|  |  |
| --- | --- |
| **МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ**  **(МГС)**  **INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION**  **(ISC)** | |
| **М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й**  **С Т А Н Д А Р Т** | **ГОСТ ХХХХХ–**  **ХХХХ** |

**СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

**Магистральная трубопроводная транспортировка газа**

**Магистральные газопроводы**

**Проектирование на давление свыше 10 МПа**

**Издание официальное**

**Минск**

**Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации**

**202**

**Предисловие**

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

**Сведения о стандарте**

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно–исследовательский институт природных газов и газовых технологий» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от )

За принятие проголосовали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004-97 | Код страны по МК (ИСО 3166) 004-97 | Сокращенное наименование национального органа по стандартизации |
|  |  |  |

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 55989-2014

*Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных (государственных) стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих органов по стандартизации.*

*В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»*

|  |  |
| --- | --- |
|  | © Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 20ХХ  Настоящий стандарт не может быть полностью или  частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии |
|  |

**Содержание**

[1 Область применения 1](#_Toc194308657)

[2 Нормативные ссылки 2](#_Toc194308658)

[3 Термины и определения 4](#_Toc194308659)

[4 Сокращения 12](#_Toc194308660)

[5 Общие положения 14](#_Toc194308661)

[6 Классификация участков газопроводов по безопасности 16](#_Toc194308662)

[7 Основные положения по выбору трасс газопроводов 23](#_Toc194308663)

[7.1 Выбор трасс газопроводов 23](#_Toc194308664)

[7.2 Минимальные расстояния до магистральных газопроводов 28](#_Toc194308665)

[7.3 Расстояния для трубопроводов топливного и импульсного газа 40](#_Toc194308666)

[7.4 Охранные зоны 40](#_Toc194308667)

[8 Конструктивные решения газопроводов 41](#_Toc194308668)

[8.1 Общие конструктивные решения 41](#_Toc194308669)

[8.2 Размещение трубопроводной арматуры 42](#_Toc194308670)

[8.3 Узлы пуска и приема средств очистки и диагностики 47](#_Toc194308671)

[8.4 Допустимые радиусы упругого изгиба и установка компенсаторов 48](#_Toc194308672)

[8.5 Трубопроводы компрессорных станций и узлов подключения 49](#_Toc194308673)

[9 Подземная прокладка газопроводов 49](#_Toc194308674)

[9.1 Общие конструктивные решения 49](#_Toc194308675)

[9.2 Прокладка в горной местности 52](#_Toc194308676)

[9.3 Прокладка на подрабатываемых территориях 55](#_Toc194308677)

[9.4 Прокладка в сейсмических районах 56](#_Toc194308678)

[9.5 Прокладка в районах распространения многолетнемерзлых грунтов 59](#_Toc194308679)

[10 Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия 61](#_Toc194308680)

[10.1 Подводные переходы через водные преграды 61](#_Toc194308681)

[10.2 Переходы через болота 71](#_Toc194308682)

[10.3 Подземные переходы газопроводов через автомобильные и железные дороги 73](#_Toc194308683)

[10.4 Пересечения и параллельная прокладка газопроводов с другими трубопроводами и инженерными коммуникациями 77](#_Toc194308684)

[11 Надземная прокладка газопроводов 78](#_Toc194308685)

[12 Нагрузки и воздействия 81](#_Toc194308686)

[13 Расчет газопроводов на прочность и устойчивость 87](#_Toc194308687)

[13.1 Нормативные и расчетные сопротивления материала труб и соединительных деталей 87](#_Toc194308688)

[13.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей 89](#_Toc194308689)

[13.3 Проверка условий прочности 92](#_Toc194308690)

[13.4 Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений 96](#_Toc194308691)

[13.5 Проверка общей устойчивости подземных газопроводов 100](#_Toc194308692)

[13.6 Проверка овальности сечений подземного газопровода после укладки и засыпки 102](#_Toc194308693)

[13.7 Устойчивость формы поперечных сечений газопровода 102](#_Toc194308694)

[13.8 Устойчивость положения газопровода 104](#_Toc194308695)

[13.9 Расчет надземных участков газопровода 108](#_Toc194308696)

[13.10 Проверка расчетом прочности и работоспособности газопроводов при сейсмических воздействиях 113](#_Toc194308697)

[14 Испытания газопроводов внутренним давлением 118](#_Toc194308698)

[15 Материалы и изделия 128](#_Toc194308699)

[15.1 Трубы и соединительные детали газопроводов 128](#_Toc194308700)

[15.2 Сварные соединения и сварочные материалы при строительстве 131](#_Toc194308701)

[15.3 Средства балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках 134](#_Toc194308702)

[15.4 Теплоизоляционные покрытия 136](#_Toc194308703)

[15.5 Внутренние гладкостные покрытия труб 137](#_Toc194308704)

[15.6 Геотекстильные материалы 138](#_Toc194308705)

[15.7 Термостабилизаторы 139](#_Toc194308706)

[16 Защита газопроводов от коррозии 139](#_Toc194308707)

[16.1 Комплексная защита от коррозии 139](#_Toc194308708)

[16.2 Защита газопроводов от атмосферной коррозии 140](#_Toc194308709)

[16.3 Защитные покрытия подземных газопроводов 141](#_Toc194308710)

[16.4 Электрохимическая защита подземных газопроводов 142](#_Toc194308711)

[16.5 Коррозионный мониторинг 144](#_Toc194308712)

[17 Технологическая связь магистральных газопроводов 145](#_Toc194308713)

[18 Охрана окружающей среды 148](#_Toc194308714)

[19 Вывод из эксплуатации 149](#_Toc194308715)

[Приложение А](#_Toc194308716) [(рекомендуемое)](#_Toc194308717) [Методика определения и проверки овальности](#_Toc194308718)

[сечений и прочности защитных футляров 150](#_Toc194308718)

[Приложение Б](#_Toc194308719) [(рекомендуемое)](#_Toc194308720) [Методика определения толщин стенок](#_Toc194308721)

[штампованных и штампосварных тройников 161](#_Toc194308721)

[Приложение В](#_Toc194308722) [(рекомендуемое)](#_Toc194308723) [Определение толщин стенок сварных тройников](#_Toc194308724)

[без усиливающих элементов 166](#_Toc194308725)

[Приложение Г](#_Toc194308726) [(рекомендуемое)](#_Toc194308727) [Определение расчетного радиуса кривизны участка](#_Toc194308728)

[подземного магистрального газопровода 169](#_Toc194308728)

[Приложение Д](#_Toc194308729) [(обязательное)](#_Toc194308730) [Критерии сейсмостойкого проектирования](#_Toc194308731)

[газопроводов 172](#_Toc194308731)

[Приложение Е](#_Toc194308732) [(рекомендуемое)](#_Toc194308733) [Классификация сварочных материалов различного](#_Toc194308734)

[назначения в зависимости от класса прочности металла труб 175](#_Toc194308734)

[Библиография 179](#_Toc194308735)

**М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й с т а н д а р т**

**СИСТЕМА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

**Магистральная трубопроводная транспортировка газа**

**Магистральные газопроводы**

**Проектирование на давление свыше 10 МПа**

Gas supply system. Main pipeline gas transportation.

