ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОМУ ХОЗЯЙСТВУ
(ГОССТРОЙ)

СВОД ПРАВИЛ СП 36.13330.2012

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Актуализированная редакция

СНиП 2.05.06-85*

Издание официальное

Москва 2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

Сведения о своде правил

1 ИСПОЛНИТЕЛИ: открытое акционерное общество «Инжиниринговая нефтегазовая компания – Всесоюзный научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК» (ОАО ВНИИСТ), открытое акционерное общество «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» (ОАО «АК «Транснефть»), общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН») и открытое акционерное общество «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (ОАО «Гипротрубопровод»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 465 «Строительство»

3 ПОДГОТОВЛЕН к утверждению Управлением градостроительной политики

4 УТВЕРЖДЕН приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25 декабря 2012 г. № 108/ГС и введен в действие с 1 июля 2013 г.

5 ЗАРЕГИСТРИРОВАН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт). Пересмотр СП 36.13330.2011 «СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы»

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 Росстандарта в сети Интернет

© Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012

Настоящий нормативный документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Госстроя

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 2
3 Термины и определения ... 3
4 Сокращения ... 6
5 Общие положения ... 6
6 Классификация и категории магистральных трубопроводов ... 8
7 Основные требования к трассе трубопровода ... 15
8 Конструктивные требования к трубопроводам ... 31
8.1 Общие требования ... 31
8.2 Размещение запорной и другой арматуры на трубопроводах ... 32
9 Подземная прокладка трубопроводов ... 35
9.1 Общие требования ... 35
9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях ... 36
9.3 Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок ... 38
9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах ... 39
9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов ... 40
10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия ... 42
10.1 Общие требования ... 42
10.2 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды ... 42
10.3 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги ... 46
11 Надземная прокладка трубопровода ... 48
12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость ... 50
12.1 Расчетные характеристики материалов ... 50
12.2 Нагрузки и воздействия ... 51
12.3 Определение толщины стенки трубопроводов ... 56
12.4 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов ... 56
12.5 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов ... 61
12.6 Компенсаторы ... 64
12.7 Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах ... 66
12.8 Соединительные детали трубопроводов ... 69
13 Охрана окружающей среды ... 70
14 Защита трубопроводов от коррозии ... 71
14.1 Общие требования ... 71
14.2 Защита трубопроводов от подземной коррозии защитными покрытиями ... 71
14.3 Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии ... 72
14.4 Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии ... 73
14.5 Электрохимическая защита трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов ... 74
15 Сети связи магистральных трубопроводов ... 74
16 Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов ... 78
17 Материалы и изделия ... 83
17.1 Трубы и соединительные детали ... 83
17.2 Сварочные материалы ... 88

17.3 Изделия 89
Приложение А (справочное) График для определения коэффициента несущей способности тройников 91
Библиография 92

СВОД ПРАВИЛ

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Trunk pipelines

Дата введения 2013-07-01

1 Область применения

1.1 Настоящий свод правил распространяется на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них номинальным диаметром до *DN* 1400 включительно, с избыточным давлением среды свыше 1,2 до 10 МПа включительно (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования:

а) нефти, нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и стабильного бензина), природного, нефтяного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов);

б) сжиженных углеводородных газов фракций C_3 и C_4 и их смесей, нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа и других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 40 °С не свыше 1,6 МПа из районов их добычи (промыслов) или производства (от головных перекачивающих насосных станций) до места потребления;

в) товарной продукции в пределах компрессорной станции, нефтеперекачивающей станции, перекачивающей станции, станций подземного хранения газа, дожимной компрессорной станции, газораспределительной станции и узла замера расхода газа;

г) импульсного, топливного и пускового газа для КС, СПХГ, ДКС, ГРС, УЗРГ и пункта редуцирования газа (далее – ПРГ).

Настоящий свод правил не распространяется на проектирование трубопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, за исключением магистральных нефтепроводов прокладываемых для подключения их к предприятиям по переработке, перевалке и хранению нефти, в морских акваториях и промыслах, а также трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40 °С.

Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования стабильного конденсата и стабильного бензина, следует выполнять в соответствии с требованиями настоящего свода правил, предъявляемыми к нефтепроводам.

К стабильному конденсату и бензину следует относить углеводороды и их смеси, имеющие при температуре плюс 20 °С упругость насыщенных паров менее 0,2 МПа (абс).

Издание официальное

1.2 Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 20 °С свыше 0,2 МПа – сжиженных углеводородных газов, нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов – следует выполнять в соответствии с требованиями раздела 16.

Проектирование зданий и сооружений, в том числе инженерных коммуникаций, расположенных на площадках КС, НПС, ПС, ГРС, СПХГ и ДКС, следует выполнять в соответствии с требованиями технических регламентов, стандартов, других нормативных документов в области технического регулирования, распространяющихся на проектирование соответствующих зданий и сооружений, с учетом требований настоящего свода правил.

Проектирование газопроводов давлением 1,2 МПа и менее и нефтепродуктопроводов давлением до 2,5 МПа, предусматриваемых для прокладки на территории населенных пунктов или отдельных организаций, следует выполнять в соответствии с требованиями СП 62.13330, СП 110.13330 и СП 125.13330, технических регламентов, стандартов и других нормативных документов в области технического регулирования.

2 Нормативные ссылки

В настоящем своде правил использованы ссылки на следующие нормативные документы:

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

ГОСТ Р 52568–2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 2246–70 Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 3845–75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 5457–75 Ацетилен растворенный и газообразный технический. Технические условия

ГОСТ 5494–95 Пудра алюминиевая. Технические условия

ГОСТ 5583–78 Кислород газообразный технический и медицинский. Технические условия

ГОСТ 6996–66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 8050–85 Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия

ГОСТ 9087–81* Флюсы сварочные плавленые. Технические условия

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

ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 9466–75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия

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

ГОСТ 9544–2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 10157–79 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 12821–80 Фланцы стальные приварные встык на P_y от 0,1 до 20 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Конструкция и размеры

ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 20448–90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

ГОСТ 25100–2011 Грунты. Классификация

ГОСТ 30456–97 Металлопродукция. Прокат листовой и трубы стальные. Методы испытания на ударный изгиб

СП 14.13330.2011 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах»

СП 16.13330.2011 «СНиП II-23-81* Стальные конструкции»

СП 18.13330.2011 «СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий»

СП 20.13330.2011 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия»

СП 21.13330.2012 «СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах»

СП 22.13330.2011 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений»

СП 24.13330.2011 «СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты»

СП 25.13330.2012 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»

СП 28.13330.2012 «СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии»

СП 47.13330.2012 «СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения»

СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы»

СП 86.13330.2012 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы»

СП 110.13330.2011 «СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»

СП 125.13330.2012 «СНиП 2.05.13-90 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов»

СНиП 2.01.51-90 «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны»

Примечание – При пользовании настоящим сводом правил целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим сводом правил следует руководствоваться заменяющим (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 **арматура запорная:** Промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

3.2 **байпас:** Трубопровод с запорно-регулирующей арматурой, соединяющий вход и выход технологической установки (сооружения), и предназначенный для направления всего или части потока перекачиваемого продукта в обход этой установки, в том числе для исключения ее из работы при обслуживании или в случае отказа.

3.3 **бровка траншеи (кювета, выемки):** Линия пересечения стенки траншеи (кювета, выемки) с поверхностью земли.

3.4 **детали соединительные:** Элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра.

3.5 **давление рабочее:** Наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

3.6 **давление трубопровода испытательное:** Максимальное давление, которому подвергается участок трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течение требуемого времени.

3.7 **заглубление трубопровода:** Расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта – расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

3.8 **заземление анодное:** Устройство, обеспечивающее стекание защитного тока катодной защиты в землю и состоящее из одного или нескольких анодных заземлителей.

3.9 **защита катодная:** Торможение скорости коррозионного процесса посредством сдвига потенциала оголенных участков трубопровода в сторону более отрицательных значений, чем потенциал свободной коррозии этих участков.

3.10 **изгиб трубопровода упругий:** Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов.

3.11 **кабель дренажный:** Проводник, соединяющий минусовую клемму источника постоянного тока с трубопроводом (катодная дренажная линия) и плюсовую клемму – с анодным заземлением (анодная дренажная линия).

3.12 **категория трубопровода (участка):** Показатель, обозначающий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнение определенных условий по прочности.

3.13 **компенсатор:** Специальная конструкция или участок трубопровода заданной кривизны, предназначенный для восприятия температурных перемещений.

3.14 **лупинг:** Трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

3.15 **охранная зона магистрального трубопровода:** Территория или акватория с особыми условиями использования, установленная вдоль магистрального трубопровода для обеспечения его безопасности.

3.16 **переход трубопровода подводный:** Участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

3.17 **покрытие защитное:** Материал и (или), конструкция, изолирующая наружную или внутреннюю поверхность трубопровода от внешней или внутренней среды.

3.18 **потенциал защитный:** катодный потенциал, обеспечивающий требуемое торможение коррозионного процесса.

3.19 **проезд вдольтрассовый:** Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перевозок грузов и персонала вдоль трассы магистрального трубопровода в период его строительства и эксплуатации.

3.20 **протектор:** электрод, выполненный из металла или сплава, имеющего более отрицательный потенциал, чем защищаемый трубопровод.

3.21 **резервирование технологическое:** наличие взаимно резервирующих технологических агрегатов, предназначенных для включения в работу одного из них в случае вывода из работы при неисправности другого.

3.22 **система сглаживания волн давления:** Сооружение, оснащенное комплексом технических устройств, обеспечивающее защиту магистральных трубопроводов и промежуточных нефтеперекачивающих (перекачивающих) станций от перегрузок по давлению при аварийной остановке одного или нескольких насосных агрегатов.

3.23 **соединение изолирующее:** вставка между двумя участками трубопровода, нарушающая его электрическую непрерывность.

3.24 **станция катодная:** Комплекс электротехнического оборудования, предназначенный для создания постоянного электрического тока между анодным заземлителем и подземным сооружением (трубопровод, резервуар и др.) при катодной защите последнего от коррозии.

Примечание – Различают сетевые катодные станции (наиболее распространены), источником электроэнергии для которых являются линии электропередачи, и автономные, в состав которых входят автономные источники питания.

3.25 **станция компрессорная:** объект магистрального газопровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема и перекачки газа по магистральному газопроводу.

3.26 **станция перекачивающая:** объект магистрального нефтепродуктопровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефтепродуктов по магистральному нефтепродуктопроводу.

3.27 **станция насосная:** объект магистрального трубопровода сжиженных углеводородных газов, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки сжиженных углеводородных газов по магистральному трубопроводу.

3.28 **станция нефтеперекачивающая:** объект магистрального нефтепровода, включающий в себя комплекс зданий, сооружений и устройств для приема, накопления, учета и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

3.29 **токи блуждающие:** токи в земле, протекающие вне предназначенных для них цепей и возникающие вследствие работы посторонних источников тока постоянного или переменного напряжения (электрифицированный транспорт, сварочные агрегаты, устройства электрохимической защиты посторонних сооружений и пр.).

3.30 **трасса трубопровода:** положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

3.31 **трубопровод магистральный:** Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

4 Сокращения

В настоящем своде правил применены следующие сокращения:
АГРС – автоматизированная газораспределительная станция;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
ГВВ – горизонт высоких вод;
ГРС – газораспределительная станция;
ДКС – дожимная компрессорная станция;
КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КПП – камера пуска (приема) СОД;
КС – компрессорная станция;
ЛЭП – линия электропередачи;
ННБ – наклонно-направленное бурение;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
НС – насосная станция;
ПГРС – промысловая газораспределительная станция;
ПКУ – пункт контроля и управления;
ПРГ – пункт редуцирования газа;
ПС – перекачивающая станция нефтепродуктов;
ПХГ – пункт хранения газа;
СОД – средство очистки (диагностики);
СПХГ – станция подземного хранения газа;
СУГ – сжиженный углеводородный газ;
УЗРГ – узел замера расхода газа;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
УППГ – установка предварительной подготовки газа;

5 Общие положения

5.1 Магистральные газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы (далее – трубопроводы) следует прокладывать подземно (подземная прокладка).

Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в случаях, приведенных в 11.1. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

5.2 Прокладка трубопроводов может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым магистральным трубопроводам в техническом коридоре.

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

5.3 Предельно допустимые (суммарные) объемы транспортирования продуктов в пределах одного технического коридора следует принимать по [1].

5.4 Не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов, кроме случаев, изложенных в 5.5.

5.5 При прокладке магистральных нефтепроводов по территории городов и других населенных пунктов для подключения их к предприятиям по переработке, перевалке и хранению нефти должны выполняться следующие дополнительные требования:

номинальный диаметр нефтепровода должен быть не более *DN* 700;

рабочее давление должно быть не более 1,2 МПа, при этом уровень кольцевых напряжений в трубопроводе не должен превышать 30 % нормативного предела текучести металла труб;

трубопровод должен приниматься категории В;

заглубление трубопровода следует принимать не менее 1,2 м;

при соответствующем обосновании следует предусматривать прокладку трубопровода в стальном защитном футляре, методами микротоннелирования, наклонно-направленного бурения, горизонтально-направленного бурения, защиту трубопровода железобетонными плитами, применение других технических решений, обеспечивающих безопасность нефтепровода;

безопасные расстояния от нефтепровода до зданий и сооружений должны быть не менее предусмотренных в таблице 4. Для стесненных условий прохождения трассы магистральным нефтепроводом следует руководствоваться требованиями СП 125.13330.

Прокладка магистральных нефтепроводов по селитебным территориям не допускается.

5.6 Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в них сельскохозяйственных и других работ регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов [2].

5.7 Температура газа, нефти (нефтепродуктов), поступающих в трубопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода.

Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решаются при проектировании.

5.8 Трубопроводы и их сооружения следует проектировать с учетом максимальной индустриализации строительно-монтажных работ за счет применения, как правило, труб с заводской изоляцией и сборных конструкций в блочно-комплектном исполнении из стандартных и типовых элементов и деталей, изготовленных на заводах или в стационарных условиях, обеспечивающих качественное их изготовление. При этом принятые в проектной документации решения должны обеспечивать бесперебойную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

5.9 В состав магистральных трубопроводов входят:

трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения НПС, КС, ПС, УЗРГ, ПРГ, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства автоматики и телемеханики;

линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов, сети связи;

противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;

емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;

здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;

вдольтрассовые проезды и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;

головные и промежуточные НПС, ПС и наливные станции, НС, резервуарные парки, КС и ГРС;

СПХГ;

пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;

указатели и предупредительные знаки.

5.10 При проектировании нефтепровода (нефтепродуктопровода) с подогревом перекачиваемого продукта должен выполняться теплогидравлический расчет, по результатам которого должны определяться технологические параметры пунктов подогрева и места их расстановки по трассе трубопровода.

5.11 Трубопроводы НПС и ПС в пределах промышленных площадок могут прокладываться подземно и (или) надземно в соответствии с проектными решениями.

5.12 Вдольтрассовый проезд для обслуживания трубопроводов должен предусматриваться на труднодоступных участках трассы в соответствии с заданием на проектирование.

Проектирование вдольтрассовых проездов, предусмотренных только для обслуживания трубопровода и его инфраструктуры, необходимо выполнять в соответствии с требованиями стандартов организации – владельца (оператора) магистрального трубопровода.

6 Классификация и категории магистральных трубопроводов

6.1 Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяют:

класс I – при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

класс II – при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

6.2 Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяют на:

6.2.1 Магистральные нефтепроводы:

класс I – при номинальном диаметре свыше *DN* 1000 до *DN* 1200 включительно;

класс II – то же, свыше *DN* 500 до *DN* 1000 включительно;

класс III – то же, свыше *DN* 300 до *DN* 500 включительно;

класс IV – *DN* 300 и менее.

6.2.2 Магистральные нефтепродуктопроводы:

класс II – при номинальном диаметре свыше *DN* 500 до *DN* 700 включительно;

класс III – то же, свыше *DN* 300 до *DN* 500 включительно;

класс IV – *DN* 300 и менее.

6.3 Магистральные трубопроводы и их участки подразделяют на категории в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность m
В	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990
IV	0,990

6.4 Категории магистральных трубопроводов следует принимать по таблице 2.

Таблица 2

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа:		
номинальным диаметром менее *DN* 200	IV	III
номинальным диаметром *DN* 1200 и более	III	III
в северной строительно-климатической зоне	III	III
Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:		
номинальным диаметром менее *DN* 700	III	III
номинальным диаметром *DN* 700 и более	III	III
в северной строительно-климатической зоне	III	III

6.5 Категории участков магистральных трубопроводов следует принимать по таблице 3.

Таблица 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
1 Переходы через водные преграды:						
а) судоходные – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм:						
1000 и более	I	–	I	B	–	B
менее 1000	I	–	I	I	–	I

Продолжение таблицы 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более – в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм:						
1000 и более	I	–	I	В	–	I
менее 1000	I	–	I	I	–	I
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м – в русловой части, оросительные и деривационные каналы	I	–	II	I	–	I
г) горные потоки (реки)	I	–	II	I	–	I
д) поймы рек по горизонту высоких вод 10 %-ной обеспеченности при диаметре трубопровода, мм:						
700 и более	I	–	II	I	–	I
менее 700	II	–	II	I	–	I
е) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 %-ной обеспеченности	–	–	–	I	–	II
2 Переходы через болота типа:						
а) I	III	III	III	II, III[1]	II, III[1]	II, III[1]
б) II	II	III	III	II	II	III
в) III	I	II	II	В	В	I
3 Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
а) железные дороги общей сети, включая участки длиной не менее 50 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	–	I	I	–	I
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей	I	–	II	III	–	II
в) автомобильные дороги категорий I и II, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	–	I	I		I

Продолжение таблицы 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
г) автомобильные дороги категорий III, IV, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	–	I	III	–	I
д) автомобильные дороги категории V, включая участки длиной 15 м по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	III	–	III	III	–	III
е) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в таблице 4, примыкающие к переходам:						
через все железные дороги и автомобильные дороги категорий I и II	II	II	II	III	II	II
через автомобильные дороги категорий III, IV, V	III	III	III	III	–	III
4 Трубопроводы в горной местности при укладке:						
а) на полках	III	III	–	II	II	–
б) в тоннелях	–	I	I	–	I	I
5 Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III	III	III	III
6 Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям:						
а) хлопковых и рисовых плантаций	II	–	–	II	–	–
б) прочих сельскохозяйственных культур	III	–	–	III	–	–
7 Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения многолетнемерзлых грунтов, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1	II	II	II	II	II	II
8 Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	–	II	II	–	II
9 Узлы установки линейной арматуры (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	III	–	–
10 Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	–	–	–

Продолжение таблицы 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
11 Трубопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, приведенных в поз. 3*е*	III	III	III	III	III	III
12 Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в поз. 5 таблицы 4	I	–	I	II	–	I
13 Межпромысловые коллекторы	II	II	II	–	–	–
14 Узлы пуска и приема очистных устройств:						
а) на переходах через водные преграды (категория узла определяется категорий трубопровода на переходе);	I	I	I	B	B	B, I
б) на линейной части, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I	I	I	I
15 Трубопроводы в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов	B	B	B	–	–	–
16 Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа	B	B	B	I	I	I
17 Узлы подключения в газопровод, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также газопроводы собственных нужд от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений	I	I	I	–	–	–
18 Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в поз. 8 таблицы 4, а также участки за охранными кранами длиной 250 м	II	II	II	–	–	–
19 Трубопроводы, примыкающие к секущему крану УЗРГ и ПРГ, длиной 250 м в обе стороны	I	I	I	–	–	–

Продолжение таблицы 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
20 Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	–	–	II	–	–
21 Пересечения с коммуникациями, приведенными в поз. 20, и между собой многониточных магистральных газопроводов номинальным диаметром свыше *DN* 1000 и давлением 7,5 МПа и более, нефтепроводов номинальным диаметром свыше *DN* 700 в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	I	–	–	II	–	–
22 Пересечения (по обе стороны) в пределах расстояний, указанных в поз. 12 таблицы 4, с воздушными линиями электропередачи напряжением, кВ:						
а) 500 и более	I	I	I	I	I	–
б) от 330 до 500	II	II	II	II	II	–
в) до 330	III	III	III	III	III	–
23 Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II	II	II	II
24 Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи	III	III	III	III	III	III
25 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при номинальном диаметре труб *DN* 700 и менее; до 500 м при номинальном диаметре труб до *DN* 1000 включительно; до 1000 м при	–	–	–	I (без предварительного гидравлического испытания на трассе)	I	I

Продолжение таблицы 3

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
номинальном диаметре труб свыше *DN* 1000						
26 Газопроводы, нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 9, 10, 14, 15, 17 и 19, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м по обе стороны от них	II	II	II	II	II	II
	(если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам)					

[1] II – для номинального диаметра *DN* 700 и более, III – для номинального диаметра до *DN* 700.

