^H$  - минимальный нормативный предел текучести основного металла трубы;

$(R_2^H)_{св}$  - минимальный предел текучести материала сварного шва ЗТВ;

$\varepsilon_{np}^+$  - деформация растяжения в сечении трубопровода;

$[\varepsilon_{np}^+]$  - допустимая деформация растяжения в сечении трубопровода, которая принимается

равной:

- 0,02 (2 %) – для стадии ПЗ;
- 0,04 (4 %) – для стадии МРЗ.

Г.14 Общая потеря устойчивости трубопровода в вертикальной плоскости происходит при

## Х.ХХХХХ.2010

действию значительных сжимающих осевых усилий и недостаточной балластировке.

Г.15 Для обеспечения общей устойчивости трубопровода при сейсмических воздействиях необходимо нормировать величину заглубления трубопровода с достаточным запасом по отношению к глубине, рассчитанной при НУЭ. Данное условие должно соблюдаться только для стадии ПЗ

$$\frac{H}{H_{НУЭ}} \geq 1,10, \quad (\text{Г.6})$$

где  $H$  – требуемая величина заглубления (засыпки) трубопровода (от поверхности земли до верха трубопровода);

$H_{НУЭ}$  – расчетная величина заглубления, обеспечивающая общую устойчивость трубопровода на стадии НУЭ.

Г.16 Расчетную величину заглубления  $H_{НУЭ}$ , обеспечивающую общую устойчивость трубопровода на стадии НУЭ, необходимо рассчитывать с учетом диаграмм взаимодействия трубопровода с грунтом, физической нелинейности материала труб и возможной выпуклости участков газопровода в вертикальной плоскости.

Г.17 Методы определения общей изгибной деформации, осевой деформации сжатия, деформаций растяжения в сечении трубопровода должны базироваться на применении моделей МКЭ, учитывающих упруго – пластические деформации материала труб (физическую нелинейность), а также геометрическую нелинейность в поведении системы «трубопровод - грунт» при сейсмических воздействиях.

## Библиография

- |      |   |  |
|------|---|--|
| [1]  | Федеральный закон N 384-ФЗ от 30 декабря 2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» |  |
| [2]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 2.04.02-84*                                       | Водоснабжение. Наружные сети и сооружения  |
| [3]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 3.05.04-85*                                       | Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации                                       |
| [4]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 2.04.03-85  | Канализация. Наружные сети и сооружения  |
| [5]  | Санитарные правила и нормы Российской Федерации<br>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03                               | Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и других объектов |
| [6]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП II-89-80*   | Генеральные планы промышленных предприятий   |
| [7]  | Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (утверждены Минтопэнерго России 06 октября 1999 г.)               |  |
| [8]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 11- 02-96   | Инженерные изыскания для строительства. Основные положения                                   |
| [9]  | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 2.02.04-88  | Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах   |
| [10] | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 2.02.01-83*                                       | Основания зданий и сооружений  |



ОКС 75.200

Ключевые слова: промышленный трубопровод, нагрузка, воздействие, давление, прочность, труба, толщина стенки, соединительные детали

---