Trunk gas pipelines. Design for pressure over 10 MPa.

**Дата введения – 20ХХ**–**ХХ**–**ХХ**

# Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектируемые и реконструируемые магистральные газопроводы и газопроводы-отводы от них, капитальный ремонт магистральных газопроводов и газопроводов-отводов от них номинальным диаметром до *DN* 1400 включительно с избыточным давлением среды свыше 10 до 25 МПа включительно (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования природного газа из районов добычи (от промыслов) или хранения (от подземных хранилищ газа) до мест потребления (газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий), а также следующие газопроводы площадочных сооружений:

- природного газа в пределах компрессорных станций, станций подземного хранения газа, установок комплексной подготовки газа и дожимных компрессорных станций объектов добычи газа, узлов подключения КС, узлов пуска и приема СОД, узлов установки линейной запорной арматуры, газораспределительных станций и газоизмерительных станций, установок замера расхода газа и станций охлаждения газа;

|  |
| --- |
| **Издание официальное** |

* импульсного, топливного, пускового газа и газа для системы «сухих» газодинамических уплотнений ГПА для компрессорных станций, станций подземного хранения газа, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций и газоизмерительных станций и пунктов редуцирования газа.

Примечания

1 Проектирование магистральных газопроводов давлением 1,20 МПа и менее, предусматриваемых для прокладки на территории населенных пунктов или отдельных предприятий, осуществляют в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих в государствах – членах Евразийского экономического союза (далее – в Государствах союза).

2 Проектирование магистральных газопроводов давлением свыше 1,20 до 10 МПа включительно осуществляют в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих в государствах союза.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование конденсатопроводов, трубопроводов сжиженных углеводородных газов, газопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов (за исключением реконструкции или капитального ремонта участков магистральных газопроводов, фактически находящихся на территории городов и других населенных пунктов), в морских акваториях и промыслах; трубопроводов, предназначенных для транспортировки газа, оказывающего коррозионное воздействие на металл труб и соединительных деталей.

# 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.014 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 9.106 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения

ГОСТ 9.107 Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозионная агрессивность атмосферы. Основные положения

ГОСТ 9.108 Единая система защиты от коррозии и старения. Электрохимическая защита. Термины и определения

ГОСТ 9.109 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия защитные органические. Термины и определения

ГОСТ 9.201-2024 Единая система защиты от коррозии и старения. Электрохимическая защита. Применение вставок (муфт) электроизолирующих

ГОСТ 9.304 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия газотермические. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 9.315 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия алюминиевые горячие. Общие требования и методы контроля

ГОСТ 9.407 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

[ГОСТ 2246](kodeks://link/d?nd=1200005429&point=mark=000000000000000000000000000000000000000000000000007D20K3"\o"’’ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия (с Изменениями N 1-5)’’(утв. постановлением Госстандарта СССР от 23.06.1970 N 952)Применяется с 01.01.1973 взамен ГОСТ 2246-60Статус: действующая редакция) Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 2789 Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики

[ГОСТ 2999](kodeks://link/d?nd=1200004651&point=mark=000000000000000000000000000000000000000000000000007D20K3"\o"’’ГОСТ 2999-75 (СТ СЭВ 470-77) Металлы и сплавы. Метод измерения ...’’(утв. постановлением Госстандарта СССР от 28.07.1975 N 1956)Применяется с ...Статус: действующая редакция (действ. с 01.07.1986)Применяется для целей технического регламента) Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 3845 Трубы металлические. Метод испытания внутренним гидростатическим давлением

ГОСТ 6806 Материалы лакокрасочные. Метод определения эластичности покрытия при изгибе

[ГОСТ 6996](kodeks://link/d?nd=1200003544&point=mark=000000000000000000000000000000000000000000000000007D20K3"\o"’’ГОСТ 6996-66 (ИСО 4136-89, ИСО 5173-81, ИСО 5177-81) Сварные ...’’(утв. постановлением Госстандарта СССР от 03.03.1966 N 4736)Применяется с ...Статус: действующая редакция (действ. с 01.01.2005)Применяется для целей технического регламента) Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 8736 Песок для строительных работ. Технические условия

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

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

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

ГОСТ 15140 Материалы лакокрасочные. Методы определения адгезии

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 22233 Профили прессованные из алюминиевых сплавов для ограждающих конструкций. Технические условия

ГОСТ 22268 Геодезия. Термины и определения

ГОСТ 23120Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия

ГОСТ 23903 Пути водные внутренние и их навигационное оборудование. Термины и определение

ГОСТ 25100 Грунты. Классификация

ГОСТ 26271 Проволока порошковая для дуговой сварки углеродистых и низколегированных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 27751 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

ГОСТ 28302 Покрытия газотермические защитные из цинка и алюминия металлических конструкций. Общие требования к типовому технологическому процессу

ГОСТ 31565 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 31946 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи

ГОСТ 31993 Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия

ГОСТ 35070 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование

ГОСТ 35236 «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Магистральные газопроводы. Правила эксплуатации»

Примечание – При пользовании настоящим стандартом 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 ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется принять в части, не затрагивающей эту ссылку.

# 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 35236, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

|  |
| --- |
| **анодное заземление; АЗ:** Конструкция, включающая несколько анодов, электрически соединенных в группу, кабели и коммутационное устройство для подключения к внешнему источнику тока.  Примечание -Конструкция анодного заземления определяется проектом с учетом геофизических характеристик грунтов.  [ГОСТ 9.108-2023, пункт 67] |

3.2 **арматура запорная:** Промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

3.3 **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.

3.4 **байпас кранового узла:** Составная часть кранового узла, представляющая собой газопровод с трубопроводной арматурой, предназначенный для заполнения природным газом участка газопровода (технологической установки, сооружения) из смежного с ним участка, отделенного основной трубопроводной арматурой кранового узла.

Примечание - Диаметр обводной линии всегда меньше диаметра основного газопровода и определяется расчетом.

3.5 **бестраншейные технологии**: Технологии прокладки газопроводов закрытым способом (без вскрытия земной поверхности над ними).

Примечание – К закрытым технологиям (методам) относятся горизонтальное направленное бурение, микротоннелирование, горизонтальное направленное бурение щитом, прокол, продавливание и др.

3.6 **бесшлейфовая компоновка КС:** компоновка КС, в которой магистральный газопровод и трубопроводы узла подключения к КС располагаются на территории КС или на территории, непосредственно примыкающей к ней.

3.7

|  |
| --- |
| **блуждающий ток:** Ток, протекающий вне предназначенных для него цепей и возникающий вследствие работы посторонних источников тока постоянного или переменного напряжения.  [ГОСТ 9.108-2023, пункт 29] |

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

3.9**внутреннее гладкостное покрытие; ВГП:** Антифрикционное покрытие, наносимое с целью снижения гидравлического сопротивления при транспортировке газа.