Примечания

1 Категории отдельных участков трубопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа, нефти и нефтепродуктов городам и другим крупным потребителям, а также загрязнение окружающей среды, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.

2 Болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся на следующие типы:

первый – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением от 0,02 до 0,03 МПа или работу обычной техники с помощью дорожного покрытия быстрого развертывания, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа;

второй – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по дорожному покрытию быстрого развертывания, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;

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

3 При пересечении трубопроводом массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.

4 Испытания участков трубопроводов, прокладываемых через водные преграды шириной в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м, с границами в межень по 100 м от уреза воды, следует предусматривать в составе смонтированного трубопровода согласно установленной категории.

5 Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося сооружения, эксплуатационной организации и соответствующего органа государственного надзора), при пересечении их проектируемыми трубопроводами, линиями электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в поз. 20 и 21, и при параллельной прокладке в соответствии с поз. 26, не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.

6 Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с поз. 3.

7 Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, следует принимать как для подводных переходов через водные преграды.

Окончание таблицы 3

8 При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления, позволяющей оперативное проведение в данной местности аварийно-восстановительных работ на трубопроводах в случае их повреждения, выполнение требований поз. 1*в* для газопроводов не обязательно.
9 Знак «–» в настоящей таблице означает, что категория не регламентируется.

7 Основные требования к трассе трубопровода

7.1 Выбор трассы трубопроводов должен проводиться на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов с учетом природных особенностей территории, расположения населенных мест, залегания торфяников, а также транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на магистральный трубопровод.

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

7.3 Возмещение убытков землепользователям, потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для строительства трубопровода и ущерба рыбному хозяйству следует определять в установленном порядке.

7.4 Для проезда к трубопроводам должны быть максимально использованы существующие дороги общей сети.

Необходимость строительства дорог, вдольтрассовых и технологических проездов на период строительства и для эксплуатации трубопровода определяется в задании на проектирование.

7.5 При выборе трассы трубопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, железных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого трубопровода на ближайшие 20 лет, а также условия строительства и обслуживания трубопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся, проектируемые и реконструируемые здания и сооружения, мелиорация заболоченных земель, ирригация пустынных и степных районов, использование водных объектов и т.д.), выполнять прогнозирование изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов.

7.6 Не допускается предусматривать прокладку магистральных трубопроводов в тоннелях железных и автомобильных дорог, а также в тоннелях совместно с электрическими кабелями и кабелями связи и трубопроводами иного назначения, принадлежащими другим организациям – собственникам коммуникаций и сооружений.

7.7 Не допускается прокладка трубопроводов по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий и в одной траншее с электрическими кабелями, кабелями связи и другими трубопроводами, за исключением случаев прокладки:

кабеля технологической связи данного трубопровода на подводных переходах (в одной траншее) и на переходах через железные и автомобильные дороги (в одном футляре);

газопроводов номинальным диаметром до *DN* 1000 на давление до 2,5 МПа и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром *DN* 500 и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог категорий III, IV и V. При этом участки

трубопроводов, укладываемых по мосту и на подходах к нему на расстояниях, указанных в таблице 4, следует относить к категории I.

7.8 Прокладку трубопроводов по мостам (в случаях, приведенных в 7.7), по которым проложены кабели междугородной связи, допускается проводить только по согласованию с операторами связи – владельцами коммуникаций.

7.9 Прокладку трубопровода на оползневых участках следует предусматривать ниже зеркала скольжения или надземно на опорах, заглубленных ниже зеркала скольжения на глубину, исключающую возможность смещения опор.

7.10 Трассу трубопроводов, пересекающих селевые потоки, следует выбирать вне зоны динамического удара потока.

7.11 При выборе трассы для подземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах следует по возможности избегать участков с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватыми грунтами. Бугры пучения следует обходить с низовой стороны.

7.12 Основным принципом использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания для трубопроводов и их сооружений является принцип использования их в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации трубопроводов и их сооружений.

7.13 При прокладке газопроводов на участках с малольдистыми многолетнемерзлыми грунтами допускается их оттаивание в процессе строительства или эксплуатации. На участках с таликами рекомендуется грунты основания газопроводов использовать в талом состоянии. Допускается промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке газопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой.

7.14 При прокладке газопроводов, транспортирующих газ с температурой ниже 0 °С, на участках, сложенных талыми пучинистыми грунтами, необходимо предусматривать специальные мероприятия в соответствии с требованиями СП 25.13330, осуществление которых исключает возможность проявления недопустимых деформаций оснований под трубопроводами.

7.15 Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 4.

7.16 Расстояния от КС, ГРС, НПС, ПС до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений следует принимать в зависимости от класса и диаметра газопровода и категории НПС, ПС и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 5.

Таблица 4

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса											
	I		II		IV		III		II		I	
	номинальным диаметром, *DN*											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	300 и менее	свыше 300 до 500	свыше 500 до 1000	свыше 1000 до 1200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей более 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); жилые здания 3-этажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта; очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному трубопроводу, мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3; автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи операторов связи – владельцев коммуникаций	100	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200

Продолжение таблицы 4

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса											
	I		II		IV		III		II		I	
	номинальным диаметром, *DN*											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	300 и менее	свыше 300 до 500	свыше 500 до 1000	свыше 1000 до 1200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2 Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги категорий I–III, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие: 1–2-этажные жилые здания; садовые домики, дачи; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100
3 Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; канализационные сооружения; железные дороги промышленных предприятий; автомобильные дороги IV–V категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	30	50	100	150	175	200	30	50	30	30	30	50
4 Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог категорий III, IV с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125	75	100	150	200
5 Территории НПС, ПС, КС, установок комплексной подготовки нефти и газа, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, ПГРС, установок очистки и осушки газа	75	125	150	200	225	250	75	125	30	30	50	50
6 Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов	50	50	100	150	175	200	50	50	50	50	50	50

Продолжение таблицы 4

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса											
	I		II		IV		III		II		I	
	номинальным диаметром, *DN*											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	300 и менее	свыше 300 до 500	свыше 500 до 1000	свыше 1000 до 1200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7 При прокладке подводных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов выше по течению:												
от мостов железных и автомобильных дорог, промышленных предприятий и гидротехнических сооружений	–	–	–	–	–	–	–	–	300	300	300	500
от пристаней и речных вокзалов	–	–	–	–	–	–	–	–	1000	1000	1000	1500
от водозаборов	–	–	–	–	–	–	–	–	3000	3000	3000	3000
8 Территории ГРС, АГРС, регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом:												
а) городов; населенных пунктов; предприятий; отдельных зданий и сооружений; других потребителей	50	75	100	125	150	175	50	75	–	–	–	–
б) объектов газопровода (пунктов замера расхода газа, термоэлектрогенераторов и т.д.)	25	25	25	25	25	25	25	25	–	–	–	–
9 Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами; блок-контейнеры, обеспечивающие функционирование магистрального трубопровода: пунктов контроля и управления линейной телемеханикой и автоматикой (ПКУ); связи	Не менее 15 от крайней нитки (но не менее 25 м от взрывоопасной зоны при наличии трансформатора в ПКУ)											
10 Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; водозаборные сооружения и станции оросительных систем	25	25	25	25	25	25	25	25	75	100	150	200

Продолжение таблицы 4

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса											
	I		II		IV		III		II		I	
	номинальным диаметром, *DN*											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	300 и менее	свыше 300 до 500	свыше 500 до 1000	свыше 1000 до 1200
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
11 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 соответствующих документов в области технического регулирования и по согласованию с владельцами указанных объектов											
12 Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более	В соответствии с требованиями ПУЭ [3]											
13 Земляной амбар для аварийного выпуска нефти и конденсата из трубопровода	50	75	75	75	100	100	50	50	30	30	50	50
14 Кабели междугородной связи и силовые электрокабели	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15 Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопроводов, термоэлектрогенераторы	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
16 Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
17 Вдольтрассовые проезды, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	Не менее 10											

Окончание таблицы 4

Примечания

1 Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты на расчетный срок 20–25 лет; 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; для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог – от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов – от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений – от ближайших выступающих их частей.

2 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 и сооружений.

3 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такие же, как от соответствующих дорог.

4 При соответствующем обосновании допускается сокращать указанные в гр. 3–9 настоящей таблицы (за исключением поз. 5, 8, 10, 13–16) и в гр. 2 только для поз. 1–6 расстояния от газопроводов не более чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов к категории II со 100 %-ным контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами и не более чем на 50 % при отнесении их к категории В, при этом указанные в поз. 3 расстояния допускается сокращать не более чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов к категории В.

Указанные в поз. 1, 4 и 10 настоящей таблицы расстояния для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается сокращать не более чем на 30 % при условии увеличения номинальной (расчетной) толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние.

5 Минимальные расстояния от оси газопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в поз. 1 настоящей таблице, следует принимать увеличенными в 2 раза, в поз. 2–6, 8–10 и 13 – в 1,5 раза. Данное требование относится к участкам надземной прокладки протяженностью свыше 150 м.

6 При расположении зданий и сооружений на отметках выше отметок нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшение указанных в поз. 1, 2, 4 и 10 расстояний до 25 % при условии, что принятые расстояния должны быть не менее 50 м.

7 При надземной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до оси трубопроводов следует принимать по настоящей таблице как для подземных нефтепроводов, но не менее 50 м.

8 Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог допускается сокращать на 30 %.

9 Указанные в поз. 7 настоящей таблицы минимальные расстояния от подводных переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшать до 50 % при условии строительства перехода методами ННБ, тоннелирования и микротоннелирования с заглублением трубопровода (или тоннеля) до верхней образующей не менее 6 м на всем протяжении руслового участка и не менее 3 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) или при укладке этих трубопроводов в стальных футлярах.

10 Газопроводы и другие объекты, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.

11 Знак «–» в таблице означает, что расстояние не регламентируется.

Таблица 5

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС, ПС		
	Класс газопровода								Категория НПС, ПС		
	I						II				
	Номинальный диаметр газопровода *DN*										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
1 Города и другие населенные пункты; коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20; установки комплексной подготовки нефти и газа и их групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); 3-этажные жилые здания и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи Министерства связи России и других ведомств; телевизионные башни	500 150	500 175	700 200	700 250	700 300	700 350	500 100	500 125	100	150	200

Продолжение таблицы 5

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС, ПС		
	Класс газопровода								Категория НПС, ПС		
	I						II				
	Номинальный диаметр газопровода *DN*										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
2 Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог категорий I и II с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3; автозаправочные станции; водопроводные сооружения, не относящиеся к магистральному трубопроводу	250 150	300 175	300 200	400 220	450 250	500 300	250 100	300 125	100	150	200
3 Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги категорий I–III; отдельно стоящие: 1–2-этажные жилые здания; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	100 75	150 125	200 150	250 200	300 225	350 250	75 75	150 100	50	75	100
4 Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог категорий III–V с пролетом свыше 20 м	125 100	150 125	200 150	250 200	300 225	350 250	100 75	150 125	100	150	200
5 Железные дороги промышленных предприятий	75 50	100 75	150 100	175 150	200 175	250 200	50 50	100 75	50	75	100

Продолжение таблицы 5

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС, ПС		
	Класс газопровода								Категория НПС, ПС		
	I						II				
	Номинальный диаметр газопровода *DN*										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
6 Автомобильные дороги категорий IV и V	75 50	100 75	150 100	175 150	200 175	250 200	50 50	100 75	20 (но не менее 100 м от ближайшего наземного резервуара, резервуарного парка)	20	50
7 Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сараи и т.п.); устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; очистные сооружения и насосные станции канализации	50 50	75 75	150 100	200 150	225 175	250 200	50 30	75 50	30	50	75
8 Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих КС, НПС и ПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
9 Открытые распределительные устройства 35; 100; 220 кВ электроподстанций, питающих КС, НПС и ПС магистральных трубопроводов	На территории КС, НПС и ПС с соблюдением противопожарных разрывов от зданий и сооружений										

Продолжение таблицы 5

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС, ПС		
	Класс газопровода								Категория НПС, ПС		
	I						II				
	Номинальный диаметр газопровода *DN*										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
10 Лесные массивы пород:											
а) хвойных	50	50	50	75	75	75	50	50	50	50	50
б) лиственных	20	20	20	30	30	30	20	20	20	20	20
11 Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов:											
с максимальной взлетной массой более 10 тонн	100	100	150	200	225	250	100	100	100	100	100
с максимальной взлетной массой от 5 до 10 тонн	75	75	150	200	225	250	75	75	75	75	75
с максимальной взлетной массой менее 5 тонн	60	75	150	200	225	250	60	60	60	60	75
(высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов Росавиации, утвержденных в установленном порядке)											
12 Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых, добыча на которых проводится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов	В соответствии с требованиями соответствующих документов в области технического регулирования и по согласованию с владельцами указанных объектов										

Продолжение таблицы 5

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС, ПС		
	Класс газопровода								Категория НПС, ПС		
	I							II			
	Номинальный диаметр газопровода *DN*										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
13 Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, напряжением, кВ:											
до 20	80								40		
35	80								40		
110	100								60		
150	120								80		
220	140								100		
330	160								120		
500	180								150		
750	200								150		
14 Факел для сжигания газа	100	100	100	100	100	100	100	100	–	–	–

Примечания

1 Расстояния, указанные над чертой в поз. 1–7 настоящей таблицы, относятся к КС, под чертой – к ГРС.

2 Примечания 1–3 к таблице 4 распространяются и на данную таблицу.

3 Категории НПС и ПС надлежит принимать:

категория I – при емкости резервуарного парка свыше 100000 м^3;

категория II – при емкости резервуарного парка от 20000 до 100000 м^3 включительно; категория III – при емкости резервуарного парка до 20000 м^{3}и НПС, ПС без резервуарных парков.

4 Расстояния следует принимать: для зданий и сооружений по поз. 1 – от здания компрессорного цеха; для НПС, ПС, ГРС и зданий и сооружений по поз. 1–14 и для КС по поз. 2–14 – от ограды станций.

Окончание таблицы 5

5 Мачты (башни) радиорелейной линии связи трубопроводов допускается располагать на территории КС, НПС и ПС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования должно быть не менее высоты мачты. 6 Мачты (башни) малоканальной необслуживаемой радиорелейной связи допускается располагать на территории ГРС, при этом расстояние от места установки мачты до технологического оборудования газораспределительных станций должно быть не менее высоты мачты. 7 НПС, ПС должна располагаться, как правило, ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать указанные станции на одинаковых отметках или выше населенных пунктов и промышленных предприятий. 8 Знак «–» в таблице означает, что расстояние не регламентируется. 9 При размещении на ГРС и КС одоризационных установок расстояние от них до населенных пунктов следует принимать с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере воздуха населенных пунктов, установленных Минздравсоцразвития России. 10 Расстояния от наземных резервуаров, резервуарного парка до автомобильных дорог категорий I–V должно быть не менее 100 м.

7.17 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов, кроме указанных в 7.20, следует принимать:

при подземной прокладке газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – по таблице 6;

при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов в районах, указанных в 11.1 (за исключением горной местности), – по таблице 7;

при надземной, наземной и комбинированной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – в зависимости от условий прокладки.

Таблица 6

Номинальный диаметр трубопровода *DN*	Расстояние между осями смежных магистральных трубопроводов, м	
	газопроводов	нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
До 400 включительно	8	5
Свыше 400 до 700 включительно	9	5
Свыше 700 до 1000 включительно	11	6
Свыше 1000 до 1200 включительно	13	6
Свыше 1200 до 1400 включительно	15	–

Примечания

1 Расстояние между осями смежных трубопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для трубопровода большего диаметра.

2 Расстояние между двумя нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, прокладываемыми одновременно в одной траншее, допускается принимать менее указанного в таблице 6, но не менее 1 м между стенками трубопроводов.

Таблица 7

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету, м, между параллельными нитками газопроводов					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при номинальном диаметре газопровода *DN*					
Первой	Второй	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30
Наземный	Подземный	20	30	45	15	20	30
Надземный	Подземный	20	30	45	15	20	30
Надземный	Надземный	40	50	75	25	35	50
Надземный	Наземный	40	50	75	25	35	50

Примечание – При наличии на подземных газопроводах отдельных наземных или надземных участков протяженностью не более 100 м (переходы через овраги и т.д.) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков к категории II указанные расстояния следует принимать как для подземной прокладки (с учетом требований 11.10).

7.18 Расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами в одном техническом коридоре (кроме районов, указанных в 7.20) следует принимать из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных: в таблице 7 – при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов, в таблице 8 – при подземной прокладке трубопроводов.

Таблица 8

Номинальный диаметр проектируемого трубопровода *DN*	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных трубопроводов, м	
	на землях, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя	на землях, на которых требуется снятие и восстановление плодородного слоя
До 400 включительно	11	20
Свыше 400 до 700 включительно	14	23
Свыше 700 до 1000 включительно	15	28
Свыше 1000 до 1200 включительно (для газопроводов)	16	30
Свыше 1000 до 1200 включительно (для нефтепроводов)	32	32
Свыше 1200 до 1400 включительно (для газопроводов)	18	32

Примечания

1 Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать при необходимости, обоснованной расчетами.

2 Для трубопроводов различного назначения и разных диаметров следует выполнять требования 7.19.

3 В случае разработки в проектной документации мероприятий по временному вывозу плодородного грунта на площадки складирования, расположенные вне зоны проведения строительно-монтажных работ, расстояния допускается принимать как для земель, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя.

7.19 Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов необходимо предусматривать как для газопроводов (за исключением случаев, приведенных в 7.20).

При параллельной прокладке трубопроводов разных диаметров расстояние между ними следует принимать как для трубопровода большого диаметра.