3.10 **водная преграда:** Природный или искусственный водоем, водоток либо иной объект, постоянное или временное сосредоточение вод в котором имеет характерные формы и признаки водного режима.

3.11**газопровод:** Трубопровод, предназначенный для транспортировки газа.

Примечание – В настоящем стандарте термин применяется для обозначения трубопроводов ЛЧ МГ.

3.12 **грунтовый массив:** Часть геологической среды, находящаяся во взаимодействии с подземным МГ.

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

3.14**диаметр номинальный** ***DN*:** Параметр, применяемый для трубопроводных систем и арматуры в качестве характеристики присоединяемых частей.

Примечание – Номинальный диаметр приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке, и указывается без обозначения размерности.

3.15**естественные и искусственные препятствия:** Реки, ручьи, озера, пруды, протоки и болота, овраги, балки; водохранилища, каналы, железные и автомобильные дороги, пересекаемые газопроводом.

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

3.17**заводское испытательное давление:** Гарантированное заводами-изготовителями давление испытания труб, деталей, арматуры и оборудования после их изготовления.

3.18

|  |
| --- |
| **защитное органическое покрытие:** Слой или система слоев полимерных, лакокрасочных, битумных, резиновых и иных органических материалов синтетического или натурального происхождения, наносимых на поверхности с целью защиты их от коррозии.  [ГОСТ 9.109-2023, пункт 1] |

3.19

|  |
| --- |
| **защитный потенциал:** Потенциал металла, при котором достигается определенная степень защиты.  Примечание - Защитный потенциал может задаваться анодной или катодной поляризацией от внешнего источника или путем соединения с протектором.  [ГОСТ 9.106-2021, пункт 106] |

3.20**зона термического влияния:** Участок основного металла трубы или соединительных деталей трубопроводов, не подвергшийся расплавлению, структура и свойства которого изменились в результате нагрева при сварке.

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

3.22**импульсный газ:** Сжатый природный газ, используемый для пневматического привода запорно-регулирующей арматуры.

3.23 **капитальный ремонт объекта магистрального газопровода**: Выполнение комплекса мероприятий по полному или близкому к полному восстановлению ресурса и/или эксплуатационных параметров объекта магистрального газопровода, без изменения первоначально установленных показателей функционирования такого объекта.

3.24 **категория участка магистрального газопровода:** Характеристика опасности участка магистрального газопровода, классифицируемая в зависимости от технических характеристик газопровода, плотности населения, антропогенной активности вблизи газопровода и иных факторов риска.

Примечание – Данная характеристика учитывает возможность внешнего повреждения магистрального газопровода и последствия возможных аварий на магистральном газопроводе.

3.25

|  |
| --- |
| **катодная защита:** Электрохимическая защита металла, осуществляемая катодной поляризацией от внешнего источника тока или путем соединения с металлом, имеющим более отрицательный потенциал, чем у защищаемого металла  [ГОСТ 9.106-2021, пункт 99] |

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

3.27 **компрессорный цех; КЦ:** Составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

3.28**микротоннелирование:** Технология прокладки труб закрытым способом работ с применением микротоннелепроходческого комплекса.

3.29**мягкий грунт**: Сыпучий минеральный грунт, не нарушающий целостность защитного покрытия в процессе строительства и эксплуатации трубопровода, с размером твердых фракций в поперечнике до 50 мм.

Примечание – В качестве мягкого грунта для подсыпки и присыпки используется:

− песок мелкий, средней крупности, крупный, гравелистый (классификация по   
ГОСТ 25100);

− песок для строительных работ по ГОСТ 8736;

− глинистые непучинистые, малопучинистые грунты (супеси, суглинки, глины) с размером комьев не более 50 мм в поперечнике, в т. ч. мерзлых.

3.30

|  |
| --- |
| **нагрузки:** Внешние механические силы (вес конструкций, оборудования, людей, снегоотложений, и др.), действующие на строительные объекты.  [ГОСТ 27751-2014, пункт 2.2.3] |

3.31**нормативный предел прочности (нормативное временное сопротивление) материала труб:** Минимальное гарантированное значение предела прочности (временного сопротивления) материала, установленное в стандартах, технических условиях и спецификациях на трубы.

3.32**нормативный предел текучести материала труб:** Минимальное гарантированное значение предела текучести материала, установленное в стандартах, технических условиях и спецификациях на трубы.

3.33 **обводненная береговая траншея**: Траншея для трубопровода на обводненной или заболоченной пойме реки.

3.34 **обводненный участок трубопровода:** участок, на котором трубопровод в проектном положении находится в водонасыщенных грунтах.

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

Примечание – Овальность определяется как разность максимального и минимального наружных диаметров трубы в одном сечении, отнесенная к полусумме этих диаметров.

3.36 **отвод трубопроводный:** Деталь, предназначенная для изменения направления оси трубопровода.

3.37 **относительная осадка при оттаивании ММГ:** Осадка, отнесенная к слою грунта единичной толщины, обусловленная таянием ледяных включений и уплотнением оттаявшего грунта при воздействии сжимающей нагрузки; выражается как отношение величины осадки образца мерзлого грунта к его высоте при оттаивании, например, в компрессионных условиях, при действии на него сжимающей нагрузки.

3.38**отсасывающий кабель:** Кабельная линия, соединяющая дроссель-трансформатор и тяговую подстанцию электрифицированной железной дороги.

3.39 **охранный кран:** Кран, устанавливаемый на газопроводе, на газопроводах-отводах к ГРС, до и (или) после УКПГ, КС, СПХГ и ГС для экстренного перекрытия потока газа.

Примечание – На КС это краны, установленные на газопроводе до и после узлов подключения, служат для отсечения КЦ с двух сторон. При работе КЦ открыты, закрываются при аварийном и плановом останове КЦ.

3.40 **параллельное следование газопровода:** Расположение оси газопровода параллельно другим действующим или проектируемым магистральным трубопроводам (в техническом коридоре без пересечений), другим линейным объектам (автомобильным, железным дорогам, линиям электропередачи).

Примечание – Не относятся к участкам параллельного следования участки трубопровода в границах минимальных расстояний при условии пересечения коммуникации или коммуникаций, относительно которых рассматривается параллельное следование, если минимальный угол между осью газопровода и пересекаемой коммуникацией больше минимального значения угла, нормативно установленного для пересечения указанных коммуникаций.

3.41 **площадь поперечного сечения трубопровода «в свету»:** Площадь полости поперечного сечения трубопровода (ограниченная внутренним диаметром трубы).

3.42**полка:** Строительная полоса на косогорах, устраиваемая путем срезки грунта или возведения насыпи.

3.43 **полоса воздушного подхода; ПВП:** воздушное пространство, примыкающее к взлетно-посадочной полосе в границах, установленных в целях обеспечения безопасности полетов воздушных судов при наборе высоты после взлета и снижении при заходе на посадку.

3.44**предел прочности (временное сопротивление) материала:** Напряжение, соответствующее наибольшему усилию, предшествующему разрыву образца.

3.45**предел текучести материала:** Напряжение, при котором материал образца начинает деформироваться без заметного увеличения растягивающего усилия.

3.46 **предельное состояние:** Состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Примечание – Недопустимость дальнейшей эксплуатации устанавливают на основе критериев предельного состояния объекта.

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

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

3.49 **протектор:** Электрод, выполненный из металла или сплава, имеющего более отрицательный электродный потенциал металла трубопровода.

3.50**пусковой газ:** Сжатый природный газ, используемый для пусковых устройств газоперекачивающих агрегатов и электростанций, для собственных нужд компрессорных станций.

3.51**рабочее давление:** Установленное проектом наибольшее внутреннее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода (нормальное протекание рабочего процесса).

Примечание – Рабочее давление определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

3.52

|  |
| --- |
| **рабочий уровень воды:** Уровень воды в момент его измерения.  [ГОСТ 23903-79, Приложение, пункт 4] |

3.53 **расчетная схема:** Условное изображение конструкции газопровода, принимаемое для выполнения расчетов на прочность и устойчивость.

3.54 **расчетный коэффициент:** Число (меньше единицы), определяющее безопасный уровень напряжений в трубопроводе по отношению к предельному состоянию по текучести или по прочности.

3.55

|  |
| --- |
| **ре'пер:** Геодезический знак, закрепляющий пункт нивелирной сети.  [ГОСТ 22268-76, пункт 74] |

3.56

|  |
| --- |
| **система электрохимической защиты; система ЭХЗ:** Комплекс средств электрохимической защиты, предусмотренный в составе защищаемого сооружения и предназначенный для снижения уровня коррозионных рисков.  Примечание – Как правило в систему ЭХЗ входят установки катодной и протекторной защиты, установки дренажной защиты, вставки (муфты электроизолирующие, устройства защиты от наведенных токов, система и средства коррозионного мониторинга.  [ГОСТ 9.108-2023, пункт 4] |

3.57**соединительная деталь трубопровода; СДТ:** Элемент трубопровода, предназначенный для изменения направления оси трубопровода, ответвления от него, герметизации концов, изменения диаметра трубопровода или толщины стенок.

Примечание - К соединительным деталям относятся отводы, переходы, днища, тройники, переходные кольца и пр.

3.58 **стесненные условия:** Условия размещения МГ, при которых вариативность размещения трассы газопровода ограничена существующей сложившейся застройкой и (или) рельефом местности и не позволяет разместить газопровод с соблюдением минимально допустимых расстояний.

3.59 **строительные нагрузки:** Нагрузки, возникающие при строительно-монтажных работах и испытаниях трубопроводной системы, в т.ч. собственный вес испытательной среды; к строительным следует относить также нагрузки при хранении и транспортировании труб и трубных плетей.

Примечание – К строительным нагрузкам также относят возможное образование вакуума при вакуумной осушке газопровода.

3.60 **температура замыкания:** Температура, при которой фиксируется расчетная схема газопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка газопровода и т.п., т.е. когда фиксируется положение статически неопределимой системы).

3.61**термореактивное покрытие:** Покрытие на основе синтетических материалов, которое в результате отверждения переходит в неплавкие и нерастворимые структуры.

3.62**технический коридор магистральных трубопроводов:** Территория, на которой проложены параллельно не менее двух трубопроводов с накладывающимися или соприкасающимися охранными зонами, которые входят в линейные части соответствующих магистральных трубопроводов, или участки этих трубопроводов и которая ограничена с внешних сторон охранными зонами линейных частей магистральных трубопроводов.

3.63**толщина стенки номинальная:** Толщина стенки трубы или соединительной детали, указанная в стандартах или технических условиях.

3.64 **топливный газ:** Сжатый природный газ, используемый для работы тепловых двигателей, электростанций и подогревателей ГРС, а также для собственных нужд объектов ЛЧ МГ.

3.65**транспортировка газа:** Подача газа из пункта его добычи, подготовки, компримирования или хранения в пункт доставки.

3.66**трубопроводы технологические основного назначения (трубопроводы технологические):** Трубопроводы, предназначенные для транспортировки газа в пределах промплощадки объекта (компрессорная станция, подземное хранилище газа, станция охлаждения газа, газоизмерительная станция, газораспределительная станция) для выполнения основных технологических процессов (очистки, компримирования, охлаждения, измерения, редуцирования и т.д.).

3.67**устойчивость газопровода:** Свойство конструкции газопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

3.68**функциональные нагрузки на газопровод:** Нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации газопровода.

3.69

|  |
| --- |
| **электроизолирующая вставка; ВЭИ:** Специализированное неразъемное изделие системы электрохимической защиты от коррозии, устанавливаемое в трубопровод и предназначенное для электрического разъединения участков трубопровода.  [ГОСТ 9.108-2023, пункт 88] |

# 4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АЗ | – | анодное заземление |
| АРМ | – | автоматизированное рабочее место |
| АТР | – | активный тектонический разлом |
| ВЛ | – | воздушная линия |
| ВЭИ | – | вставка электроизолирующая |
| ГВВ | – | горизонт высоких вод |
| ГИС | – | газоизмерительная станция |
| ГНБ | – | горизонтальное направленное бурение |
| ГНБЩ | – | горизонтальное направленное бурение щитом |
| ГКС | – | головная компрессорная станция |
| ГПА | – | газоперекачивающий агрегат |
| ГРС | – | газораспределительная станция |
| ГС | – | головное сооружение |
| ГФУ | – | горизонтальное факельное устройство |
| ДКС | – | дожимная компрессорная станция |
| ДЛО | – | дом линейного обходчика |
| ЗРА | – | запорно-регулирующая арматура |
| ЗТВ | – | зона термического влияния (сварного шва) |
| КИП | – | контрольно-измерительный пункт |
| КРН | – | коррозионное растрескивание под напряжением |
| КС | – | компрессорная станция |
| КУ | – | крановый узел |
| КЦ | – | компрессорный цех |
| ЛЧ МГ | – | линейная часть магистрального газопровода |
| ЛЭП | – | линия электропередачи |
| МГ | – | магистральный газопровод |
| ММГ | – | многолетнемерзлые грунты |
| МРЗ | – | максимальное расчетное землетрясение |
| МСЭ | – | медно-сульфатный электрод сравнения (Cu/CuSO4) |
| НД | – | нормативный документ |
| НДС | – | напряженно-деформированное состояние |
| НСМ | – | нетканый синтетический материал |
| НУЭ | – | нормальные условия эксплуатации |
| ОВОС | – | оценка воздействия на окружающую среду |
| ПЗ | – | проектное землетрясение |
| ПРГ | – | пункт редуцирования газа |
| ПХГ | – | подземное хранилище газа |
| СМР | – | строительно-монтажные работы |
| СПХГ | – | станция подземного хранения газа |
| СОГ | – | станция охлаждения газа |
| СОД | – | средства очистки и диагностики |
| ТКМ | – | точка коррозионного мониторинга |
| ТПА | – | трубопроводная арматура |
| ТС | – | тройник сварной |
| ТУ | – | технические условия |
| УДЗ | – | установка дренажной защиты |
| УЗРГ | – | узел замера расхода газа |
| УКЗ | – | установка катодной защиты |
| УКПГ | – | установка комплексной подготовки газа |
| ЭХЗ | – | система электрохимической защиты |