7.20 Расстояние между параллельными нитками трубопроводов (при одновременном строительстве и строительстве параллельно действующему трубопроводу), прокладываемых в одном техническом коридоре в районах Западной Сибири и Крайнего Севера в грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность (в многолетнемерзлых грунтах), следует принимать из условий технологии поточного строительства, гидрогеологических особенностей района, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее:

между газопроводами – значений, приведенных в таблице 9;

между нефтепроводами и нефтепродуктопроводами – в соответствии с 7.17 и 7.18;

между нефтепроводами и газопроводами – 1000 м.

Таблица 9

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету между нитками, м, при номинальном диаметре газопроводов *DN*		
Первой	Второй	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Подземный	Подземный	60	75	100
Наземный	Наземный	50	60	80
Подземный	Наземный	50	60	80
Подземный	Надземный	50	60	80
Надземный	Надземный	40	50	75
Наземный	Надземный	40	50	75

7.21 Проектируемые трубопроводы должны располагаться на всем протяжении, как правило, с одной стороны от существующих трубопроводов при параллельной их прокладке.

7.22 При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб *DN* 700 и менее и 1000 м – при номинальном диаметре труб свыше *DN* 700, должно предусматриваться устройство с низовой стороны трубопровода защитного вала или канавы, обеспечивающих отвод разлившегося продукта при аварии. Сбор разлившегося продукта должен осуществляться в защитные амбары, расположение которых должно исключать попадание продукта в водотоки и на территорию населенных пунктов.

7.23 Места расстановки НПС, ПС определяются в проектной документации по результатам инженерных изысканий, с учетом профиля трассы магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) и возможных режимов перекачки.

7.24 В местах пересечений магистральных трубопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60 °. При этом трубопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения, должны приниматься категории II.

7.25 Минимальное расстояние от ближайшего магистрального газопровода первого класса номинальным диаметром *DN* 1000 и более и от границ технических коридоров трубопроводов до границ проектной застройки городов и других населенных пунктов в районах Западной Сибири и Крайнего Севера следует принимать не менее 700 м.

В стесненных условиях, когда это расстояние выдержать невозможно, его допускается сокращать до 350 м при условии повышения категорийности таких участков до категории I и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию трубопровода, или до значений, приведенных в таблице 4, при отсутствии в районе прокладки трубопроводов многолетнемерзлых грунтов.

7.26 Ширина просеки для прокладки трубопроводов параллельно линии электропередачи 6 (10) кВ при прохождении по землям лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с [3].

7.27 Ширину полосы отвода земель на период строительства (реконструкции) магистрального трубопровода по его участкам следует определять в проектной документации с учетом:

временной вдоль трассовой дороги, по которой обеспечивается движение транспортных средств, используемых при строительстве магистрального трубопровода;

технологического зазора для безопасного проезда транспортных средств параллельно колонне работающих трубоукладчиков;

полосы, предназначенной для размещения колонны трубоукладчиков;

технологического зазора между стрелой трубоукладчика и боковой образующей трубопровода;

зоны, предназначенной для размещения сваренного в нитку трубопровода;

траншеи по ее верху;

бермы, предназначенной для предотвращения сползания грунта в траншею;

зоны, предназначенной для временного размещения отвала минерального грунта;

зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по засыпке траншей минеральным грунтом из отвала;

зоны, предназначенной для временного хранения отвала гумусного слоя, снимаемого с полосы строительства;

зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по транспортированию и разравниванию отвала гумусного слоя;

зоны вырубки леса для размещения ВЛ.

8 Конструктивные требования к трубопроводам

8.1 Общие требования

8.1.1 Диаметр трубопроводов должен определяться расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования.

8.1.2 При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб со стенкой различной толщины, в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.

8.1.3 Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из несгораемых материалов.

8.1.4 Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его номинальных диаметров *DN*.

8.1.5 Длина патрубков (прямых вставок), ввариваемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм. Допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм при номинальном диаметре их не более *DN* 500 .

8.1.6 На трубопроводе должны быть предусмотрены узлы пуска и приема очистных и разделительных устройств, конструкция которых определяется проектной документацией.

Трубопровод в пределах одного очищаемого участка должен иметь постоянный внутренний диаметр и равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей.

8.1.7 При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, номинальный диаметр которых составляет свыше 0,3 номинального диаметра основного трубопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания очистного устройства в ответвление.

8.1.8 На участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода, допускается предусматривать самостоятельные узлы пуска и приема очистных устройств.

8.1.9 Трубопровод и узлы пуска и приема очистных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение очистных устройств.

8.1.10 В местах примыкания магистральных трубопроводов к обвязочным трубопроводам компрессорных станций, НПС, ПС, НС, узлам пуска и приема СОД, переходам через водные преграды в две нитки и более, перемычкам и узлам подключения трубопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Продольные перемещения должны учитываться при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к трубопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых компенсаторов П-образной (т.е. незащемленных грунтом), *Z*-образной или другой формы или подземных компенсаторов-упоров тех же конфигураций.

При прокладке подземных трубопроводов номинальным диаметром *DN* 1000 и более в грунтах с низкой защемляющей способностью в проектной документации должны быть предусмотрены специальные решения по обеспечению устойчивости трубопровода.

8.1.11 На трассе трубопровода должна предусматриваться установка опознавательных знаков (со щитами-указателями) высотой 1,5–2 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами.

8.2 Размещение запорной и другой арматуры на трубопроводах

8.2.1 На трубопроводах надлежит предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но не более 30 км.

На нефтепроводах и нефтепродуктопроводах при пересечении водных преград в одну нитку место размещения запорной арматуры принимается в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем.

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две нитки и более и на однониточных переходах категории В согласно требованиям 10.2.13;

в начале каждого ответвления от трубопровода на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;

на ответвлениях к ГРС при протяженности ответвлений свыше 1000 м на расстоянии 300–500 м от ГРС;

на входе и выходе газопроводов из УКПГ, КС, СПХГ и головных сооружений на расстоянии не менее:

газопровода номинальным диаметром *DN* 1400 мм.....1000 м,

газопровода номинальным диаметром *DN* 1400 мм до *DN* 1000 мм включ.....750 м

газопровода номинальным диаметром менее *DN* 1000 мм.....500 м

(охранные краны)

по обеим сторонам автомобильных мостов (при прокладке по ним газопровода) на расстоянии не менее 250 м;

на одном или обоих концах участков нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, проходящих на отметках выше городов и других населенных пунктов и промышленных предприятий – на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности;

на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах при пересечении водных преград в одну нитку, за исключением водных преград шириной в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м, с границами в межень по 100 м от уреза воды;

место размещения запорной арматуры в этом случае принимается в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем;

на обоих берегах болот III типа протяженностью свыше 500 м.

На однониточных подводных переходах газопроводов через водные преграды установка запорной арматуры предусматривается при необходимости.

Примечания

1 Место установки запорной арматуры для нефтепродуктопроводов, как правило, должно совмещаться с местами соединения участков трубопроводов с различной толщиной стенок.

2 Место установки охранных кранов от головных сооружений принимается от границ их территорий, КС – от границ узла подключения КС к магистрали (от осей врезок крайних внешних всасывающего и нагнетательного газопроводов).

3 При удалении КС от магистрального газопровода на расстоянии свыше 700 м при наличии естественных препятствий (оврагов, сложного рельефа и т.п.) следует предусматривать установку запорной арматуры с продувочными свечами (КИП и автоматика по аналогии с кранами на узле подключения КС в магистральный газопровод) на всасывающих и нагнетательных газопроводах КС («шлейфах») на расстоянии 250 м от ограды КС.

8.2.2 При параллельной прокладке двух или более ниток газопроводов узлы линейной запорной арматуры на отдельных нитках надлежит смещать на расстояние не менее 100 м друг от друга по радиусу. В сложных условиях трассы (горный рельеф, болота, искусственные и естественные препятствия) указанное расстояние допускается уменьшать до 50 м.

При параллельном подключении одного газопровода-ответвления к двум или нескольким основным ниткам газопровода или подключении нескольких ниток ответвления к одному газопроводу узлы линейной запорной арматуры необходимо смещать на расстояние не менее 30 м друг от друга.

Примечание – Требование настоящего пункта на линейную запорную арматуру узлов подключения не распространяется.

8.2.3 Запорная арматура номинальным диаметром *DN* 400 и более должна устанавливаться на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание.

8.2.4 Газопроводы и арматура обвязки линейной запорной арматуры, находящейся под давлением, – байпасы, продувочные линии и перемычки – следует предусматривать в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки.

Доступ обслуживающего персонала должен предусматриваться только к приводу арматуры.

8.2.5 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, на узлах подключения КС и узлах приема и пуска очистных устройств следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при номинальном диаметре газопровода до *DN* 1000 и не менее 50 м – при номинальном диаметре газопровода *DN* 1000 и более.

8.2.6 Диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение 1,5–2 ч. Установку запорной арматуры и продувочных свечей следует предусматривать на расстоянии от зданий и сооружений, не относящихся к газопроводу, не менее 300 м.

При прокладке газопроводов параллельно автомобильным и железным дорогам, линиям электропередачи и связи запорную арматуру с продувочными свечами допускается располагать на том же расстоянии от дорог и линий, что и газопровод.

При пересечении газопроводом автомобильных и железных дорог, линий электропередачи и связи расстояние от продувочных свечей до указанных сооружений должно приниматься не менее значений, предусмотренных при их параллельной прокладке.

Во всех перечисленных случаях расстояние от продувочных свечей запорной арматуры до мостов и виадуков должно быть не менее 300 м.

Расстояние до продувочных свечей на магистральных газопроводах от крайних неотклоненных проводов воздушной линии электропередачи высокого напряжения, следует принимать не менее 300 м. На участках стесненной трассы воздушной линии электропередачи высокого напряжения это расстояние может быть уменьшено до 150 м, кроме многоцепных воздушных линий электропередачи высокого напряжения, располагаемых как на общих, так и на раздельных опорах.

Высота продувочной свечи должна быть не менее 3 м от уровня земли.

8.2.7 Для контроля наличия конденсата и выпуска его на газопроводах следует предусматривать установку конденсатосборников. Места установок конденсатосборников определяются проектной документацией.

8.2.8 Параллельно прокладываемые трубопроводы одного назначения должны быть связаны между собой перемычками.

8.2.9 Узлы установки запорной арматуры должны проектироваться из унифицированных заготовок.

8.2.10 Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах, нефтепродуктопроводах и трубопроводах сжиженного газа должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление. Электроприводы запорной арматуры должны иметь внешнюю пусковую аппаратуру, установленную в ПКУ.

8.2.11 Запорная арматура, устанавливаемая на переходах через водные преграды:

для газопроводов класса I номинальным диаметром *DN* 1000 и более должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия;

для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна быть обеспечена электроснабжением от двух независимых взаимно резервирующих источников питания с устройствами автоматического восстановления питания (потребители первой категории электроснабжения).

9 Подземная прокладка трубопроводов

9.1 Общие требования

9.1.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы надлежит принимать, м, не менее:

при номинальном диаметре менее *DN* 1000 ..... 0,8;
при номинальном диаметре *DN* 1000 и более (до *DN* 1400) 1,0;
на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению 1,1;
в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований 1,0;
в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин 0,6;
на пахотных и орошаемых землях 1,0;
при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных) каналов (от дна канала) ..... 1,1.

Заглубление нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в дополнение к указанным требованиям должно определяться также с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых продуктов в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования.

9.1.2 Заглубление трубопроводов, транспортирующих горячие продукты при положительном перепаде температур в металле труб, должно быть дополнительно проверено расчетом на продольную устойчивость трубопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с требованиями раздела 12.

9.1.3 Ширину траншеи понизу следует назначать не менее:

DN + 300 мм – для трубопроводов номинальным диаметром до *DN* 700;

1,5 *DN* – для трубопроводов номинальным диаметром *DN* 700 и более.

При номинальных диаметрах трубопроводов *DN* 1200 и *DN* 1400 и траншеях с откосом свыше 1 : 0,5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины *DN* +500 мм.

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м.

9.1.4 При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°.

Пересечения трубопроводов с другими сетями инженерно-технического обеспечения (водопровод, канализация, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями СП 18.13330.

При пересечении с водопроводами питьевого назначения водопроводы питьевого назначения должны располагаться выше магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Допускается располагать магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м.

9.1.5 Для трубопроводов номинальным диаметром *DN* 1000 и более в зависимости от рельефа местности должна предусматриваться предварительная планировка трассы. При планировке строительной полосы в районе подвижных барханов последние следует срезать до уровня межгрядовых (межбарханных) оснований, не затрагивая естественно уплотненный грунт. После засыпки уложенного

трубопровода полоса барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси трубопровода в обе стороны должна быть укреплена связующими веществами (нейрозин, отходы крекинг-битума и т.д.).

При проектировании трубопроводов номинальным диаметром *DN* 700 и более на продольном профиле должны быть указаны как отметки земли, так и проектные отметки трубопровода.

9.1.6 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. При применении в скальных и мерзлых грунтах взрывного способа рыхления подсыпка из мягких грунтов должна быть толщиной не менее 20 см над выступающими частями основания под трубопроводы, при этом применяемый грунт не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 5 см в поперечнике.

Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см или при засыпке с применением специальных устройств.

9.1.7 Проектирование подземных трубопроводов для районов распространения грунтов типа II просадочности необходимо выполнять с учетом требований СП 22.13330.

Для грунтов I типа просадочности проектирование трубопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов.

Примечание – Тип просадочности и величину возможной просадки грунтов следует определять в соответствии с требованиями СП 22.13330.

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

9.1.9 При проектировании трубопроводов, укладываемых на косогорах, необходимо предусматривать устройство нагорных канав для отвода поверхностных вод от трубопровода.

9.1.10 При невозможности избежать возникновения просадки основания под трубопроводами при расчете трубопровода на прочность и устойчивость следует учитывать дополнительные напряжения от изгиба, вызванные просадкой основания.

9.1.11 При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопроводов, следует предусматривать мероприятия по их укреплению.

9.1.12 На трассе трубопроводов следует предусматривать установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга.

9.1.13 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 насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях

9.2.1 В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку трубопровода в долинах рек вне зоны затопления

или по водораздельным участкам, избегая неустойчивых и крутых склонов, а также районов селевых потоков.

9.2.2 В оползневых районах при малой толщине сползающего слоя грунта следует предусматривать подземную прокладку с заглублением трубопровода ниже плоскости скольжения.

Оползневые участки большой протяженности следует обходить выше оползневого склона.

9.2.3 При пересечении селей следует применять, как правило, надземную прокладку.

При подземной прокладке через селевой поток или конус выноса укладку трубопровода следует предусматривать на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла при 5 % обеспеченности. При пересечении конусов выноса укладка трубопровода предусматривается по кривой, огибающей внешнюю поверхность конуса на глубине ниже возможного размыва в пределах блуждания русел.

Выбор типа прокладки трубопроводов и проектных решений по их защите при пересечении селевых потоков следует осуществлять с учетом обеспечения надежности трубопроводов и технико-экономических расчетов.

Для защиты трубопроводов при прокладке их в указанных районах могут предусматриваться уполаживание склонов, водозащитные устройства, дренирование подземных вод, сооружение подпорных стен, контрфорсов.

9.2.4 При проектировании трубопроводов, укладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном 8–11°, необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки).

Устройство полки в этом случае должно обеспечиваться за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре.

9.2.5 При поперечном уклоне косогора 12–18° необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 18° полки предусматриваются только за счет срезки грунта.

Во всех случаях насыпной грунт должен быть использован для устройства проезда на период проведения строительно-монтажных работ и последующей эксплуатации трубопровода при соблюдении следующего условия

$$\mathrm{tg}\alpha_к \le \frac{\mathrm{tg}\varphi_{гр}}{n_y}, \qquad (1)$$

где $\alpha_к$ – угол наклона косогора, град.;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта насыпи, град.;

n_y – коэффициент запаса устойчивости насыпи против сползания, принимаемый равным 1,4.

Для трубопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном свыше 35 °, следует предусматривать устройство подпорных стен.

9.2.6 Траншея для укладки трубопровода должна предусматриваться в материковом грунте вблизи подошвы откоса на расстоянии, обеспечивающем нормальную работу землеройных машин. Для отвода поверхностных вод у подошвы откоса, как правило, следует предусматривать кювет с продольным уклоном не менее 0,2 %. В этом случае полке откоса придают уклон 2 % в обе стороны от оси

траншеи. При отсутствии кювета полка должна иметь уклон не менее 2 % в сторону откоса.

Ширина полки должна назначаться из условия производства работ, возможности устройства траншеи и механизированной прокладки кабеля связи с нагорной стороны трубопровода, а также с учетом местных условий.

При прокладке в горной местности двух параллельных ниток трубопроводов и более следует предусматривать раздельные полки или укладку ниток на одной полке. Расстояние между осями газопроводов, укладываемых по полкам, определяется проектной документацией по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора.

При укладке на одной полке двух нефтепроводов и более или нефтепродуктопроводов расстояние между нитками может быть уменьшено при соответствующем обосновании до 3 м. При этом все трубопроводы должны быть отнесены к категории II.

Допускается прокладка двух нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) класса IV в одной траншее.

9.2.7 При проектировании трубопроводов по узким гребням водоразделов следует предусматривать срезку грунта на ширине 8–12 м с обеспечением уклона 2 % в одну или в обе стороны.

При прокладке вдоль трубопроводов кабельной линии связи ширину срезки грунта допускается увеличивать до 15 м.

9.2.8 В зависимости от инженерно-геологических условий, рельефа и протяженности горной местности, экономической целесообразности и других условий допускается прокладка трубопроводов в тоннелях. Экономическая целесообразность этого способа прокладки должна быть обоснована в проектной документации.

Вентиляция тоннелей должна предусматриваться естественной. Искусственная вентиляция допускается только при специальном обосновании в проектной документации.

9.3 Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок

9.3.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с требованиями СП 21.13330 и настоящим сводом правил.

Воздействие деформации земной поверхности на трубопроводы должно учитываться при расчете трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями раздела 12.

9.3.2 Строительство трубопроводов допускается осуществлять в любых горно-геологических условиях, имеющих место на подрабатываемых территориях.

Трасса трубопроводов на подрабатываемых территориях должна быть увязана с планами производства горных работ и предусматриваться преимущественно по территориям, на которых уже закончились процессы деформации поверхности, а также по территориям, подработка которых намечается на более позднее время.

9.3.3 Пересечение шахтных полей трубопроводами следует предусматривать:

на пологопадающих пластах – вкрест простирания;

на крутопадающих пластах – по простиранию пласта.

9.3.4 Конструктивные мероприятия по защите подземных трубопроводов от воздействия горных выработок должны назначаться по результатам расчета трубопроводов на прочность и осуществляться путем увеличения деформативной

способности трубопроводов в продольном направлении за счет применения компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от защемления грунтом. Расстояния между компенсаторами устанавливают расчетом в соответствии с разделом 12.

9.3.5 Подземные трубопроводы, пересекающие растянутую зону мульды сдвижения, должны проектироваться как участки категории I.

9.3.6 Надземную прокладку трубопроводов с учетом требований раздела 11 следует предусматривать, если по данным расчета напряжения в подземных трубопроводах не соответствуют требованиям раздела 12, а увеличение деформативности трубопроводов путем устройства подземных компенсаторов связано со значительными затратами.

Надземную прокладку следует предусматривать также на участках трассы, где по данным горно-геологического обоснования возможно образование на земной поверхности провалов, на переходах через водные преграды, овраги, железные и автомобильные дороги, проложенные в выемках.