# 5 Общие положения

5.1 В состав МГ входят:

* газопровод (от пунктов приема газа в газотранспортную систему до пунктов сдачи потребителям) с газопроводами-отводами и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения КС, ГИС, ГРС, ПРГ, узлами пуска и приема СОД, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;
* система ЭХЗ;
* линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики газопроводов;
* ЛЭП, предназначенные для обслуживания газопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;
* противопожарные средства;
* противоэрозионные и защитные сооружения газопроводов;
* системы сбора и утилизации конденсата;
* здания и сооружения линейной службы эксплуатации газопроводов;
* вдольтрассовые (технологические) проезды и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопровода, а также подъездные дороги к объектам инфраструктуры МГ;
* головные и промежуточные (линейные) КС;
* ГИС и СОГ;
* ГРС;
* площадка с КС на объекте подземного хранения газообразных углеводородов;
* указатели, опознавательные, сигнальные и предупредительные знаки;
* прочие объекты, обеспечивающие технологический процесс транспортировки газа.

5.2 Газопровод следует прокладывать подземно (подземная прокладка). Прокладка газопровода по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается при соответствующем обосновании в случаях, приведенных в 11.1, при условии выполнения специальных мероприятий, обеспечивающих надежную и безопасную эксплуатацию МГ.

5.3 Прокладка газопровода может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым МГ – в техническом коридоре.

5.4 В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре газопроводов, нефтепроводов (нефтепродуктопроводов), трубопроводов стабильного конденсата и ингибиторопроводов. В этом случае проектирование МГ согласовывают с владельцем трубопроводов.

5.5 Перечень территорий, по которым не допускается прокладка МГ, приведен в 7.1.13.

5.6 Для обеспечения НУЭ и исключения возможности повреждения газопровода и других объектов МГ вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в этих зонах сельскохозяйственных и других работ регламентируются положениями 7.4.

5.7 Для обслуживания газопровода следует предусматривать вдольтрассовые (технологические) проезды и вертолетные площадки.

Схему вдольтрассовых проездов разрабатывают и утверждают в проекте с учетом обеспечения возможности подъезда для обслуживания газопровода и инфраструктуры МГ на всем протяжении. При разработке транспортной схемы следует максимально использовать существующие дороги общей сети.

Проектирование вдольтрассовых проездов, предусмотренных только для обслуживания трубопровода и его инфраструктуры, необходимо выполнять в соответствии с требованиями действующих документов по стандартизации и иных нормативных документов.

Для проектирования вдольтрассовых проездов и подъездных дорог к объектам инфраструктуры МГ предусматривается оформление аренды необходимых земельных участков или права ограниченного пользования чужими земельными участками (сервитут) в соответствии с законодательством государств союза.

5.8 Температуру газа, поступающего в газопровод, следует устанавливать исходя из возможности транспортировки продукта и требований, предъявляемых к сохранности защитных органических покрытий, прочности, устойчивости и надежности газопровода. Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решается при проектировании.

5.9 Расчетные схемы и методы расчета газопроводов на прочность и устойчивость необходимо выбирать с учетом использования автоматизированных способов расчета.

5.10 МГ и их сооружения следует проектировать с учетом максимальной индустриализации СМР за счет применения труб и сборных конструкций в блочно-комплектном исполнении из стандартных и типовых элементов и деталей с наружным защитным покрытием, изготовленных на заводах или в стационарных условиях, обеспечивающих качественное их изготовление. При этом принятые в проекте решения должны обеспечивать бесперебойную и безопасную эксплуатацию МГ.

5.11 При проектировании МГ следует использовать материалы, изделия и оборудование, прошедшие процедуру эксплуатационных испытаний и разрешенные к применению надзорными органами государств союза.

5.12 Геодезическое позиционирование объектов МГ должно быть отражено в исполнительной документации и включать схему точек измерений, номера точек с их пространственными координатами.

# 6 Классификация участков газопроводов по безопасности

6.1 Все участки газопроводов подразделяются по ответственности на три категории:

* Н (Нормальная);
* С (Средняя);
* В (Высокая).

Соответствие между категориями участков трубопроводов по настоящему стандарту и нормативными документами, действующими в государствах союза, приведено в Таблице 1.

Таблица 1 – Соответствие между категориями участков по действующим нормативным документам

|  |  |
| --- | --- |
| Настоящий стандарт | Действующие нормативные документы[[1]](#footnote-1) |
| В | В |
| С | I - II |
| Н | III - IV |

6.2 Категории участков газопроводов устанавливаются в зависимости от их назначения согласно таблице 2, в которой учитываются особенности природных и антропогенных условий эксплуатации участка, а также сложность его конструктивного исполнения и трудности выполнения ремонтных работ.

Таблица 2 – Категории участков газопроводов в зависимости от их назначения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| 1 Переходы через водные преграды:   * прокладываемые закрытыми способами (ГНБ, микротоннелирование, ГНБЩ и др.), независимо от ширины зеркала воды в межень;   шириной зеркала воды в межень 75 м и более и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый;   * шириной зеркала воды в межень от 25 до 75 м и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый; | В  В  С | –  –  – | –  В  С |
| * несудоходные шириной зеркала воды в межень от 10 м до 25 м – в русловой части и глубиной свыше 1,5 м и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды), оросительные и деривационные каналы; | С | – | С |
| * горные потоки (реки); | С | – | С |
| * поймы рек, ручьев по ГВВ 10 % обеспеченности | С | – | С |
| 2 Переходы через болота типа:   * второй; | С | Н | Н |
| * третий | С | С | С |

*Продолжение таблицы 2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| 3 Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):   * участки газопроводов на переходах через железные дороги общей сети, автомобильные дороги I, II и III категории, включая участки на расстоянии 50 м по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения дороги; | В | – | В |
| * участки газопроводов на переходах через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категории, а также участки на расстоянии согласно 7.2.2 по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог | С | – | С |
| 4 Трубопроводы технологические основного назначения, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, ГИС, включая конденсатосборники, обвязку узлов пуска и приема СОД, а также трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа. Трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемых на территории КС. Участки газопроводов и трубопроводы узла подключения к КС, располагаемые на территории КС при бесшлейфовой компоновке. | В | В | В |
| 5 Пересечения (в обе стороны, в пределах расстояний R, определяемых по 6.4) с ВЛ электропередачи напряжением: |  |  |  |
| * 500 кВ и более; * от 330 до 500 кВ | В  С | –  – | –  – |
| 6 Газопроводы в горной местности при укладке в тоннелях | – | С | С |
| 7 Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на | С | С | С |