9.3.7 На трубопроводах на участках пересечения их с местами выхода тектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков, у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всех выработок, следует предусматривать установку компенсаторов независимо от срока проведения горных работ.

9.3.8 Крепление к трубопроводу элементов электрохимической защиты должно быть податливым, обеспечивающим их сохранность в процессе деформации земной поверхности.

9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах

9.4.1 Проектирование линейной части трубопроводов и ответвлений от них, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных трубопроводов, необходимо выполнять с учетом сейсмических воздействий.

9.4.2 Сейсмостойкость трубопроводов должна обеспечиваться:

выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;

применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;

дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

9.4.3 При выборе трассы трубопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорных участков, участков с неустойчивыми и просадочными грунтами, территорий горных выработок и активных тектонических разломов, а также участков, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Прокладка трубопроводов в перечисленных условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании. При этом в проектной документации должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

9.4.4 Все монтажные сварные соединения трубопроводов, прокладываемых в районах с сейсмичностью согласно 9.4.1, должны подвергаться радиографическому контролю вне зависимости от категории трубопровода или его участка.

9.4.5 Не допускается жесткое соединение трубопроводов со стенами зданий, сооружениями и оборудованием.

В случае необходимости таких соединений следует предусматривать устройство криволинейных вставок или компенсирующие устройства, размеры и компенсационная способность которых должны устанавливаться расчетом.

Ввод трубопровода в здания (в компрессорные, насосные и т.д.) следует осуществлять через проем, размеры которого должны превышать наружный диаметр трубопровода не менее чем на 200 мм.

9.4.6 При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

При подземной прокладке трубопровода на таких участках рекомендуется устройство траншеи с пологими откосами и засыпка трубопровода крупнозернистым песком, торфом и т.д.

9.4.7 При прокладке трубопровода через зоны активных тектонических разломов возможность сохранения способа прокладки, принятого на прилегающих к разлому участках, должна быть обоснована расчетом на сейсмопрочность при воздействии на трубопровод смещающихся берегов разлома. При этом в проектной документации должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

9.4.8 При подземной прокладке трубопровода грунтовое основание трубопровода должно быть уплотнено.

9.4.9 Конструкции опор надземных трубопроводов должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения.

9.4.10 Для гашения колебаний надземных трубопроводов следует предусматривать в каждом пролете установку демпферов, которые не препятствовали бы перемещениям трубопровода при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

9.4.11 На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы следует предусматривать автоматическую систему контроля и отключения аварийных участков трубопровода.

9.4.12 Для трубопроводов номинальным диаметром свыше *DN* 1000, а также в районах переходов трубопроводов через реки и другие препятствия необходимо предусматривать установку инженерно-сейсмометрических станций для записи колебаний трубопровода и окружающего грунтового массива при землетрясениях.

9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов

9.5.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах многолетнемерзлых грунтов, следует выполнять в соответствии с требованиями технических регламентов, стандартов, других нормативных документов в области технического регулирования, распространяющихся на проектирование для условий многолетнемерзлых грунтов, с учетом требований настоящего свода правил.

9.5.2 Для трассы трубопровода должны выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам опережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

9.5.3 Выбор трассы для трубопровода и площадок для его объектов должен проводиться на основе:

мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100000;

схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;

карт относительной осадки грунтов при оттаивании;

карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

9.5.4 На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов в соответствии с требованиями СП 47.13330.

9.5.5 В зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания должны рассматриваться следующие принципы использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания трубопровода:

принцип I – многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации трубопровода;

принцип II – многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения трубопровода или с допущением их оттаивания в период эксплуатации трубопровода).

Трубопроводы при использовании их по принципу II необходимо рассчитывать на просадки и пучения.

9.5.6 При выборе трассы трубопровода на многолетнемерзлых грунтах следует учитывать требования 7.12.

9.5.7 Регулирование теплового взаимодействия газопровода с многолетнемерзлыми и талыми грунтами должно производиться за счет охлаждения газа в пределах, определяемых теплотехническим расчетом.

9.5.8 Способ прокладки выбирается в зависимости от температуры и физических свойств грунта. При чередовании просадочных многолетнемерзлых грунтов и талых грунтов целесообразно выполнять объединение участков до 5 км и более с устройством надземной прокладки.

9.5.9 На отдельных участках трассы трубопровода допускается:

оттаивание в процессе эксплуатации малольдистых многолетнемерзлых грунтов, если оно не сопровождается карстовыми процессами и потерей несущей способности трубопровода;

промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировании газа с отрицательной температурой.

9.5.10 На участках просадочных грунтов небольшой протяженности должны предусматриваться мероприятия, снижающие тепловое воздействие трубопровода на грунты и обеспечивающие восстановление многолетней мерзлоты в зимний период.

9.5.11 Глубину прокладки подземного трубопровода определяют принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы трубопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

9.5.12 Высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности земли необходимо принимать в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия трубопровода, но не менее 0,5 м и не менее, чем на 0,5 м выше максимального уровня снегового покрова.

9.5.13 При прокладке трубопроводов в насыпях должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений.

10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

10.1 Общие требования

10.1.1 К естественным и искусственным препятствиям относят реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

10.1.2 Прокладка переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия должна выполняться траншейным и бестраншейным способами: методами наклонно-направленного бурения, микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки, «труба в трубе», надземной прокладкой.

Выбор способа прокладки должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

10.2 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

10.2.1 Подводные переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать 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 и требований по охране рыбных ресурсов.

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 уполномоченными органами государственной власти и заинтересованными организациями.

Границами подводного перехода, определяющими его длину, являются:

для однониточного перехода и основной нитки многониточного перехода – участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах, а при ее отсутствии (на газопроводах) – участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности;

для резервной нитки многониточного перехода, оборудованного камерами пуска (приема) средств очистки (диагностики) – участок, ограниченный затворами камеры пуска и камеры приема средств очистки (диагностики), установленных на этой нитке.

10.2.2 Створы переходов через реки следует выбирать на прямолинейных устойчивых плессовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода, как правило, предусматривают перпендикулярным к динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

10.2.3 Выбор створа перехода трубопровода проводят с учетом гидрологоморфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

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

10.2.4 Прокладка переходов через водные преграды должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величину заглубления устанавливают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании перехода через водную преграду должна назначаться не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, 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, величину заглубления трубопровода принимают не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

Допускается прокладка трубопровода по дну водной преграды. При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие его надежность при эксплуатации.

10.2.5 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 нерестилищ 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 4, при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы подводных переходов.

10.2.6 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 4 как для подземной прокладки.

10.2.7 При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными трубопроводами следует назначать исходя из инженерно-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. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, должны быть:

не менее 30 м для газопроводов номинальным диаметром до *DN* 1000 включительно;

50 м для газопроводов номинальным диаметром свыше *DN* 1000.

На многониточном переходе нефтепровода и нефтепродуктопровода, на котором предусмотрена одновременная прокладка нескольких основных трубопроводов

(основных ниток) и одного резервного (резервной нитки), допускается прокладка основных ниток трубопроводов в одной траншее. Расстояние между параллельными нитками, прокладываемыми в одной общей траншее, и ширина траншеи назначаются в проектной документации, исходя из условий производства работ по устройству подводной траншеи и возможности укладки в нее трубопровода.

10.2.8 Минимальные расстояния между параллельными трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части магистрального трубопровода.

10.2.9 Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 %-ной обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с требованиями раздела 12.

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

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать по СП 86.13330.

10.2.11 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 пригрузки и способа укладки подводного трубопровода.

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

Примечание – Кривые искусственного гнутья на переходах должны располагаться за пределами прогнозируемого размыва этих участков или находиться под защитой специального крепления берегов.

10.2.13 Запорную арматуру, устанавливаемую на подводных переходах трубопроводов, по 8.2.1 следует размещать на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 %-ной обеспеченности и выше отметок ледохода.

На берегах горных рек отключающую арматуру следует размещать на отметках не ниже отметок ГВВ 2 %-ной обеспеченности.

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

10.2.15 При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград трубопроводом следует предусматривать прокладку резервной нитки. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливают в проектной документации.

Примечания

1 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню горизонта высоких вод при 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления 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 и горных рек.

2 Диаметр резервной нитки определяется проектной документацией.

3 Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии обоснования такого решения в проектной документации.

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 в две нитки.

Резервные нитки подводных переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должны быть оборудованы КПП СОД.

Стационарные узлы пуска и приема СОД на резервной нитке подводного перехода должны располагаться:

на отметках не ниже отметок горизонта высоких вод 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;

на берегах горных рек – на отметках не ниже отметок горизонта высоких вод 2 % обеспеченности;

вне пределов водоохранной зоны.

10.2.16 При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб номинальным диаметром *DN* 1000 и более, следует проводить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода.

10.2.17 Подводные переходы через реки и каналы шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом продольной жесткости труб, обеспечивая закрепление перехода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой грузов или анкерных устройств.

10.2.18 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должны предусматриваться сигнальные знаки согласно «Правилам плавания по внутренним водным путям Российской Федерации» [4] и «Правилам охраны магистральных трубопроводов» [2].

10.2.19 На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов.

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

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

10.2.21 Прокладку трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В местах поворота следует применять упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 11.

10.2.22 Укладку трубопроводов при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима следует предусматривать непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Допускается прокладка трубопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелколесья. Выстилка должна покрываться слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывается трубопровод.

10.2.23 Размеры насыпи при укладке в ней трубопровода номинальным диаметром свыше *DN* 700 с расчетным перепадом положительных температур на данном участке

следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий.

10.2.24 Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

толщина слоя грунта над трубопроводом – не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;

ширина насыпи поверху – 1,5 номинального диаметра *DN* трубопровода, но не менее 1,5 м;

откосы насыпи – в зависимости от свойств грунта, но не менее 1:1,25.

10.2.25 В случае использования для устройства насыпи торфа со степенью разложения органического вещества менее 30 % необходимо предусматривать защитную минеральную обсыпку поверх торфа толщиной 20 см.

Насыпь из торфа и минерального грунта для защиты от размыва и выветривания должна быть укреплена. Материалы и способы укрепления насыпи устанавливаются проектной документацией.

10.2.26 При проектировании насыпи должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений: лотков, открытых канав или труб. Прилегающие откосы и дно водопропускных сооружений должны быть укреплены.

Количество и размеры водопропускных сооружений определяют расчетом с учетом рельефа местности, площади водосбора и интенсивности стока поверхностных вод.

10.2.27 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 балластировки и закрепления (утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта, анкера и др.).

10.2.28 При закреплении трубопровода анкерными устройствами лопасть анкера не должна находиться в слое торфа, заторфованного грунта или лесса, пылеватого песка или других подобных грунтов, не обеспечивающих надежное закрепление анкера, а также в слое грунта, структура которого может быть подвержена разрушению или нарушению связности в результате оттаивания, размывов, выветривания, подработки или других причин.

10.2.29 При подземной прокладке трубопроводов через водные преграды шириной в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м, с границами в межень по 100 м от уреза воды применяется, как правило, траншейный способ.

10.3 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

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

Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°. Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

При прокладке в стесненных условиях, допускается угол пересечения трубопровода не менее 60°. При этом категория участков трубопровода в пределах

расстояний, указанных в таблице 4, примыкающих к переходам (см. перечисление *е*) пункта 3 таблицы 3), должна быть не ниже категории переходов.

Угол пересечения магистральных трубопроводов с некатегорийными дорогами (лесные, полевые и т.п.) не нормируется.

10.3.2 Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется условием производства работ и конструкцией переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги:

от осей крайних путей – 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м – от бровки откоса выемки;

от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) – 3 м;

б) при прокладке трубопровода через автомобильные дороги: от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м – от подошвы насыпи.

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

Кабель связи трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги прокладывают в защитном футляре или отдельно в трубах.

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

На одном из концов футляра или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали, м, не менее:

от оси крайнего пути железных дорог общего пользования 40;
от оси крайнего пути промышленных дорог 25;
от подошвы земляного полотна автомобильных дорог ..... 25.

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

10.3.4 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

При прокладке трубопровода без защитных футляров вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода.

Заглубление участков трубопровода под автомобильными дорогами на территории КС, НПС и ПС принимают в соответствии с требованиями СП 18.13330.

10.3.5 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 линейной части магистральных трубопроводов.

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

10.3.7 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься, м, не более:

для стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог – 10;

для стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах – 20 м;

для труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах – 30 м.

11 Надземная прокладка трубопровода

11.1 Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения многолетнемерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом требований 5.1.

В каждом конкретном случае надземная прокладка трубопроводов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами, подтверждающими экономическую эффективность, техническую целесообразность и надежность трубопровода.

11.2 При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений. При любых способах компенсации продольных перемещений трубопроводов следует применять отводы, допускающие прохождение СОД. Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом требований раздела 12.

11.3 При прокладке трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия следует использовать несущую способность самого трубопровода. В отдельных случаях, при соответствующем обосновании в проектной документации, допускается предусматривать для прокладки трубопроводов специальные мосты.

Величины пролетов трубопровода следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции перехода в соответствии с требованиями раздела 12.

11.4 В местах установки на трубопроводе арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть несгораемыми и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега.

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

11.5 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.

В балочных системах трубопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не предусматривать. В местах выхода трубопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению его проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.).

11.6 Опоры балочных систем трубопроводов следует проектировать из несгораемых материалов. При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор с обеспечением мер защиты персонала при грозовых разрядах.

11.7 Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями СП 18.13330, но не менее 0,5 м.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках, где предусматривается использование многолетнемерзлых грунтов в качестве основания, должна назначаться из условия обеспечения многолетнемерзлого состояния грунтов под опорами и трубопроводом.

При проектировании трубопроводов для районов массового перегона животных или их естественной миграции минимальные расстояния от уровня земли до трубопроводов следует принимать по согласованию с заинтересованными организациями.

11.8 При прокладке трубопроводов через препятствия, в том числе, через овраги и балки, расстояние от низа трубы или пролетного строения следует принимать при пересечении:

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

несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, – не менее 0,2 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

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

Возвышение низа трубы или пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливается особо в каждом конкретном случае, но должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод (по году 1 % обеспеченности).

11.9 При прокладке трубопроводов через железные дороги общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов следует принимать в соответствии с требованиями габарита «С» по ГОСТ 9238.

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

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

11.10 В местах надземных переходов трубопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия следует предусматривать конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

12.1 Расчетные характеристики материалов

12.1.1 Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений $R_1^н$ и $R_2^н$ следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по стандартам на трубы.

12.1.2 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять по формулам

$$R_1 = \frac{R_1^н \cdot m}{k_1 \cdot k_н}, \quad (2)$$

$$R_2 = \frac{R_2^н \cdot m}{k_2 \cdot k_н}, \quad (3)$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1;

k_1, k_2 – коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по таблицам 10 и 11;

$k_н$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимаемый по таблице 12.

Таблица 10

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность металла неразрушающими методами	1,40
Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты автоматическому контролю в объеме 100 % неразрушающими методами	1,47
Прочие бесшовные или электросварные	1,55
Примечание – Допускается применять коэффициенты: 1,34 вместо 1,40; 1,40 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1.	

Таблица 11

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением $R_2^н / R_1^н \le 0,8$	1,15
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^н / R_1^н > 0,8$	1,20

Таблица 12

Номинальный диаметр трубопровода *DN*	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода $k_н$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления p			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \le 5,5$ МПа	$5,5 < p \le 7,5$ МПа	$7,5 < p \le 10$ МПа	
500 и менее	1,100	1,100	1,100	1,100
600–1000	1,100	1,100	1,155	1,100
1200	1,155	1,155	1,210	1,155
1400	1,155	1,210	1,265	–

12.1.3 Основные физические характеристики стали для труб следует принимать по таблице 13.

Таблица 13

Физическая характеристика и обозначение стали	Величина и размерность
Плотность ρ	7850 кг/м^3
Модуль упругости E_0	206000 МПа
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град$^{-1}$
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:	
упругой μ_0	0,3
пластической μ	по 12.4.3

12.1.4 Значения характеристик грунтов следует принимать по данным инженерных изысканий с учетом прогнозирования их свойств в процессе эксплуатации.

12.2 Нагрузки и воздействия

12.2.1 Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СП 20.13330.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке следует принимать по таблице 14. Допускается принимать коэффициент надежности по внутреннему давлению менее указанного в таблице 14 при соответствующем обосновании, исходя из условий эксплуатации трубопровода.

12.2.2 При определении рабочего давления для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна учитываться технологическая схема транспортирования продукта. При этом принятое рабочее давление не должно быть

ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре для данного участка трубопровода.

Таблица 14

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	–	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	–	1,00
Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром *DN* 700–1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром *DN* 700 с промежуточными НПС, ПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром *DN* 700–1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром *DN* 700 без промежуточных или с промежуточными НПС, ПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром менее *DN* 700	+	+	1,10
	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	–	+	1,40
	Ветровая нагрузка	–	+	1,20
	Гололедная нагрузка	–	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	–	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+	1,00

Окончание таблицы 14

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или многолетнемерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	–	1,05

Примечания

1 Знак «+» означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак «–» – не учитываются.

2 Значения коэффициента надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

3 Плотность воды следует принимать с учетом засоленности и наличия в ней взвешенных частиц.

4 Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации в газопроводах возможно полное или частичное заполнение внутренней полости водой или конденсатом, а в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах – попадание воздуха или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукта.

5 Для защиты нефтепровода (нефтепродуктопровода) от повышения давления система автоматизации должна обеспечивать отключение НПС, ПС при повышении давления в нефтепроводе до величины, равной 1,09 от допустимого рабочего давления на выходе НПС, ПС.

12.2.3 Рабочее (нормативное) давление определяется расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования. При определении рабочего давления для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна учитываться технологическая схема транспортирования продукта. При этом принятое рабочее давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре для данного участка трубопровода.

12.2.4 Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{газ}$, Н/м, следует определять по формуле

$$q_{газ} = 0,215 \cdot \rho_{газ} \cdot g \cdot \frac{p_a \cdot D_{вн}^2}{z \cdot T}, \qquad (4)$$

где $\rho_{газ}$ – плотность газа, кг/м^3 (при 0 °С , 1013 гПа);

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с^2;

p_a – абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, см;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура, K ($T = 273 + t$, где t – температура газа, °С).

Для природного газа допускается принимать

$$q_{\text{газ}} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^2, \quad (5)$$

где p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{\text{вн}}$ – обозначение то же, что в формуле (4).

Вес транспортируемой нефти (нефтепродукта) в 1 м трубопровода $q_{\text{прод}}$, Н/м, следует определять по формуле

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2}{4}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, кг/м^3;

g, $D_{\text{вн}}$ – обозначения те же, что в формуле (4).

12.2.5 Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы $q_{\text{лед}}$, Н/м, следует определять по формуле

$$q_{\text{лед}} = 0{,}17 \cdot b \cdot D_{\text{н}}, \quad (7)$$

где b – толщина слоя гололеда, мм, принимаемая согласно СП 20.13330;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, см.

12.2.6 Нормативную снеговую нагрузку $p_c^{\text{н}}$, Н/м^2, на горизонтальную проекцию конструкции надземного трубопровода и примыкающего эксплуатационного мостика следует определять согласно СП 20.13330.

При этом для одиночно прокладываемого трубопровода коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода принимается равным 0,4.

12.2.7 Нормативный 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 и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания должен определяться раздельно для участков категорий I, II, III и IV.

12.2.8 Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации трубопровода следует определять в зависимости от температуры транспортируемого продукта, 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 на выходе из КС, НПС и ПС должны указываться в проектной документации.

12.2.9 При расчете газопровода, нефтепровода и нефтепродуктопровода на прочность, устойчивость и при выборе типа изоляции следует учитывать температуру газа, нефти и нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортирования продукта.

12.2.10 Выталкивающая сила воды $q_{\text{в}}$, Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяется по формуле

$$q_{в} = \frac{\pi}{4} \cdot D_{н.и}^{2} \cdot \gamma_{в} \cdot g, \quad (8)$$

где $D_{н.и}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$\gamma_{в}$ – плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м^3;

g – обозначение то же, что в формуле (4).

Примечание – При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

12.2.11 Нормативную ветровую нагрузку на 1 м трубопровода $q_{вет}$, Н/м, для одиночной трубы перпендикулярно ее осевой вертикальной плоскости следует определять по формуле

$$q_{вст} = \left(q_{н}^{с} + q_{н}^{д}\right) \cdot D_{н.и}, \quad (9)$$

где $q_{н}^{с}$ – нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки, Н/м^2, определяемое согласно СП 20.13330;

$q_{н}^{д}$ – нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, Н/мм^2, определяемое согласно СП 20.13330 как для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью;

$D_{н.и}$ – обозначение то же, что в формуле (8).

12.2.12 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.

12.2.13 Обвязочные трубопроводы КС, НПС, ПС следует дополнительно рассчитывать на динамические нагрузки от пульсации давления, а для надземных трубопроводов, подвергающихся очистке полости, следует дополнительно производить расчет на динамические воздействия от поршней и других очистных устройств.

12.2.14 Для трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, интенсивность возможных землетрясений для различных участков трубопроводов определяется в соответствии с СП 14.13330, по картам сейсмического районирования России и списку населенных пунктов России, расположенных в сейсмических районах, с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

12.2.15 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.

12.2.16 Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных трубопроводов назначается согласно СП 14.13330.

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

12.2.17 При назначении расчетной интенсивности землетрясения для участков трубопровода необходимо учитывать помимо сейсмичности площадки строительства степень ответственности трубопровода, устанавливаемую введением в расчет к коэффициенту надежности по нагрузке коэффициента k_0, принимаемого в соответствии с п. 12.7.7 в зависимости от характеристики трубопровода.

12.3 Определение толщины стенки трубопроводов

Расчетную толщину стенки трубопровода δ, см, следует определять по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_{н}}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \tag{10}$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 14;

p – обозначение то же, что в формуле (5);

$D_{н}$ – обозначение то же, что в формуле (7);

R_1 – обозначение то же, что в формуле (2);

Толщину стенки труб, определенную по формуле (10), следует принимать не менее 1/100 *DN*.

При этом толщина стенки труб должна быть не менее:

для труб номинальным диаметром *DN* 200 и менее – 3 мм;

для труб номинальным диаметром более *DN* 200 – 4 мм.

Для учета уровня ответственности, связанного с объемом экономических, социальных и экологических последствий разрушения магистрального трубопровода с номинальным диаметром *DN* 1000 и более толщина стенки для этих диаметров должна приниматься не менее 12 мм.

Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, определяемого по 17.2.14, была не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного действующими стандартами на трубную продукцию. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

12.4 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

12.4.1 Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

12.4.2 Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{н}} \cdot R_2^{н}, \tag{11}$$

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{m}{0,9 \cdot k_{н}} \cdot R_2^{н}, \tag{12}$$

где $\sigma_{пр}^{н}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно 12.4.3;

ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \ge 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) – определяемый по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_н} \cdot R_2^н} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_н} \cdot R_2^н}, \quad (13)$$

где m, $k_н$, $R_2^н$ – обозначения те же, что в формуле (3);

$\sigma_{кц}^{н}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н}, \quad (14)$$

где p – обозначение то же, что в формуле (5);
$D_{вн}$, $\delta_н$ – обозначения те же, что в формуле (4).

12.4.3 Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^{н}$, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{пр}^{н}$, МПа, определяются по формуле

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu \cdot \sigma_{кц}^{н} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_н}{2 \cdot \rho}, \quad (15)$$

где μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

α – коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

$D_н$ – обозначение то же, что в формуле (7);

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см:

$$E = \frac{\sigma_i / \varepsilon_i}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}; \quad (16)$$

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0}\cdot\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1+\frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0}\cdot\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}, \quad (17)$$

σ_i – интенсивность напряжений, определяемая через главные напряжения; для данного частного случая определяется по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\left(\sigma^{н}_{кц}\right)^2 - \sigma^{н}_{пр}\cdot\sigma^{н}_{кц} + \left(\sigma^{н}_{пр}\right)^2}, \quad (18)$$

ε_i – интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения $\sigma - \varepsilon$ по формулам

$$\sigma_i = \sigma; \quad (19)$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\cdot\mu_0}{3\cdot E_0}\cdot\sigma; \quad (20)$$

μ_0 – коэффициент поперечной деформации в упругой области;

E_0 – модуль упругости, МПа.

Увеличение толщины стенки для выполнения условий 12.4.2 должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения $\sigma^{г}_{пр.N}$, МПа, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, определяются по формуле

$$\sigma^{г}_{пр.N} = 1,57\cdot\frac{E_0\cdot\lambda_0}{l_m}, \quad (21)$$

где E_0 – модуль упругости, МПа;

λ_0 – максимальные перемещения трубопровода на участке, вызываемые сдвижением грунта, см, определяются по формуле

$$\lambda_0 = \frac{1}{2}\cdot\left(\psi - \sqrt{\psi^2 - 3,75\cdot\frac{\tau_{пр.гр}\cdot l^2}{E_0\cdot\delta_н}\Phi_1\cdot\xi_0}\right); \quad (22)$$

l_m – длина участка деформации трубопровода с учетом его работы за пределами мульды сдвижения, см;

ψ – определяется по формуле:

$$\psi = \xi_0 + 0,2\cdot u_{макс} + \frac{\tau_{пр.гр}\cdot l^2}{E_0\cdot\delta_н}\cdot\Phi_1; \quad (23)$$

$\tau_{пр.гр}$ – предельное сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода, МПа;

l – длина участка однозначных деформаций земной поверхности в полумульде сдвижения, пересекаемого трубопроводом, см;

Φ_1 – определяется по формуле:

$$\Phi_1 = 0,9 - 0,65 \cdot \sin\left(l / l_m - 0,5\right); \quad (24)$$

ξ_0 – максимальное сдвижение земной поверхности в полумульде, пересекаемой трубопроводом, см;

$\delta_н$ – номинальная толщина стенки трубы, см;

$u_{макс}$ – перемещение, соответствующее наступлению предельного значения $\tau_{пр.гр}$, см.

12.4.4 Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия

$$S \le \frac{m}{1,1} \cdot N_{кр}, \quad (25)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, H, определяемое по 12.4.5;

m – обозначение то же, что в формуле (2);

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода. $N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

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

12.4.5 Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S, H, определяется по формуле

$$S = 100 \cdot \left[\left(0,5 - \mu\right) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t\right] \cdot F, \quad (26)$$

где μ, α, E, Δt – обозначения те же, что в формуле (15);

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см^2.

12.4.6 Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, следует проверять для отдельных (в зависимости от условий строительства) участков по условию

$$Q_{акт} \le \frac{1}{k_{н.в}} \cdot Q_{пас}, \qquad (27)$$

где $Q_{акт}$ – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{пас}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая массу – собственный вес), Н;

$k_{н.в.}$ – коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода:

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;

нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, для которых возможно их опорожнение и замещение продукта воздухом ..... 1,03.

В частном случае при укладке трубопровода свободным изгибом при равномерной балластировке по длине величина нормативной интенсивности балластировки – вес на воздухе $q^{н}_{бал}$, Н/м, определяется по формуле

$$q^{н}_{бал} = \frac{1}{n_б} \cdot \left(k_{н.в} \cdot q_в + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп}\right) \cdot \frac{\gamma_б}{\gamma_б - \gamma_в \cdot k_{н.в}}, \qquad (28)$$

где $n_б$ – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:

0,9 – для железобетонных грузов;

1,0 – для чугунных грузов;

$k_{н.в}$ – обозначение то же, что в формуле (27);

$q_в$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_{изг}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м, определяемая по формулам

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4 \text{ (для выпуклых кривых);} \qquad (29)$$

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4 \text{ (для вогнутых кривых);} \qquad (30)$$

$q_{тр}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{доп}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно опорожнение и замещение продукта воздухом;

$\gamma_б$ – нормативная объемная масса материала пригрузки, кг/м^3;

$\gamma_в$ – плотность воды, принимаемая по данным изыскания (см. 12.2.9), кг/м^3.

В формулах (29), (30):

E_0 – модуль упругости, МПа;

I – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, см^4;

β – угол поворота оси трубопровода, рад;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

12.4.7 Вес засыпки трубопроводов на русловых участках переходов через реки и водохранилища не учитывается. При расчете на устойчивость положения нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, прокладываемых на обводненных участках, удерживающая способность грунта учитывается. При проверке продольной устойчивости трубопровода как сжатого стержня допускается учитывать вес грунта засыпки толщиной 1,0 м при обязательном соблюдении требований 10.2.5 в части заглубления трубопровода в дно не менее 1 м.

12.4.8 Расчетная несущая способность анкерного устройства $Б_{анк}$, Н, определяется по формуле

$$Б_{анк} = z \cdot m_{анк} \cdot P_{анк}, \quad (31)$$

где z – количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$m_{анк}$ – коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 1,0 при $z = 1$ или при $z \geq 2$ и $D_н/D_{анк} \geq 3$; а при $z \geq 2$ и $1 \leq D_н/D_{анк} \leq 3$ $m_{анк}$ определяется по формуле

$$m_{анк} = 0,25 \cdot \left(1 + \frac{D_н}{D_{анк}}\right),$$

$P_{анк}$ – расчетная несущая способность анкера, Н, из условия несущей способности грунта основания, определяемая по формуле

$$P_{анк} = \frac{Ф_{анк}}{k_н}, \quad (32)$$

$D_н$ – обозначение то же, что в формуле (7);

$D_{анк}$ – максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, см;

$Ф_{анк}$ – несущая способность анкера, Н, определяемая расчетом или по результатам полевых испытаний согласно СП 24.13330;

$k_н$ – коэффициент надежности анкера, принимаемый равным 1,4 (если несущая способность анкера определена расчетом) или 1,25 (если несущая способность анкера определена результатом полевых испытаний статической нагрузкой).

12.5 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

12.5.1 Надземные (открытые) трубопроводы следует проверять на прочность, продольную устойчивость и выносливость (колебания в ветровом потоке).

12.5.2 Проверку на прочность надземных трубопроводов, за исключением случаев, регламентированных 12.5.3, следует производить из условия

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_2 \cdot R_2, \quad (33)$$

где $\sigma_{пр}$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно 12.5.4;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двуосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$) – определяемый по формуле (с учетом примечания к 12.5.3).

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2}; \quad (34)$$

R_2 – расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле (3). При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина R_2 понижается умножением на коэффициент ν, определяемый по СП 16.13330;

$\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н}, \quad (35)$$

где n – обозначение то же, что в формуле (10);

p – обозначение то же, что в формуле (5);

$D_{вн}$, $\delta_н$ – обозначения те же, что в формуле (4);

12.5.3 Расчет многопролетных балочных систем надземной прокладки при отсутствии резонансных колебаний трубопровода в ветровом потоке, а также однопролетных прямолинейных переходов без компенсации продольных деформаций допускается производить с соблюдением следующих условий:

от расчетных нагрузок и воздействий

$$\left|\sigma_{пр.N}\right| \le \psi_2 \cdot R_2; \quad (36)$$

$$\left|\sigma_{пр.M}\right| \le 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_2) \cdot \sin\frac{(\sigma_{пр.N} + \psi_2 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \psi_2) \cdot R_2}; \quad (37)$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma^н_{пр} \le \psi_1 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_н} \cdot R^н_2, \quad (38)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольные осевые напряжения, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета изгибных напряжений) принимаются положительными при растяжении;

R_2, $R^н_2$ – обозначение то же, что в формуле (3);

$\sigma_{пр.M}$ – абсолютная величина максимальных изгибных напряжений, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений);

m, $k_н$ – обозначение то же, что в формуле (2).

Примечания

1 Если расчетное сопротивление $R_2 > R_1$ то в формулах (36), (37) вместо R_2 следует принимать R_1.

2 Для надземных бескомпенсаторных переходов при числе пролетов не более четырех допускается при расчете по формулам (33), (36) и (37) вместо ψ_2 принимать ψ_1.

12.5.4 Продольные усилия и изгибающие моменты в балочных, шпренгельных, висячих и арочных надземных трубопроводах 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 выполнять по их равнодействующей. В расчетах необходимо учитывать геометрическую нелинейность системы.

12.5.5 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 выполняться с учетом перемещений трубопровода на примыкающих подземных участках трубопроводов.

12.5.6 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.

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

12.5.8 При скоростях ветра, вызывающих колебание трубопровода с частотой, равной частоте собственных колебаний, необходимо выполнять поверочный расчет трубопроводов на резонанс.

Расчетные усилия и перемещения трубопровода при резонансе следует определять как геометрическую сумму резонансных усилий и перемещений, а также усилий и перемещений от других видов нагрузок и воздействий, включая расчетную ветровую нагрузку, соответствующую критическому скоростному напору.

12.5.9 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.

12.5.10 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 расчетных 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.

12.5.11 Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и 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.

На уклонах местности и участках со слабонесущими грунтами следует применять системы прокладок надземных трубопроводов с неподвижными опорами, испытывающими минимальные нагрузки, например, прокладку змейкой с

неподвижными опорами, расположенными в вершинах звеньев по одну сторону от воздушной оси трассы.

12.5.12 Нагрузки на неподвижные («мертвые») опоры надземных балочных систем трубопроводов следует принимать равными сумме усилий, передаваемых 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.

12.5.13 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 трубопровода к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на неподвижные 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.

12.5.14 При расчете опор арочных систем, анкерных опор висячих и других систем следует выполнять расчет на возможность опрокидывания и сдвиг.

12.6 Компенсаторы

12.6.1 Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок и воздействий, следует производить по условию

$$\sigma_{комп} + |\sigma_м| \le R_2 - 0,5 \cdot \sigma_{кц}, \qquad (39)$$

где $\sigma_{комп}$ – расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, МПа;

$\sigma_м$ – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые согласно общим правилам строительной механики;

R_2 – обозначение то же, что в формуле (3);

$\sigma_{кц}$ – обозначение то же, что в формуле (35).

Примечание – При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на линейной части газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов), допускается в формуле (39) вместо расчетного сопротивления R_2 принимать нормативное сопротивление $R_2^н$.

12.6.2 В частности, для П-, Z- и Г-образных компенсаторов расчет производится по следующим формулам:

для П-образных по формуле

$$\sigma_{комп} = \frac{0,5 \cdot E_0 \cdot D_н \cdot l_к \cdot m_к \cdot \Delta_к}{A}; \qquad (40)$$

$$A=\frac{1}{k_{ж}}\cdot\left(\pi\cdot\rho_{к}\cdot l_{к}^{2}-2,28\cdot\rho_{к}^{2}\cdot l_{к}+1,4\cdot\rho_{к}^{3}\right)+0,67\cdot l_{к}^{3}+l_{п}\cdot l_{к}^{2}-4\cdot\rho_{к}\cdot l_{к}^{2}+2\cdot\rho_{к}^{2}\cdot l_{к}-1,33\cdot\rho_{к}^{3};\quad(41)$$

для Z-образных по формуле

$$\sigma_{комп}=\frac{E_{0}\cdot D_{н}\cdot l_{к}\cdot m_{к}\cdot\Delta_{к}}{B};\quad(42)$$

$$B=\frac{1}{k_{ж}}\cdot\left(\pi\cdot\rho_{к}\cdot l_{к}^{2}-2,28\cdot\rho_{к}^{2}\cdot l_{к}+1,4\cdot\rho_{к}^{3}\right)+0,67\cdot l_{к}^{3}-2\cdot\rho_{к}\cdot l_{к}^{2}+2\cdot\rho_{к}^{2}\cdot l_{к}-1,33\cdot\rho_{к}^{3};\quad(43)$$

для Г-образных по формуле

$$\sigma_{комп}=\frac{1,5\cdot E_{0}\cdot D_{н}\cdot\Delta_{к}}{l_{к}^{2}};\quad(44)$$

где E_0 – обозначение то же, что в формуле (16);

$D_н$ – обозначение то же, что в формуле (10);

$l_к$ – вылет компенсатора, см;

$m_к$ – коэффициент увеличения продольных напряжений;

$\Delta_к$ – суммарное продольное перемещение трубопровода в месте примыкания его к компенсатору от воздействия температуры и внутреннего давления, см;

$\rho_к$ – радиус изгиба оси отвода, см;

$l_п$ – ширина полки компенсатора, см.

12.6.3 Коэффициенты уменьшения жесткости $k_ж$ и увеличения напряжений $m_к$ для гнутых и сварных отводов компенсаторов при $\lambda_к < 0,3$ определяются по формулам:

$$k_{ж}=\frac{\lambda_{к}}{1,65};\quad(45)$$

$$m_{к}=\frac{0,9}{\lambda_{к}^{2/3}};\quad(46)$$

$$\lambda_{к}=\frac{\delta_{н}\cdot\rho_{к}}{r_{с}^{2}};\quad(47)$$

где $\delta_н$ – номинальная толщина стенки трубы, см

$r_с$ – средний радиус отвода, см.

12.6.4 Реакция отпора $H_к$ компенсаторов, H, при продольных перемещениях надземного трубопровода определяется по формулам:

для П- и Z-образных компенсаторов

$$H_{к}=\frac{200\cdot W\cdot\sigma_{комп}}{m_{к}\cdot l_{к}};\quad(48)$$

для Г-образных компенсаторов

$$H_{к}=\frac{100\cdot W\cdot\sigma_{комп}}{l_{к}};\quad(49)$$

где W – момент сопротивления сечения трубы, см^3;

$\sigma_{комп}$, $m_к$, $l_к$ – обозначения те же, что в формуле (40).

12.6.5 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).

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

12.7 Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах

12.7.1 Трубопроводы, прокладываемые в сейсмических районах, независимо от вида прокладки (подземной, наземной или надземной) рассчитываются на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий в соответствии с СП 14.13330.

12.7.2 Трубопроводы и их элементы, предназначенные для прокладки в сейсмических районах, по 9.4.1, следует рассчитывать:

на условные статические нагрузки, определяемые с учетом сейсмического воздействия. При этом предельные состояния следует принимать как для трубопроводов, прокладываемых вне сейсмических районов;

на сейсмические воздействия, получаемые на основании анализа записей сейсмометрических станций (в виде акселерограмм, велосиграмм, сейсмограмм), 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 15.

При расчетах на наиболее опасные сейсмические воздействия допускаются в конструкциях, поддерживающих трубопровод, неупругое деформирование и возникновение остаточных деформаций, локальные повреждения и т. д.

Таблица 15

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, a_c, см/с^2	100	200	400	800

12.7.3 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.