*Продолжение таблицы 2*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| расстоянии 100 м от границ разлома |  |  |  |
| 8 Газопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций | С | – | – |
| 9 Газопроводы, прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, а также газопроводы, прокладываемые в сильнозасоленных грунтах | С | С | С |
| 10 Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты | С | – | С |
| 11 Газопроводы на узлах установки линейной арматуры и примыкающие к узлам участки газопровода (за исключением участков категории В) на длине , определяемой по 6.4 | С | С | С |
| 12 Газопроводы на длине , определяемой по 6.4, от трубных коллекторов подводных переходов (за исключением участков категории В) | С | С | С |
| 13 Трубопроводы на узлах пуска и приема СОД и примыкающие к узлам участки газопровода (за исключением участков категории В) на длине , определяемой по 6.4 | С | С | С |
| 14 Газопроводы на узлах подключения КС, располагаемых вне КС, участки между территорией КС, ДКС, ГРС, УКПГ и охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, а также трубопроводы топливного и импульсного газа (от узла подключения до ограждения) | С | С | С |
| 15 Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в 7.2.2, а также участки за охранными кранами на длине , | С | С | С |

*Продолжение таблицы 2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| определяемой по 6.4 |  |  |  |
| 16 Газопроводы, примыкающие к секущему крану ГИС и ПРГ, на длине , определяемой по 6.4, в обе стороны | С | С | С |
| 17 Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами и т.п.) на длине 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации | С | С | С |
| 18 Пересечения с многониточными газопроводами номинальным диаметром свыше *DN* 1000 и давлением 7,5 МПа и более, в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации | С | – | – |
| 19 Газопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям с частотой провалов земной поверхности более 0,1 1/год и средним диаметром провалов от 3 м. | С | С | С |
| 20 Участки газопроводов, прокладываемые закрытыми способами, кроме переходов категории В через водные преграды шириной зеркала воды в межень 75 м и более | С | – | – |
| 21 Газопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения ГИС, УКПГ, КС ПХГ, ДКС, ГКС, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, узлов пуска и приема СОД, узлов подключения КС в пределах расстояний, указанных в поз. 11, 12, 13, 14, 16 | С | С | С |
| Если они не относятся к категории В по виду прокладки и другим параметрам | | |

*Продолжение таблицы 2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| Примечания  1 Участки трубопроводов, не указанные в таблице 2, относят к категории Н.  2 Участкам газопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды или гибель людей, при соответствующем обосновании допускается назначать более высокие категории.  3 Под индексом «п» в категориях автомобильных дорог (см. позицию 3) следует понимать индексы «в», «н», «к». Данные индексы в зависимости от характера деятельности предприятия означают следующие категории автомобильных дорог промышленных предприятий:  «в» - автомобильные дороги заводов, фабрик и т.п.;  «н» - автомобильные дороги нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; «к» - автомобильные дороги открытых горных разработок.  4 Типы болот принимают в соответствии с 6.3.  5 При пересечении газопроводом массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.  6 Категорию участков газопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, принимают как для переходов через судоходные водные преграды.  7 При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления, позволяющей оперативное проведение в данной местности аварийно-восстановительных работ на газопроводах в случае их повреждения, выполнение положений позиции 1, пятое перечисление, необязательно.  8 Категории участков газопроводов на переходах через водохранилища, пруды, озера принимают по позиции 1, второе перечисление.  9 Знак «–» в таблице означает, что данный способ прокладки не предусматривается.  10 Участкам газопроводов (позиция 21) допускается назначать категорию В при cтесненных условиях расположения крановых узлов и перемычек.  11 Действующие газопроводы категории Н, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению специализированной диагностической организации, согласованному заказчиком строящегося сооружения и эксплуатирующей организацией МГ), при пересечении их открытым способом проектируемыми трубопроводами, линиями | | | |

*Окончание таблицы 2*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение участков газопроводов | Категории участков  при прокладке | | |
| подземной | наземной | надземной |
| электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в поз. 17,18, и при параллельной прокладке в соответствии с поз. 21 не подлежат замене на газопроводы категории С.  12. Действующие газопроводы категории Н при пересечении их коммуникациями, указанными в поз. 17,18, закрытыми методами прокладки (ГНБ, микротоннелирование, ГНБЩ и др.), с обеспечением расстояния между пересекаемым газопроводом и коммуникацией в свету не менее 5,0 м, не подлежат замене на газопроводы категории С. При этом совместное подтверждение технического состояния действующих газопроводов не требуется.  13 При установке кранового узла на газопроводе-отводе для его подключения к действующему газопроводы положения позиции 11 таблицы 2 распространяется на прилегающие участки газопровода и газопровода-отвода.14 Действующие газопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции или капитальному ремонту в соответствии с поз. 3.  15 Угол подхода газопроводов к площадкам КС, СОГ и ГРС (между осью газопровода и ограждением площадок) следует принимать не менее 60°. В случае несоблюдения данного условия участок газопровода, примыкающий к площадкам, на расстоянии (по радиусу) согласно таблице 4 от ограждения площадки следует принимать категории В. | | | |

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

* первый тип – 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 щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа;
* второй тип – болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;
* третий тип – болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

6.4 Расстояния и длины , м, указанные в таблице 2, определяют по формуле

(6.1)

где – рабочее давление в газопроводе, МПа.

Значение округляется в большую сторону с точностью до 5 м.

Примечания

1. Термин «расстояние» в таблице 2 и в данном пункте означает:

- при пересечениях железных и автомобильных дорог – расстояние от точки оси газопровода до подошвы земляного полотна или до края водоотводного сооружения пересекаемой дороги (коммуникации и др.) по перпендикуляру к ней;

- при расстояниях от площадок – наименьшая длина перпендикуляра от границы площадки до оси газопровода. Границы площадки определяются отведенным земельным участком для рассматриваемого объекта.

2 Термин «длина» в таблице 2 и в данном пункте означает протяженность, отмеряемую по оси газопровода независимо от его конфигурации.

# 7 Основные положения по выбору трасс газопроводов

# 7.1 Выбор трасс газопроводов

7.1.1 Выбор трассы газопровода выполняется проектной организацией совместно с заказчиком на основе утвержденного задания на проектирование.

7.1.2 Выбор трассы газопровода проводится с учетом возможной минимизации затрат при сооружении, эксплуатации, консервации и ликвидации МГ.

7.1.3 Для обоснования выбора трассы газопровода следует учитывать следующие факторы:

* начальная и конечная точки газопровода;
* диаметр и протяженность газопровода;
* расположение и количество площадок КС;
* конструктивные схемы укладки газопровода;
* безопасность населения и персонала, работающего вблизи газопровода;
* инженерно-геологические и климатические условия, включая условия поперечных нагрузок вызываемых переменным суточным давлением наледей в руслах поперечных почвенных водотоков; повреждения изоляции, вызываемые указанным движением;
* инженерно-геодезические условия;
* инженерно-экологические условия, включая экологические ограничения, в том числе:

1) земли особо охраняемых территорий и объектов;

2) объекты культурного наследия;

3) места захоронения животных;

4) мелиорируемые земли и земли сельхозназначения;

5) защитные леса;

6) поверхностные и подземные источники водоснабжения;

7) водоохранные зоны водных объектов;

8) приаэродромные территории;

9) санитарно-защитные зоны действующих объектов;

10) полезные ископаемые;

11) кладбища и крематории;

12) твердые бытовые отходы, несанкционированные свалки, захоронения вредных отходов;

* требования к строительству и эксплуатации МГ;
* перспективы развития территории;
* наличие крупных и средних рек, болот, озер;
* наличие автомобильных и железных дорог, оврагов, действующих трубопроводов, ЛЭП и связи и других сооружений;
* наличие факторов коррозионной опасности, включая опасность биокоррозии и КРН.