Сейсмические нагрузки на надземные трубопроводы следует определять согласно СП 14.13330.

12.7.4 Дополнительные напряжения в подземных трубопроводах и трубопроводах, прокладываемых в насыпи, следует определять как результат воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода, вызванной напряженным состоянием грунта.

Расчет подземных трубопроводов и трубопроводов в насыпи на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

12.7.5 Напряжения в прямолинейных подземных или наземных (в насыпи) трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода, следует определять по формуле

$$\sigma_{\text{пр}.N} = \frac{\pm 0,04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_{\text{п}} \cdot a_{\text{с}} \cdot E_0 \cdot T_0}{c_{\text{р}}}, \qquad (50)$$

где m_0 – коэффициент защемления трубопровода в грунте, определяемый по 12.7.6;

k_0 – коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода, определяется по 12.7.7;

$k_{\text{п}}$ – коэффициент повторяемости землетрясений, определяемый по 12.7.8;

$a_{\text{с}}$ – сейсмическое ускорение, см/с^2, определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования с учетом требований 12.7.2;

E_0 – обозначение то же, что в формуле (16);

T_0 – преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при инженерных изысканиях, с;

$c_{\text{р}}$ – скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, см/с, в грунтовом массиве, определяемая при инженерных изысканиях; на стадии разработки проектной документации допускается принимать согласно таблице 16.

Таблица 16

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны $c_{\text{р}}$, км/с	Коэффициент защемления трубопровода в грунте m_0
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,12	0,50
Песчаные маловлажные	0,15	0,50
Песчаные средней влажности	0,25	0,45
Песчаные водонасыщенные	0,35	0,45
Супеси и суглинки	0,30	0,60
Глинистые влажные, пластичные	0,50	0,35
Глинистые, полутвердые и твердые	2,00	0,70
Лесс и лессовидные	0,40	0,50
Торф	0,10	0,20

Окончание таблицы 16

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны c_p, км/с	Коэффициент защемления трубопровода в грунте m_0
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	2,20	1,00
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,50	1,00
Гравий, щебень и галечник	1,10	См. примечание 2
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильновыветренные)	1,50	См. примечание 2
Скальные породы (монолитные)	2,20	–

Примечания

1 В таблице приведены наименьшие значения c_p, которые следует уточнять при инженерных изысканиях.

2 Значения коэффициента защемления трубопровода следует принимать по грунту засыпки.

12.7.6 Коэффициент защемления трубопровода в грунте m_0 следует определять на основании материалов инженерных изысканий. Для предварительных расчетов его допускается принимать по таблице 16.

При выборе значения коэффициента m_0 необходимо учитывать изменения состояния окружающего трубопровод грунта в процессе эксплуатации.

12.7.7 Коэффициент k_0, учитывающий степень ответственности трубопровода, зависит от характеристики трубопровода и определяется по таблице 17.

Таблица 17

Характеристика трубопровода	Значение коэффициента k_0
1 Газопроводы при рабочем давлении от 2,5 до 10,0 МПа включительно; нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при номинальном диаметре *DN* от 1000 до 1200. Газопроводы независимо от величины рабочего давления, а также нефтепроводы и нефтепродуктопроводы любого диаметра, обеспечивающие функционирование особо ответственных объектов. Переходы трубопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу в межень 25 м и более	1,5
2 Газопроводы при рабочем давлении от 1,2 до 2,5 МПа; нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при номинальном диаметре *DN* от 500 до 800	1,2
3 Нефтепроводы при номинальном диаметре *DN* менее 500	1,0

Примечание – При сейсмичности площадки 9 баллов и выше коэффициент k_0 для трубопроводов, указанных в поз. 1, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.

12.7.8 Повторяемость сейсмических воздействий следует принимать по картам сейсмического районирования территории Российской Федерации в соответствии с СП 14.13330.

Значения коэффициента повторяемости землетрясений $k_п$ следует принимать по таблице 18.

Таблица 18

Повторяемость землетрясений, 1 раз в	500 лет	1000 лет	5000 лет
Коэффициент повторяемости $k_п$	1,10	1,0	0,95

12.7.9 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно требованиям СП 14.13330.

12.8 Соединительные детали трубопроводов

12.8.1 Расчетную толщину стенки деталей (тройников, отводов, переходников и днищ) $\delta_д$, см, трубопроводов при действии внутреннего давления следует определять по формуле

$$\delta_д = \frac{n \cdot p \cdot D_д}{2 \cdot \left(R_{1(д)} + n \cdot p\right)} \cdot \eta_в . \qquad (51)$$

Толщина стенки основной трубы тройника $\delta_м$, см, определяется по формуле (51), а толщина стенки ответвления $\delta_о$, см, определяется по формуле

$$\delta_о = \delta_м \frac{R_{1(м)}}{R_{1(о)}} \cdot \frac{D_о}{D_м} . \qquad (52)$$

Толщина стенки после расточки концов соединительных деталей под сварку с трубопроводом $\delta_{к.д}$, см (толщина свариваемой кромки), определяется из условия:

$$\delta_{к.д} \geq \frac{n \cdot p \cdot D_д}{2 \cdot \left(R_{1(д)} + n \cdot p\right)} , \qquad (53)$$

где n, p – обозначение то же, что в формуле (10);

$D_д$ – наружный диаметр соединительной детали, см;

$\eta_в$ – коэффициент несущей способности деталей следует принимать:
для штампованных отводов – по таблице 19;
для тройников – по графику, приведенному в приложении А; для конических переходников с углом наклона образующей $\gamma<12°$ и выпуклых днищ $\eta_в=1$;

$R_{1(д)}$ – расчетное сопротивление материала детали (для тройников $R_{1(д)} = R_{1(м)}$), МПа.

$R_{1(о)}$, $R_{1(м)}$ – расчетные сопротивления материала ответвления и магистрали тройника, МПа;

$D_о$ – наружный диаметр ответвления тройника, см;

$D_м$ – наружный диаметр основной трубы тройника, см.

Примечание – Толщину стенки переходников следует рассчитывать по большему диаметру.

Таблица 19

Отношение среднего радиуса изгиба отвода к его наружному диаметру	1,0	1,5	2,0
Коэффициент несущей способности детали $\eta_в$	1,30	1,15	1,00

12.8.2 В том случае, когда кроме внутреннего давления тройниковые соединения могут подвергаться одновременному воздействию изгиба и продольных сил, для предотвращения недопустимых деформаций должно выполняться условие

$$\left(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2 + 3 \cdot \sigma_{кр}^2\right)^{1/2} \le R_2^н, \quad (54)$$

где σ_1, σ_2, $\sigma_{кр}$ – напряжения кольцевое, продольное и касательное в наиболее напряженной точке тройникового соединения соответственно, определяемые от нормативных нагрузок и воздействий;

$R_2^н$ – обозначение то же, что в формуле (3).

13 Охрана окружающей среды

13.1 В проектной документации на прокладку трубопроводов необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды при сооружении трубопроводов и последующей их эксплуатации, соответствующие требованиям государственного законодательства РФ и межгосударственным соглашениям.

13.2 При подземной и наземной (в насыпи) прокладках трубопроводов необходимо предусматривать противоэрозионные мероприятия с использованием местных материалов, а при пересечении подземными трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов и кюветов в местах пересечений – перемычки, предотвращающие проникание в траншею воды и распространение ее вдоль трубопровода.

13.3 При прокладке трубопроводов в земляных насыпях на пересечениях через балки, овраги и ручьи следует предусматривать устройство водопропускных сооружений (лотков, труб и т. п.). Поперечное сечение водопропускных сооружений следует определять по максимальному расходу воды повторяемостью один раз в 50 лет.

13.4 Крепление незатопляемых берегов в местах пересечения подземными трубопроводами следует предусматривать до отметки, возвышающейся не менее чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом повторяемостью один раз в 50 лет и на 0,5 м – над высотой вкатывания волн на откос.

На затопляемых берегах кроме откосной части должна укрепляться пойменная часть на участке, прилегающем к откосу, длиной 1–5 м.

Ширина укрепляемой полосы берега определяется проектной документацией в зависимости от геологических и гидрогеологических условий.

13.5 Проектные решения по прокладке в оползневых районах должны приниматься из условия исключения возможного нарушения природных условий (глубокие забивные и буронабивные сваи или столбы и т. п.) и содержать информацию о допустимых изменениях параметров, характеризующих безопасность сооружения и эксплуатации трубопровода.

13.6 При прокладке трубопроводов необходимо предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы.

13.7 Основным принципом использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания должен являться принцип I по пункту 9.5.5.

13.8 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 проектной документацией 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.

13.9 При прокладке трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах 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 газопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой.

13.10 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 и т. п.).

Эрозирующие овраги и промоины, расположенные вблизи трассы трубопроводов, должны быть укреплены.

13.11 Требования по охране окружающей среды следует включать в проектную документацию отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты.

13.12 Требования к гидравлическим испытаниям и рекультивации должны регламентироваться в проектной документации в виде самостоятельных подразделов.

13.13 Для трубопроводов, прокладываемых в районах Крайнего Севера и морских районах, прилегающих к северному побережью Российской Федерации, в проектной документации должны предусматриваться дополнительные мероприятия по охране окружающей среды в этих районах согласно действующим федеральным законам Российской Федерации.

13.14 При проектировании перехода нефтепровода (нефтепродуктопровода) через судоходную реку или реку шириной русла в межень более 500 м, необходимо предусматривать возможность осуществления мониторинга состояния подводных переходов.

14 Защита трубопроводов от коррозии

14.1 Общие требования

14.1.1 При проектировании средств защиты стальных трубопроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) от подземной и атмосферной коррозии следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 51164, ГОСТ Р 52568 и другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

14.1.2 Противокоррозионная защита независимо от способа прокладки трубопроводов должна обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу в течение эксплуатационного срока.

14.2 Защита трубопроводов от подземной коррозии защитными покрытиями

14.2.1 Защита трубопроводов (за исключением надземных) от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки

должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

14.2.2 В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов следует применять два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах номинальным диаметром *DN* 1000 и более независимо от условий прокладки, а также на трубопроводах любого номинального диаметра, прокладываемых:

южнее 50° северной широты;

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

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

на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе, на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним, в пределах расстояний, устанавливаемых при проектировании, в соответствии с таблицами 3 и 4;

на пересечениях с различными трубопроводами – по 20 м в обе стороны от места пересечения;

на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;

на участках блуждающих токов;

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

на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 м от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

на территориях головных насосных станций, нефтеперекачивающих и совмещенных станций, магистральных насосных станций и резервуарного парка.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

14.2.3 Для противокоррозионных покрытий трубопроводов следует применять материалы по ГОСТ Р 51164.

14.3 Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии

14.3.1 Трубопроводы при надземной прокладке должны защищаться от атмосферной коррозии лакокрасочными, стеклоэмалевыми, металлическими покрытиями или покрытиями из консистентных смазок.

14.3.2 Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм и сплошность – не менее 1 кВ на толщину.

14.3.3 Контроль лакокрасочных покрытий следует проводить: по толщине – толщиномером, а по сплошности – искровым дефектоскопом.

14.3.4 Толщина стеклоэмалевых покрытий (см. [5]) должна быть не менее 0,5 мм, сплошность – не менее 2 кВ на толщину.

Примечание – Контроль стеклоэмалевых покрытий следует проводить приборами по 14.3.3.

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

Покрытие из консистентной смазки должно содержать 20 % (весовых) алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4 по ГОСТ 5494 и иметь толщину в пределах 0,2–0,5 мм.

14.3.6 Противокоррозионную защиту опор и других металлических конструкций надземных трубопроводов следует выполнять по СП 16.13330.

14.4 Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии

14.4.1 В условиях повышенной коррозионной опасности: в грунтах с сопротивлением грунтов до 20 Ом·м, на участках, где не менее 6 мес. в году уровень грунтовых вод находится выше нижней образующей трубопровода и на участках с температурой эксплуатации трубопроводов плюс 40 °С и выше и на участках с микробиологической коррозией следует предусматривать резервирование средств электрохимической защиты и дистанционный контроль силы тока защиты, напряжения и параметров коррозионного мониторинга средств электрохимической защиты.

14.4.2 Контуры защитных заземлений технологического оборудования, расположенного на КС, ГРС, НПС и других аналогичных площадках, не должны оказывать экранирующего влияния на систему электрохимической защиты подземных коммуникаций.

14.4.3 Заземлители устройств защитных заземлений, подключаемых к катодно-защищаемому трубопроводу, следует выполнять из оцинкованного проката черных металлов, в соответствии с [3].

14.4.4 Для контроля за состоянием защиты от коррозии в проектной документации должны быть предусмотрены контрольно-измерительные пункты. Места их установки и требования к конструкционному исполнению определяют по ГОСТ Р 51164.

14.4.5 Установку анодных заземлений и протекторов следует предусматривать ниже глубины промерзания грунта в местах с минимальным удельным сопротивлением.

14.4.6 В местах подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должна быть предусмотрена установка опознавательного знака.

14.4.7 Дренажный кабель или соединительный провод к анодному заземлению следует рассчитывать на максимальную величину тока катодной станции и проверять этот расчет по допустимому падению напряжения.

14.4.8 При использовании для электрохимической защиты анодных заземлений незаводского изготовления присоединение электродов следует предусматривать кабелем сечением не менее 6 мм^2 (по меди).

14.4.9 При проектировании анодных заземлений с коксовой засыпкой грануляция коксовой мелочи должна быть не более 10 мм.

14.4.10 Все контактные соединения в системах электрохимической защиты, а также места подключения кабеля к трубопроводу и анодному заземлению должны иметь изоляцию с надежностью и долговечностью не ниже принятых заводом для изоляции соединительных кабелей.

14.4.11 На участках подземной прокладки соединительного кабеля в цепи анодное заземление – установка катодной защиты – трубопровод следует предусматривать применение кабеля только с двухслойной полимерной изоляцией.

14.4.12 Электроснабжение установок катодной защиты трубопроводов должно осуществляться по категории II от существующих ЛЭП напряжением 0,4; 6,0; 10,0 кВ или проектируемых вдоль трассовых ЛЭП или автономных источников.

14.4.13 Показатели качества электроэнергии установок катодной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109.

14.4.14 Электрохимическую защиту кабелей технологической связи трубопроводов следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

14.5 Электрохимическая защита трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

14.5.1 Для подземных и наземных трубопроводов, прокладываемых в районах распространения вечномерзлых грунтов, должна предусматриваться электрохимическая защита независимо от коррозионной активности грунтов.

14.5.2 Катодную защиту следует применять для трубопроводов, вокруг которых возможно оттаивание грунта.

14.5.3 При отсутствии источников электроэнергии на участках, где возможно оттаивание грунта, следует применять вместо катодных станций протяженные протекторы.

14.5.4 Протекторную защиту (в том числе и протяженными протекторами) допускается применять на любых участках трубопровода, где грунт находится в талом состоянии.

14.5.5 В установках катодной защиты следует применять протяженные, свайные и глубинные анодные заземления.

14.5.6 Расчетный срок службы протяженных и свайных анодных заземлений должен быть не менее 10, а глубинных – не менее 20 лет.

14.5.7 Минимальный защитный потенциал $U_{\text{мин}\,t}$ при температуре грунта (в диапазоне положительных температур не ниже плюс 1 °С), в котором расположен трубопровод, следует определять по формуле

$$U_{\text{мин}\,t} = U_{\text{мин}18} \cdot (1 + \beta_u \cdot \Delta t), \qquad (55)$$

где $U_{\text{мин}18}$ – минимальный защитный потенциал при температуре грунта 18 °С (при отсутствии опасности бактериальной коррозии $U_{\text{мин}18} = -0{,}85$ В по медно-сульфатному электроду сравнения);

β_u – температурный коэффициент потенциала, °С $^{-1}$ (для температуры грунта от 0 °С до 18 °С β_u = 0,003; для температуры грунта от 18 °С до 30 °С β_u = 0,01).

$\Delta t = t_г - 18$;

$t_г$ – температура грунта непосредственно около стенок трубопровода, °С.

14.5.8 Трубопроводы, температура стенок и грунта вокруг которых в процессе эксплуатации не превышает минус 5 °С, электрохимической защите не подлежат.

15 Сети связи магистральных трубопроводов

15.1 Магистральные трубопроводы должны быть оборудованы сетями связи.

15.2 Проектирование сетей связи необходимо проводить в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по проектированию линий и систем связи, утвержденных в установленном порядке, и настоящего раздела.

15.3 Сети связи магистральных трубопроводов должны обеспечивать:

централизованное управление объектами магистрального трубопровода;

функционирование автоматизированной системы управления технологическим процессом;

оперативную связь персонала диспетчерской службы;

служебную связь эксплуатационного и ремонтного персоналов в каждой точке линейной части магистрального трубопровода;

возможность выхода на каналы других операторов связи для вызова оперативных служб и взаимодействия в случае ликвидации возможных аварий;

производственную связь на территории объектов магистрального трубопроводного транспорта;

функционирование информационных сетей и передачу информации в соответствии со стандартами организаций;

функционирование и управление сетями сигнализации, оповещения, техническими средствами охраны;

управление технологическим процессом при возникновении возможных аварий и инцидентов.

Технологии, топологии и средства связи, применяемые для создания сетей связи, а также принципы их построения устанавливаются предприятиями магистрального трубопроводного транспорта.

15.4 Магистральные линии связи трубопроводов следует предусматривать в виде линий, проходящих вдоль трубопровода на всем его протяжении:

кабельных, с отводами к местам расположения трубопроводной арматуры и оборудования;

радиорелейных, с зоной доступа со всех объектов трубопровода.

Выбор типа связи должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

15.5 Сети связи состоят:

организационно – из узлов связи, радиорелейных станций, линий связи и присоединений;

технологически – из первичных и вторичных сетей.

15.6 Для управления сетью связи создается система управления, которая состоит из аппаратно-программного комплекса и каналов связи между управляющим аппаратно-программным комплексом и оборудованием сетей связи.

15.7 Узлы связи трубопроводов следует размещать, как правило, на территории объектов магистрального трубопровода. Оборудование радиорелейной связи следует размещать в непосредственной близости к узлам запорной арматуры и на площадках НПС, КС, ПС, пунктов налива и узлов приема-сдачи.

Аппаратура радиорелейной связи должна быть автоматизированная, с размещением в зданиях заводской сборки или выделенных помещениях, исключающая строительство отдельных зданий капитального типа.

15.8 На объектах магистрального трубопровода, которые строят в несколько очередей, связь должна быть обеспечена с пуском первой очереди.

15.9 Промежуточные станции радиорелейной линии связи следует размещать вдоль трубопровода в местах, обеспечивающих нормальную работу аппаратуры связи, удобство строительства и эксплуатации линии связи и по возможности приблизив их к линейным сооружениям (к запорной арматуре).

15.10 Кабельные линии связи следует предусматривать, как правило, с левой стороны магистрального трубопровода по ходу продукта, на расстояние не менее 8 м от оси трубопровода номинальным диаметром до *DN* 500 и не менее 9 м – номинальным диаметром свыше *DN* 500.

При одновременном строительстве кабели линейной телемеханики допускается прокладывать в одной траншее с кабельной линией связи.

Расстояния от магистрального трубопровода при прокладке в сложных условиях и в случае вынужденных отступлений обосновываются в проектной документации.

15.11 Необходимость устройства специальной защиты кабеля от ударов молний обосновывается в проектной документации.