Примечание – Перспективы развития территории определяются в соответствии с нормативно-правовыми актами и документами, действующими в государствах союза.

7.1.4 При выборе трассы газопровода следует исследовать все характерные для района размещения явления, процессы и факторы природного и техногенного происхождения, которые могут оказывать влияние на безопасность МГ и вызвать негативное воздействие на население и окружающую среду, в том числе закономерности распространения промышленных выбросов в атмосферу.

7.1.5 При выборе оптимального варианта трассы газопровода в районах со сложным рельефом, значительно залесенных, заболоченных, с большим количеством оврагов, речек, озер, солончаков, наличием карста, термокарста, в застроенных районах решение о применении космической съемки, аэрофотосъемки или лазерного сканирования принимается заказчиком.

7.1.6 Выбор трассы газопровода осуществляют в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством государств союза, а также с учетом необходимости защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

7.1.7 Трассу газопровода следует выбирать с учетом затрат на возмещение:

* убытков правообладателям земельных участков;
* ущерба рыбному хозяйству;
* платы за пользование лесными участками и затрат на компенсационное лесовосстановление (в случае, предусмотренном законодательством государств союза;
* других потерь от негативного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации МГ;
* расходов на археологические обследования и охранно-спасательные мероприятия.

7.1.8 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать возможность развития процессов КРН, т.е. необходимо учитывать природные и техноприродные факторы, определяющие предрасположенность газопроводов на отдельных участках к развитию КРН.

Следует учитывать поперечные нагрузки, вызываемые переменным суточным давлением наледей в руслах поперечных почвенных водотоков; повреждения изоляции, вызываемые указанным движением, и другие.

Примечание – Возможность протекания процесса КРН определяют по наличию следующей группы факторов:

- пленочного защитного покрытия трубопроводов;

- срока эксплуатации трубопроводов свыше 10 лет;

- трещиноподобных дефектов, выявленных по результатам любых видов диагностических обследований;

- труб, предрасположенных к КРН, или территориальной предрасположенности участков газопровода к процессу КРН в соответствии с нормативными документами, действующими в государствах союза.

7.1.9 При выборе трассы газопровода следует учитывать условия строительства, чтобы обеспечить применение наиболее экономичных и высокопроизводительных методов СМР.

7.1.10 Камеральную проработку вариантов трассы газопровода следует производить в пределах области поиска, определяемую эллипсом, в фокусах которого находятся начальный и конечный пункты трассы.

7.1.11 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать транспортные коммуникации района будущего строительства с целью максимального использования их для доставки труб от станций разгрузки до трубосварочных пунктов и развозки плетей к трассе.

7.1.12 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных, автомобильных дорог, других объектов и проектируемого МГ на ближайшие 25 лет, а также условия строительства и обслуживания МГ 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 МГ.

7.1.13 Газопроводы следует прокладывать вне застроенных территорий или территорий с высокой антропогенной активностью (за пределами границ городов и других населенных пунктов).

При выборе трассы следует учитывать, что не допускается прохождение газопроводов:

* в тоннелях автомобильных и железных дорог;
* в тоннелях совместно с электрическим кабелем и кабелями связи и трубопроводами иного назначения;
* в одной траншее с электрическими кабелями и кабелями связи и трубопроводами иного назначения, принадлежащими другим министерствам и ведомствам за исключением случаев прокладки кабеля технологической связи и КИП данного газопровода на переходах через железные и автомобильные дороги (в одном кожухе);
* ближе 500 м от боковой границы второго пояса зоны санитарной охраны источников хозяйственного питьевого водоснабжения.

7.1.14 Оползневые зоны протяженности более 100 м следует обходить выше оползневого склона.

7.1.15 В районах с сильно пересеченным рельефом местности и в горных условиях трассу газопровода следует выбирать в долинах рек вне зоны затопления или по водоразделам.

7.1.16 При выборе трассы следует по возможности избегать пересечений лесов следующих категорий:

* расположенных в пределах водоохранных зон, выполняющих функцию защиты водных объектов;
* выполняющих функции защиты источников питьевого водоснабжения;
* противоэрозионных лесопарковых частей зеленых зон поселений и лесов санитарно-защитных зон хозяйственных объектов;
* первой, второй и третьей зон округов санитарной охраны курортов;
* ценных лесов, включающих особо ценные лесные массивы;
* лесов на пустынных, полупустынных, степных, лесостепных и малолесных горных территориях;
* лесов, имеющих научное или историческое значение;
* орехово-промысловых зон и кедровых лесов;
* лесоплодовых насаждений;
* притундровых лесов;
* ленточных боров;
* лесов особо охраняемых природных территорий, в том числе заповедных лесных участков;
* лесов и защитных участков лесов, необходимых для осуществления жизненных циклов объектов животного мира.

7.1.17 Выбор трассы на ММГ производят на основе:

* мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территорий масштаба не более 1:100 000;
* схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;
* карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
* карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

7.1.18 На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, следует проводить предварительные инженерно-геологические изыскания для прогноза этих процессов.

7.1.19 При выборе трассы на ММГ следует по возможности избегать участки с подземными льдами, наледями, морозобойным растрескиванием, буграми пучения, проявлениями термокарста, солифлюкции и термоэрозии, косогоров с льдонасыщенными глинистыми и переувлажненными пылеватыми грунтами.

Бугры пучения следует проходить с низовой стороны.

7.1.20 Трассу газопровода на подрабатываемой территории увязывают с планами производства горных работ с учетом изменения инженерно-геологических условий подработанной территории (провалы, мульды сдвижения, суффозионные воронки и оседания земной поверхности) и предусматривают преимущественно по территориям, на которых уже закончились процессы деформации поверхности.

7.1.21 При выборе трасс газопровода в сейсмически опасных районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает девять баллов.

Выбор трассы газопровода в перечисленных условиях может осуществляться только в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании.

7.1.22 Створы переходов МГ через реки следует выбирать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами при минимальной ширине заливаемой поймы. Створы подводного перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярно динамической оси потока, но не менее 60 градусов. Участки русла, сложенные скальными грунтами, желательно избегать. Устройство подводных переходов на перекатах не допускается.

7.1.23 При выборе створа перехода МГ следует учитывать гидролого-морфологические характеристики водотока.