15.12 Типы кабелей определяются в проектной документации в зависимости от принятых технических решений и условий прокладки.

15.13 Глубина прокладки кабеля связи в грунтах определяется в проектной документации с учетом условий прокладки и должна быть не менее 1,2 м.

При прокладке в грунтах класса природных скальных грунтов разновидностей «прочный» и «очень прочный» при выходе скалы на поверхность, а также в грунтах разновидностей «плотный» и «очень плотный» по ГОСТ 25100, разрабатываемых взрывным или ударным способом, допускается принимать глубину залегания кабеля 0,4 м при глубине траншеи 0,5 м с устройством постели из песка толщиной 0,1 м и присыпки сверху кабеля толщиной 0,1 м.

При прокладке в грунтах класса природных скальных грунтов разновидности «прочный» и «очень прочный» при наличии над скальной породой поверхностного растительного слоя различной мощности, а также в грунтах разновидности «плотный» и «очень плотный», разрабатываемых взрывным или ударным способом, допускается принимать глубину залегания кабеля 0,6 м при глубине траншеи 0,7 м с устройством постели из песка толщиной 0,1 м и присыпки сверху кабеля толщиной 0,1 м. При этом заглубление в скальную породу траншеи должно быть не более 0,5 м.

Глубина прокладки кабеля связи на землях сельскохозяйственного назначения должна устанавливаться с учетом обеспечения сохранности кабеля при проведении сельскохозяйственных работ и возможной эрозии почвы.

15.14 Подземная кабельная линия связи должна быть зафиксирована на местности замерными столбиками, которые следует устанавливать:

напротив каждой муфты и на прямых участках трассы кабеля не далее 300 м один от другого для обеспечения прямой видимости;

на криволинейных участках трассы в местах максимального (более 2 м) отклонения трассы от прямой линии между муфтами;

на переходах через водные преграды;

на пересечениях с автомобильными и железными дорогами и съездами с дорог по обеим их сторонам;

на пересечениях с подземными коммуникациями различного назначения;

на концах грозозащитных проводов;

в местах установки блоков термодатчиков.

Замерные столбики на пахотных землях не устанавливаются.

15.15 На подводных переходах трубопроводов в одну нитку прокладку кабеля связи следует предусматривать на расстоянии от оси трубопровода в зависимости от инженерно-геологических и гидрологических условий, диаметра трубопровода, а также принятой технологии производства работ, но не менее 10 м.

На многониточных подводных переходах расстояние от оси крайнего трубопровода должно быть не менее 10 м.

В особых случаях, с соответствующим обоснованием, допускается укладка кабеля связи в одной траншее с трубопроводом, а также укладка кабеля связи непосредственно

на сплошном бетонном покрытии трубопровода или внутри сплошного бетонного покрытия в специальных кабель-каналах.

Необходимость прокладки резервной нитки кабеля обосновывается в проектной документации.

15.16 На пересечениях с железными дорогами, укладку кабеля связи допускается предусматривать в трубах (футлярах), размещенных внутри защитного футляра трубопровода.

В случае прокладки кабеля связи вне защитного футляра трубопровода его следует прокладывать в хризотилцементных или полимерных трубах диаметром 100 мм, размещенных на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода, с выводом концов труб по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину на менее 1 м.

15.17 Кабельные переходы через водные преграды допускается выполнять:

кабелями, проложенными способом горизонтально-направленого бурения;

кабелями, прокладываемыми под водой с заглублением в грунт;

кабелями, прокладываемыми по мостам;

подвесными кабелями на опорах.

15.18 На переходах через водные преграды со стабильным руслом кабели связи должны заглубляться на глубину не менее 1 м. На переходах через реки с изменяющимся руслом и особыми гидрогеологическими условиями величина заглубления кабеля определяется в проектной документации, при этом прокладка кабелей должна проводиться на глубину не менее 0,5 м ниже расчетной отметки возможного размыва дна на ближайшие 25 лет.

15.19 Кабель связи при пересечении с железнодорожными путями и автомобильными дорогами следует прокладывать на глубине не менее 0,8 м ниже дна кювета. В случае дополнительной защиты кабеля от механических повреждений в кювете это расстояние допускается уменьшать до 0,4 м.

Угол пересечения кабеля с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°, но не менее 60°.

Угол пересечения кабеля связи с трубопроводами должен быть не менее 60°.

Кабель связи при пересечении с инженерными коммуникациями следует прокладывать в хризотилцементных или полимерных трубах на расстоянии между ними по вертикали в свету не менее:

с трубопроводами, транспортирующими горючие или легковоспламеняющиеся вещества, водопроводными и канализационными трубопроводами, трубопроводами теплосетей – 0,15 м;

с силовыми кабелями напряжением до 220 кВ – 0,53 м;

с кабелями связи – 0,15 м;

с кабелями радиотрансляционных сетей – 0,25 м.

15.20 Кабель в траншее следует укладывать «змейкой» для обеспечения запаса длины, необходимого для компенсации возможных деформаций грунта.

15.21 Для обеспечения сохранности кабеля следует прокладывать сигнально-поисковую ленту в траншее поверх кабеля связи.

15.22 В случае необходимости дополнительной защиты кабеля от механических повреждений следует предусматривать прокладку кабеля в железобетонных лотках, хризотилцементных, полимерных или стальных трубах.

15.23 Допускается прокладка кабеля связи путем его подвески на одних опорах с ВЛ. Подвеска кабеля связи допускается только на опорах габарита 35 кВ и выше.

Для подвески должен применяться кабель ВОЛС, встроенный в грозотрос.

Опоры ВЛ, на которые подвешивается кабель, и их закрепление в грунте должны быть рассчитаны с учетом возникающих при этом дополнительных нагрузок.

16 Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов

16.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных углеводородных газов фракций C_3 и C_4 и их смесей, нестабильного бензина и нестабильного конденсата (далее – СУГ), следует выполнять в соответствии с требованиями, предъявляемыми к магистральным газопроводам, а также настоящего раздела, за исключением требований, приведенных в 6.1, 6.4, 6.5, 7.16, 7.17, 8.2.4–8.2.6.

При проектировании указанных трубопроводов следует также руководствоваться нормами технологического проектирования трубопроводов СУГ и другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

16.2 Трубопроводы для транспортирования СУГ (далее – трубопроводы) должны быть категории I независимо от их диаметра и вида прокладки, за исключением участков, которые должны предусматриваться категорией В:

переходы через железные дороги общей сети, автомобильные дороги общего пользования категорий I и II и водные судоходные преграды с примыкающими к этим переходам по обеим сторонам участками длиной не менее значений, приведенных в таблице 20;

трубопроводы в пределах территории НПС, ПС, в том числе внутри зданий;

трубопроводы на участках по 16.6;

трубопроводы на участках, где в соответствии с примечаниями к таблице 20 настоящими нормами допускается сокращать нормативные расстояния.

16.3 Расстояния от оси подземных трубопроводов до городов и других населенных пунктов, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от диаметра трубопровода, степени ответственности объекта и его протяженности, рельефа местности, вида и свойств перекачиваемых СУГ, в том числе, температуры кипения, с целью обеспечения безопасности этих объектов, но не менее значений, указанных в таблице 20.

16.4 Глубину заложения трубопровода до верха трубы следует принимать не менее 1,5 м.

16.5 В случае одновременного строительства нескольких трубопроводов номинальным диаметром до *DN* 150 включительно допускается их укладка в одной траншее на расстоянии не менее 0,5 м друг от друга. При этом расстояние между объектом и ближайшим к нему трубопроводом устанавливается как для трубопровода номинальным диаметром *DN* 150.

16.6 Участки трубопроводов, прокладываемые на местности, расположенной на одинаковых отметках или выше населенных пунктов, зданий и сооружений, указанных в поз. 1–4 таблицы 20, относятся к категории В в пределах проекции объекта на трубопровод и примыкающих к проекции с обеих сторон участков длиною, равной соответствующим минимальным расстояниям, указанным в таблице 20.

Вдоль этих участков должны предусматриваться канавы для отвода СУГ в безопасное место в случае разлива, если отсутствуют естественные преграды.

Таблица 20

Объекты, здания и сооружения	Минимальное расстояние, м, до оси трубопроводов номинальным диаметром *DN*		
	до 150 включительно	свыше 150 до 300 включительно	свыше 300 до 400 включительно
1 Города и поселения городского типа	2000	3000	5000
2 Сельские поселения, коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи и открытые стоянки (более 20 автомобилей), отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, вокзалы и т.д.), жилые двухэтажные здания и выше;	1000	2000	3000
железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта;	1000	2000	3000
железные дороги общей сети и автомобильные дороги общего пользования категории I;	1000	2000	3000
мосты железных дорог общей сети, автомобильных дорог общего пользования категорий I и II;	1000	2000	3000
склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения более 1000 м^3;	1000	2000	3000
автозаправочные станции, наливные станции и железнодорожные эстакады;	1000	2000	3000
мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи РФ и других ведомств;	1000	2000	3000
телевизионные башни, территории НС, КС, НПС и ПС магистральных трубопроводов;	1000	2000	3000
открытые распределительные устройства напряжением 35, 110, 220 кВ электроподстанций других потребителей.	1000	2000	3000
3 Отдельно стоящие жилые дома не выше двух этажей, кладбища (действующие), сельскохозяйственные фермы, полевые станы;	300	500	800
реки с шириной зеркала в межень 25 м и более, судоходные реки, каналы, озера и другие водоемы, имеющие питьевое и рыбохозяйственное значение;	300	500	800
очистные сооружения, водопроводные и канализационные насосные станции с постоянным присутствием обслуживающего персонала;	300	500	800
автомобильные дороги общего пользования категорий II, III;	300	500	800

Продолжение таблицы 20

Объекты, здания и сооружения	Минимальное расстояние, м, до оси трубопроводов номинальным диаметром *DN*		
	до 150 включительно	свыше 150 до 300 включительно	свыше 300 до 400 включительно
мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог общего пользования категории III и автомобильных дорог категорий IV, V с пролетом свыше 20 м.	300	500	800
4 Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги общего пользования категорий IV, V;	150	200	300
территории промежуточных НС данного трубопровода;	150	200	300
отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, пункты обогрева ремонтных бригад, вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, мачты (башни) и сооружения технологической связи трубопроводов (кроме мачт, указанных в поз. 8 настоящей таблицы), гаражи и открытые стоянки менее 20 автомобилей.	150	200	300
5 Устья нефтяных, газовых и артезианских скважин, находящихся в процессе бурения и эксплуатации	75	100	150
6 Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых с применением при добыче взрывных работ, склады сжиженных газов	По согласованию с органами Государственного надзора и заинтересованными организациями		
7 Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод, в том числе в стесненных условиях трассы, опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом	В соответствии с [3] и разделом 9 настоящего свода правил		
8 Мачты малоканальной необслуживаемой радиосвязи трубопроводов	15	15	15
9 Вдольтрассовый проезд	15	15	15

Примечания

1 При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается сокращение указанных в поз. 1, 2 расстояний при условии выполнения следующих технических решений:

прокладки трубопровода по типу «труба к трубе» – не более чем на 50 %;

уменьшения нормативного расстояния между запорной арматурой в два раза (до 5 км) – не более чем на 20 %; в четыре раза – не более чем на 30 %;

содержания в перекачиваемых СУГ менее 10 % пропановых и других низкотемпературных фракций – не более чем на 50 %.

Во всех перечисленных выше случаях должны быть предусмотрены средства автоматизированного отключения этих участков трубопроводов при появлении утечек, а также не реже одного раза в два года их диагностирование неразрушающими методами контроля.

Коэффициент надежности по ответственности этих участков трубопроводов допускается принимать равным 1,21, а коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления 1,15.

2 На болотах типа III допускается сокращение расстояний до 5 м по поз. 9 с учетом совместной прокладки в одной насыпи труб и кабеля связи.

Окончание таблицы 20

3 Минимальные расстояния от оси трубопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке должны приниматься с коэффициентами: 1 – для поз. 1, 2 и 5; 1,5 – для поз. 4 настоящей таблицы. При надземной прокладке сокращение минимальных расстояний допускается принимать таким же, как и для подземной (см. поз.1). 4 Трубопроводы СУГ должны располагаться за пределами границ поверхностей взлета и заходов на посадку к аэродромам. 5 Примечания 1–3 к таблице 4 распространяются также на настоящую таблицу. 6 При расположении участков трубопроводов на местности, рельеф которой за счет уклона к трубопроводу, наличия естественных препятствий исключает возможность распространения СУГ и взрывной волны в сторону указанных в настоящей таблице объектов, расстояние от оси трубопровода до них может быть сокращено не более чем до 50 %. 7 При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается увеличение номинального диаметра трубопроводов более *DN* 400 при условии прокладки в малонаселенной местности или протяженности их до 100 км. При этом расстояния до объектов и сооружений должны быть обоснованы расчетом и не менее приведенных в таблице 20. 8 При проектировании пересечений новых или реконструируемых автомобильных дорог общего пользования с действующими трубопроводами необходимо предусматривать обустройство пересекаемых трубопроводов в соответствии с требованиями 10.3.

16.7 Запорную арматуру, предусматриваемую к установке на трубопроводах в соответствии с 8.2.1, следует размещать непосредственно у границ участка категории I.

16.8 В качестве линейной запорной арматуры необходимо предусматривать арматуру бессальниковой конструкции, предназначенную для бесколодезной установки.

16.9 Запорная арматура должна быть стальной и предназначаться для соединения с трубопроводами при помощи сварки.

Применение фланцевой арматуры допускается только для подключения трубопроводов к оборудованию, а также к устройствам, используемым при производстве ремонтных работ.

Затворы запорной арматуры должны соответствовать классу герметичности А по ГОСТ 9544.

16.10 Расстояние между линейной запорной арматурой, устанавливаемой на трубопроводе, должно быть не более 10 км.

16.11 Линейная запорная арматура, а также запорная арматура, устанавливаемая у границ участков категории В, должна иметь дистанционное управление в соответствии с нормами технологического проектирования.

При этом для участков, оговоренных в 16.6, должно предусматриваться автоматизированное отключение запорной арматуры в случае утечки СУГ.

Методы обнаружения утечек регламентируются нормами технологического проектирования.

16.12 При параллельной прокладке трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны располагаться со смещением относительно друг друга не менее чем на 50 м.

16.13 Каждый узел запорной арматуры должен иметь обвязку трубопроводами номинальным диаметром *DN* 100–150, обеспечивающую возможность перепуска и

перекачки СУГ из одного участка в другой и подключения инвентарного устройства утилизации.

16.14 Не допускается для трубопроводов сжиженных углеводородных газов устройство колодцев для сбора продукта из футляров, предусматриваемых на переходах через железные и автомобильные дороги.

16.15 Трубопроводы номинальным диаметром *DN* 150 и более должны оснащаться узлами приема и пуска очистных устройств. Места расположения этих узлов устанавливаются в проектной документации в зависимости от конкретного профиля трассы трубопровода, но не более 100 км друг от друга.

При параллельной прокладке трубопроводов узлы приема и пуска СОД на соседних трубопроводах должны быть смещены относительно друг друга на 150 м. Освобождение от СУГ камер пуска и приема средств очистки и диагностики проводится в соответствии с нормами технологического проектирования.

16.16 Все элементы трубопроводов, оснащенных узлами приема и пуска очистных устройств, должны быть равнопроходными.

16.17 Пункты дистанционного управления, оснащенные запорными органами узлов приема и пуска очистных устройств, должны размещаться за пределами границы, определяемой радиусом, равным расстояниям, указанным в поз. 3 таблицы 20 (для узла пуска – в направлении движения очистного устройства, для узла приема – в направлении, противоположном движению очистного устройства).

16.18 Насосные станции, размещенные на расстоянии менее 2000 м от зданий и сооружений, должны располагаться на более низких отметках по отношению к этим объектам.

16.19 Головные насосные станции следует располагать, как правило, на площадках заводов-поставщиков, используя емкости, системы энерго- и водоснабжения и другие вспомогательные службы этих предприятий.

16.20 Промежуточные насосные станции должны располагаться на специально отведенных территориях с учетом требований норм технологического проектирования. Размещать насосные станции перед переходами через реки с шириной в межень свыше 200 м не допускается.

16.21 Минимальное расстояние от насосной станции до населенных пунктов, отдельных зданий и сооружений следует принимать по таблице 20 как для трубопровода, к которому относится насосная станция.

16.22 Запорная арматура на отводах от насосов к всасывающим и нагнетательным коллекторам должна предусматриваться с дистанционным управлением и размещаться: для оперативной работы – внутри здания насосной станции, для аварийных отключений – снаружи, на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания насосной станции.

16.23 Факел для сжигания газов при продувке резервуаров, насосов и трубопроводов насосной станции должен иметь высоту не менее 10 м и располагаться от ближайшего здания, сооружения, машины или аппарата насосной станции на расстоянии, устанавливаемом исходя из допустимого воздействия теплового потока на эти объекты, но не менее 60 м.

16.24 Трубопроводы насосных станций в пределах промышленных площадок следует прокладывать надземно на отдельно стоящих опорах или эстакадах. При этом всасывающие трубопроводы необходимо прокладывать с уклоном к насосам, а нагнетательные – от насосов. На трубопроводах не должно быть изгибов в вертикальной плоскости, препятствующих свободному стоку продукта.

16.25 Узлы подключения трубопровода к промежуточным насосным станциям должны оборудоваться дистанционно управляемой арматурой для отключения насосных от трубопровода без прекращения его работы.

16.26 Минимальное давление в любой точке трубопровода (с целью предотвращения образования двухфазного потока) должно быть выше упругости паров продукта на 0,5 МПа.

16.27 Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах трубопроводов через железные дороги общей сети решается по согласованию с федеральным органом исполнительной власти в области железнодорожного транспорта.

16.28 Система автоматики, безопасности и управления процессом транспортирования СУГ должна предусматриваться в соответствии с нормами технологического проектирования.

16.29 На переходах трубопроводов через проселочные и лесные дороги должны предусматриваться решения по защите трубопроводов от повреждения (прокладка в защитных металлических футлярах, покрытие железобетонными плитами и др.).

16.30 Подводные переходы трубопроводов через судоходные и сплавные водные преграды должны быть, как правило, конструкции «труба в трубе».

17 Материалы и изделия

Материалы и изделия, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, должны соответствовать требованиям технических регламентов и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, а также требованиям действующих стандартов и настоящего свода правил.

17.1 Трубы и соединительные детали

17.1.1 Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных низколегированных сталей.

Трубы бесшовные следует применять по действующим стандартам и другим нормативным документам, утвержденным в установленном порядке, с выполнением при заказе и приемке труб требований, изложенных в 17.1.3–17.1.14.

Допускается применение импортных труб, соответствующих требованиям настоящего раздела.

17.1.2 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

17.1.3 Отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб на длине не менее 200 мм не должны превышать для труб номинальным диаметром до *DN* 800 включительно, величин, приведенных в соответствующих стандартах, по которым допускается применение труб для магистральных трубопроводов, а для труб номинальным диаметром свыше *DN* 800 – ± 2 мм.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 %. Овальность труб толщиной 20 мм и более не должна превышать 0,8 %.

17.1.4 Кривизна электросварных труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна труб всех конструкций – не более 0,2 % длины трубы.

17.1.5 Длина труб, поставляемых изготовителем, определяется при их заказе.

17.1.6 Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву металла труб должно быть не более:

0,87 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 470 МПа включительно;

0,90 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 470 до 590 МПа включительно;

0,92 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву более 590 МПа.

Трубы номинальным диаметром *DN* 500 и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100 %-ный контроль физическими неразрушающими методами.

17.1.7 Относительное удлинение металла труб на пятикратных образцах должно быть, %, не менее:

20 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 590 МПа включительно;

18 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 590 МПа.

17.1.8 Ударная вязкость на образцах Шарпи (KCV) и процент доли вязкой составляющей в изломе образцов из основного металла и сварных соединений труб должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 21. Ударную вязкость на образцах Шарпи следует определять для основного металла труб по ГОСТ 9454 в зависимости от толщины стенки трубы на образцах типов 11 – 13, а для сварных соединений в соответствии с ГОСТ 6996 типов IX – XI.

Процент доли вязкой составляющей в изломах полнотолщинных образцов основного металла труб после испытаний падающим грузом (ИПГ) следует определять по ГОСТ 30456.

Ударную вязкость на образцах Менаже (KCU) следует определять при температуре минус 40 °С, для районов Крайнего Севера и приравненных к ним – при минус 60 °С и принимать в зависимости от толщины стенки труб по таблице 22.

Образцы из основного металла для определения ударной вязкости на образцах Менаже изготовляются в соответствии с ГОСТ 9454 типов 1 – 3, а для сварного соединения на образцах типов VI – VIII по ГОСТ 6996.

Таблица 21

Номинальный диаметр труб, *DN*	Рабочее давление, МПа	Ударная вязкость KCV при температуре, равной минимальной температуре стенки трубопровода при эксплуатации, Дж/см^2, не менее		Процент доли вязкой составляющей в изломе образца ИПГ при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации, %, не менее
		основного металла	сварного соединения	
До 500	10,0 и менее	25	25	–
500–600	10,0 и менее	29	29	–
700–800	10,0 и менее	29	29	50
1000	5,5 и менее	29	29	50
1000	7,5	39	34	60
1000	10,0	59	34	60

Окончание таблицы 21

Номинальный диаметр труб, *DN*	Рабочее давление, МПа	Ударная вязкость KCV при температуре, равной минимальной температуре стенки трубопровода при эксплуатации, Дж/см^2, не менее		Процент доли вязкой составляющей в изломе образца ИПГ при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации, %, не менее
		основного металла	сварного соединения	
1200	5,5 и менее	39	34	60
1200	7,5	59	34	70
1200	10,0	78	39	80
1400	7,5	78	39	80
1400	10,0	108	39	85

Примечания

1 Для трубопроводов, транспортирующих жидкие продукты, требования по волокну в изломе не предъявляются.

2 Требования по ударной вязкости и волокну в изломе для труб с нормативным временным сопротивлением свыше 590 МПа должны быть установлены в стандартах на трубы.

Таблица 22

Номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей трубопроводов, мм	Ударная вязкость при температуре, равной минус 60 °С для районов Крайнего Севера и приравненных к ним, и минус 40 °С – для остальных районов, KCU, Дж/см^2, не менее		
	основного металла		сварного соединения
	труб	соединительных деталей	
От 6 до 10	29	29	25
Свыше 10 до 15 включительно	39	29	29
» 15 » 25 »	49	29	39 – для сварных соединений труб; 29 – для сварных соединений деталей
» 25 » 30 включительно	59	39	39
» 30 » 45 »	–	49	39

17.1.9 Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки, в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной самозащитной порошковой проволокой, а также электроконтактной сваркой оплавлением. Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и электроконтактной сваркой.

Эквивалент углерода металла $[C]_э$ низкоуглеродистых низколегированных сталей, независимо от состояния их поставки – горячекатаные, нормализованные и термически упрочненные, – определяется по формуле

$$[C]_э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Ni + Cu}{15}, \quad (56)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu – содержание, % от массы, в составе металла трубной стали углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия,

никеля, меди соответственно. Величина эквивалента углерода углеродистых марок стали, например, Ст3, а также сталей 10, 20 и низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, сталей марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С рассчитывается по формуле

$$[C]_э = C + \frac{Mn}{6}. \quad (57)$$

Cu, Ni, Cr, содержащиеся в трубных сталях как примеси, в расчете не учитываются.

Величина $[C]_э$ не должна превышать 0,46.

Фактическую величину эквивалента углерода следует включать в сертификат и обозначать на каждой трубе.

17.1.10 Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирования) должна быть не более 1,2 %.

17.1.11 Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов. В сварных соединениях не должно быть трещин, непроваров, осевой рыхлости, прожогов, свищей, не отремонтированных кратеров. Усиление наружного шва должно находиться в пределах 0,5 – 3,0 мм. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 мм. На концах труб на длине не менее 150 мм усиление внутреннего шва должно быть снято до высоты 0 – 0,5 мм.

Смещение наружного и внутреннего слоев заводского сварного шва не должно превышать 20 % толщины стенки при номинальной толщине до 16 мм и 15 % – при номинальной толщине свыше 16 мм.

Отклонение профиля наружной поверхности труб от окружности в зоне сварного соединения по дуге периметром 200 мм не должно превышать 0,15 % наружного диаметра трубы для труб номинальным диаметром свыше *DN* 800 и 1,2 мм – для труб номинальным диаметром от *DN* 500 до *DN* 800 включительно.

Смещение свариваемых кромок не должно превышать 10 % номинальной толщины стенки.

17.1.12 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется действующими стандартами.

Косина реза торцов труб должна быть не более 2 мм.

17.1.13 Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках трубы напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина гидростатического давления испытания на заводе для всех типов труб должна определяться согласно ГОСТ 3845 в зависимости от способа герметизации полости трубы во время гидравлического испытания.

17.1.14 Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием).

Сварные соединения на концах труб на длине 200 мм должны проходить дополнительный рентгеновский контроль.

17.1.15 Соединительные детали трубопроводов – тройники, переходники, отводы и днища (заглушки), переходные кольца – должны изготавливаться в соответствии с

действующими стандартами, из труб или листовой стали. Сталь в готовых соединительных деталях должна удовлетворять требованиям 17.1.6, 17.1.8 и 17.1.9.

Ударная вязкость основного металла и сварных швов должна соответствовать требованиям таблицы 22. Требования к ударной вязкости для соединительных деталей диаметром 57–219 мм не регламентируются.

17.1.16 Для магистральных трубопроводов и коллекторов, обвязочных трубопроводов КС, НПС, ПС должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

тройники горячей штамповки;

тройники штампосварные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;

тройники, изготовленные методом гидроштамповки;

переходники конические концентрические и эксцентрические штампованные, штампосварные и сварные;

отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве или штампосварные из двух половин;

заглушки эллиптические;

переходные кольца.

Кромки соединительных деталей должны быть отработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец (с учетом требований 17.1.21).

17.1.17 Соединительные детали должны удовлетворять следующим требованиям:

длина сварных тройников должна быть равна не менее, чем двум диаметрам ответвления;

длина ответвления сварных тройников должна быть не менее половины диаметра ответвления, но не менее 100 мм;

Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее D_0+200 мм, а высота ответвления – не менее 0,2 D_0. но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее 0,1 D_0.

Длина переходников должна удовлетворять условию

$$l = \frac{D-d}{2} \cdot \frac{1}{\mathrm{tg}\gamma} + 2 \cdot a, \qquad (58)$$

где D и d – наружные диаметры концов переходника, мм;

γ – угол наклона образующей переходника, принимаемый менее 12°;

a – длина цилиндрической части на концах переходника, принимаемая равной от 50 до 100 мм.

17.1.18 Толщина стенок деталей определяется расчетом и должна быть не менее 4 мм.

17.1.19 Конденсатосборники должны быть из труб и деталей заводского изготовления. Диаметр и толщина стенок конденсатосборников определяются расчетом.

Конденсатосборники должны быть покрыты антикоррозионной изоляцией, соответствующей изоляции трубопровода на данном участке, и подвергнуты предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе.

17.1.20 При изготовлении сварных деталей должна применяться многослойная сварка с обязательной подваркой корня шва деталей диаметром 300 мм и более.

После изготовления сварные детали должны быть подвергнуты контролю ультразвуком или рентгеном. Термообработке (высокотемпературному отпуску для снижения уровня остаточных напряжений) подлежат:

все соединительные детали независимо от номенклатуры, марок стали, рабочего давления и т. д. со стенками толщиной 16 мм и более;

все соединительные детали независимо от номенклатуры, толщины стенок и т.д. из низколегированных сталей марок 10ХСНД, 15ХСНД, 14ХГС, 09Г2С или аналогичных им, а также из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 550 МПа и выше;

все тройники независимо от марки стали, толщины стенок, рабочего давления и т. д. с отношением $D_o/D_м$ более 0,3.

Соединительные детали должны испытываться гидравлическим давлением, равным 1,3 рабочего давления для деталей, монтируемых на линейной части трубопроводов, и 1,5 – для деталей трубопроводов категории В.

17.1.21 Разделка кромок присоединительных концов деталей и арматуры должна соответствовать условиям сварки.

В тех случаях, когда стали соединяемых труб, деталей или арматуры имеют разные значения пределов прочности, для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие

$$\delta_{к.д(а)} \cdot R^{н}_{1д} \geq \delta_{н} \cdot R^{н}_{1т}, \qquad (59)$$

где $\delta_{к.д(а)}$ – толщина свариваемой кромки детали (арматуры), см;

$R^{н}_{1д}$, $R^{н}_{1т}$ – значения нормативного временного сопротивления детали (арматуры) и трубы, МПа.

При невозможности выполнения этих требований, а также при разности толщин присоединяемых концов арматуры или деталей и трубы, отличающихся более чем в 2,0 раза для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и в 1,5 раза – для магистральных газопроводов, необходимо предусматривать переходные кольца.

17.2 Сварочные материалы

17.2.1 Для ручной электродуговой сварки стыков трубопроводов должны применяться электроды с целлюлозным (Ц) и основным (Б) видами покрытий по ГОСТ 9466 и ГОСТ 9467 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации).

Выбор типа электродов должен производиться в соответствии с таблицей 23.

17.2.2 Для автоматической сварки стыков труб под флюсом должны применяться флюсы по ГОСТ 9087 и проволоки углеродистые или легированные преимущественно с омедненной поверхностью по ГОСТ 2246 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации).

17.2.3 Сочетания марок флюсов и проволок в зависимости от конкретного назначения и нормативного сопротивления разрыву металла свариваемых труб выбираются в соответствии с действующими технологическими инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

17.2.4 Для автоматической газоэлектрической сварки труб должны применяться:

сварочная проволока с омедненной поверхностью по ГОСТ 2246 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации);

углекислый газ по ГОСТ 8050 (двуокись углерода газообразная);

аргон газообразный по ГОСТ 10157;

смесь из углекислого газа и аргона.

17.2.5 Для механизированной сварки стыков труб применяются самозащитные порошковые проволоки, марки которых следует выбирать в соответствии с действующими технологическими инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

17.2.6 Для газовой резки труб должны применяться:

кислород технический по ГОСТ 5583;

ацетилен в баллонах по ГОСТ 5457;

пропан-бутановая смесь по ГОСТ 20448.

Таблица 23

Нормативное значение временного сопротивления металла труб, МПа	Назначение электрода	Тип электрода по ГОСТ 9467, вид электродного покрытия по ГОСТ 9466
До 540	Для сварки первого (корневого) слоя шва неповоротных стыков труб	Э42-Ц, Э42А-Б
До 590 включительно		Э42-Ц, Э50-Ц, Э42А-Б, Э50А-Б
До 540	Для сварки «горячего» прохода неповоротных стыков труб	Э42-Ц, Э50-Ц, Э42А-Б, Э50А-Б
До 590 включительно		Э42-Ц, Э50-Ц, Э60-Ц*, Э42А-Б, Э50А-Б, Э60-Б
До 490 включительно	Для сварки и ремонта сваркой корневого слоя шва поворотных и неповоротных стыков труб	Э42А-Б, Э46А-Б
До 590 включительно		Э50А-Б, Э60-Б*
До 490 включительно	Для подварки изнутри трубы	Э42А-Б, Э46А-Б
До 590 включительно		Э50А-Б
До 490 включительно	Для сварки и ремонта заполняющих и облицовочного слоев шва (после «горячего» прохода электродами Ц или после корневого слоя шва, выполненного электродами Б)	Э42А-Б, Э46А-Б
От 490 до 540 включительно		Э50А-Б, Э55-Ц
От 540 до 590 включительно		Э60-Б, Э60-Ц, Э70-Б*
* Предназначены для сварки термоупрочненных труб.		

17.3 Изделия

17.3.1 Для изолирующих фланцевых соединений следует использовать фланцы по ГОСТ 12821. Сопротивление изолирующих фланцев (в сборе) во влажном состоянии должно быть не менее 10^3 Ом.

17.3.2 Диаметр отверстий во фланцах под крепежные детали и размеры впадины, выступа, а также длина этих крепежных деталей должны выбираться с учетом толщины изолирующих (диэлектрических) втулок и прокладок. К каждому из фланцев изолирующего соединения должен быть приварен изолированный контактный вывод из стальной полосы размером 30×6 мм.

17.3.3 Конструкция запорной, регулирующей и предохранительной арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544.

17.3.4 Запорная арматура номинальным диаметром более *DN* 400 должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать надежную и безопасную ее эксплуатацию.

17.3.5 Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны предусматриваться утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, скорлупообразные грузы, сплошные утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта и анкерные устройства. В особо сложных условиях Западной Сибири и Крайнего Севера при соответствующем обосновании для балластировки подводных переходов трубопроводов номинальным диаметром *DN* 1000 и более в русловой части допускается применять чугунные кольцевые грузы.

17.3.6 Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

17.3.7 Навесные утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, особо тяжелых бетона и железобетона и других материалов с плотностью не менее 2200 кг/м^3 (для особо тяжелых бетонов – не менее 2900 кг/м^3).

Каждый груз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и объема груза, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

Примечание – Агрессивность среды и требования к защите бетонных грузов и сплошного обетонирования трубы определяются в соответствии с требованиями СП 28.13330.

17.3.8 Номинальная масса утяжеляющего бетонного груза устанавливается в проектной документации.

17.3.9 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы должны изготавливаться из чугуна (с учетом требований 17.4.5), железобетона или других материалов в виде двух половин с плотностью по п. 17.4.7.

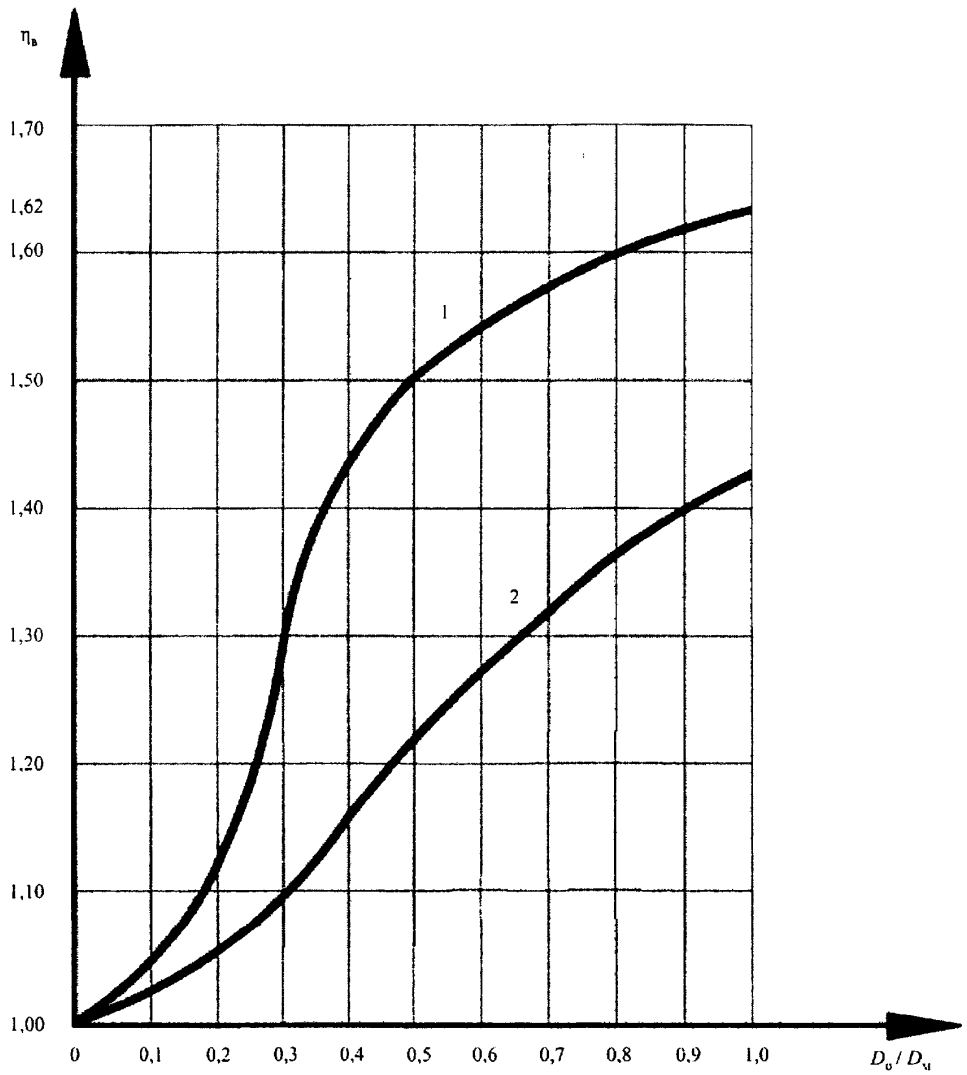
Каждый полугруз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и наружного диаметра трубопровода, для которого предназначен этот груз.

17.3.10 Скорлупообразные грузы следует предусматривать из железобетона в виде продольных частей цилиндрической оболочки, при этом требования к бетону должны соответствовать требованиям 17.4.7.

17.3.11 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

Приложение А
(справочное)

График для определения коэффициента несущей способности тройников



$\eta_в$ – коэффициент несущей способности деталей; $D_о/D_м$ – отношение наружного диаметра ответвления тройника к наружному диаметру основной трубы тройника

1 – для сварных без усиливающих накладок; *2* – для штампованных и штампосварных

Рисунок А.1 **– График для определения коэффициента несущей способности тройников $\eta_в$**

Библиография

[1] СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

[2] Правила охраны магистральных трубопроводов (утв. постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 № 9)

[3] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7 (утв. приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204)

[4] Правила плавания по внутренним водным путям Российской Федерации (утв. приказом Минтранса России от 14.10.2002 № 129)

[5] ОСТ 26.260.01-2001 Сосуды и аппараты стальные эмалированные. Общие технические условия

УДК 622.692.4.07 (083.74) ОКС 91.010, ОКС 75.200

Ключевые слова: магистральный трубопровод, расчет трубопроводов, проектная документация, защита от коррозии, линии технологической связи, категория трубопроводов, переходы через препятствия

Издание официальное

Свод правил

СП 36.13330.2012

Магистральные трубопроводы

Актуализированная редакция

СНиП 2.05.06-85*

Подготовлено к изданию ФАУ «ФЦС»
Тел.: (495) 930-64-69; (495) 930-96-11; (495) 930-09-14

Формат 60×84 1/8. Тираж 100 экз. Заказ № 1265/13.

Отпечатано в ООО «Аналитик»
г. Москва, Ленинградское ш., д.18

gost.e-ecolog.ru