7.1.24 Выбор створа подводного перехода МГ в верховьях рек в местах нерестилищ, нагула и зимования рыб, на реках со значительными деформациями русла и большими скоростями течения, с интенсивным судоходством и искусственными сооружениями на берегу при невозможности соблюдения минимальных расстояний до существующих трубопроводов и других сооружений, когда необходима реконструкция существующего подводного перехода прокладкой новых трубопроводов, производится, как правило, закрытым способом прокладки.

Примечания

1 Реки со значительными деформациями русла характеризуются изменениями в паводок не только глубины русла, но и очертаниями в плане. Коэффициент устойчивости русла для них не превышает 2,5.

2 Большой считается скорость течения реки свыше 3 м/с.

7.1.25 Расстояние между параллельными газопроводами 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 газопроводов.

7.1.26 Для целей строительства и размещения объектов МГ в соответствии с законодательством государств союза производится отвод земель во временное пользование. Порядок и нормы предоставления земель устанавливаются Правительствами государств союза.

7.1.27 Расстояние от запорной арматуры и продувочных свечей газопроводов до оси нефтепроводов или нефтепродуктопроводов при параллельной прокладке с газопроводом и при их пересечении должно соответствовать расстоянию, установленному для параллельной прокладки нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

# 7.2 Минимальные расстояния до магистральных газопроводов

7.2.1 Минимальная ширина полосы отвода земель для размещения газопровода

7.2.1.1 Ширина полосы отвода земель для цели строительства одного подземного газопровода должна быть не менее, указанной в таблице 3.

7.2.1.2 Предоставление для строительства газопровода земель лесного фонда производится преимущественно за счет не покрытых лесом площадей или площадей, занятых кустарниками и малоценными насаждениями. При обоснованной необходимости предоставления для указанных целей земель лесного фонда, покрытых лесом, ширина полос земель для строительства газопровода устанавливается в соответствии с требованиями законодательства государств союза, но не более ширины полосы земель для одного подземного магистрального трубопровода на землях несельскохозяйственного назначения, или непригодных для сельского хозяйства, и землях государственного лесного фонда, указанной в таблице 3.

Таблица 3 – Минимальная ширина полосы отвода земель для размещения газопровода

| Номинальный диаметр  газопровода | На землях  несельскохозяйственного назначения, или  непригодных для сельского хозяйства, и землях  государственного лесного фонда без рекультивации, м | На землях  сельскохозяйственного назначения (при снятии и  восстановлении  плодородного слоя), м |
| --- | --- | --- |
| 1 До 400 включ. | 20 | 28 |
| 2 Св. 400 до 700 включ. | 23 | 33 |
| 3 « 700 « 1000 « | 28 | 39 |
| 4 « 1000 « 1200 « | 30 | 42 |
| 5 « 1200 « 1400 « | 32 | 45 |
| Примечание – 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. | | |

7.2.1.3 Ширина полос отвода земель при подземной прокладке газопроводов, строящихся в труднопроходимой местности (в болотах, тундре, пустынях, горных условиях и т.п.), а также размеры земельных участков для противопожарных и противоаварийных сооружений (обвалований, канав и емкостей для сбора конденсата), размещения станций катодной защиты, узлы установки линейной запорной арматуры, узлов подключения КС, устройств пуска/приема СОД и для строительства переходов через естественные и искусственные препятствия определяются проектом, утвержденным в установленном порядке.

**7.2.2 Минимальные расстояния до магистрального газопровода от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений**

7.2.2.1 Минимальные расстояния до оси газопровода от других объектов, не входящих в состав магистрального газопровода, принимают согласно положениям Приложения 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3] и п. 7.2.2.2. Трассы газопроводов и площадки КС, СОГ и ГРС выбирают так, чтобы расположенные вблизи населенные пункты, отдельные жилые, хозяйственные и производственные постройки и другие объекты третьих лиц находились в условиях приемлемого риска согласно требованиям законов, постановлений Правительств и других нормативно-правовых актов государств союза.

Примечания

1 Расстояния до железных и автомобильных дорог, а также до мостов и путепроводов на дорогах в Приложении 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3] указаны для газопроводов, прокладываемых параллельно дорогам.

2 Под отдельно стоящим зданием или строением понимают здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.

3 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее принимают такими же, как от соответствующих дорог.

4 Объекты МГ, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, располагают за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.

Размещение объектов МГ, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, в пределах полос воздушного подхода допустимо в случае применения одного или нескольких компенсирующих мероприятий:

- установление категории «В» для участков газопроводов, расположенных в пределах полосы воздушного подхода, и примыкающих участков газопроводов за границами полосы воздушного подхода на протяженности не менее 25 м;

- прокладка указанных участков газопроводов в защитном футляре (при расстоянии от участка газопровода в пределах полосы воздушного подхода до границ взлетно-посадочной полосы менее 5 км и отсутствии углов поворота трассы);

- размещение вытяжных свечей защитных футляров за границами полосы воздушного подхода на расстоянии не менее 40 м от границ полосы воздушного подхода;

- обеспечение комплексной защиты подземных газопроводов и защитных футляров от коррозии с применением защитных покрытий усиленного типа и систем ЭХЗ;

- применение систем непрерывного контроля загазованности межтрубного пространства (в случае прокладки газопровода в защитном футляре) с выводом сигнала на диспетчерский пульт аэропорта (аэродрома) и организации, эксплуатирующей МГ;

- 100 % контроль монтажных сварных соединений дублирующими методами неразрушающего контроля;

- размещение опознавательных знаков на расстоянии не более 100 м и на углах поворота трассы газопровода;

- уровень кольцевых напряжений в трубопроводе не должен превышать 45% нормативного предела текучести металла труб;

- заглубление трубопровода следует принимать не менее 1,8 м;

- испытания линейной части МГ на прочность и герметичность следует выполнять только гидравлическим методом;

- запорная арматура, используемая для отсечения участков в пределах границ ПВП, должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия.

Необходимость и достаточность принятого комплекса компенсирующих мероприятий должна быть обоснована методами количественного анализа риска.

7.2.2.2 Минимальные расстояния до объектов нефтяной и газовой промышленности, отсутствующих в [3], приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Минимальные расстояния до оси газопровода

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объекты, здания и сооружения | | Минимальное расстояние от оси газопроводов, м | | | | | | |
| номинальным диаметром | | | | | | |
| До 150 включ. | Св. 150 до 300 включ. | Св. 300 до 600 включ. | Св. 600 до 800 включ. | Св. 800 до 1000 включ. | Св. 1000 до 1200 включ. | Св. 1200 до 1400 включ. |
| 1 Территории КС, НПС, КС ПХГ, ГКС, ДКС, СОГ, ГИС, узел редуцирования, технологические площадочные объекты ЛЧ МГ. | при рабочем давлении свыше 10 до 14,7 МПа включительно | 95 | 95 | 155 | 185 | 245 | 275 | 305 |
| при рабочем давлении свыше 14,7 до 25 МПа включительно | 120 | 120 | 200 | 240 | 320 | 360 | 400 |

*Продолжение таблицы 4*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объекты, здания и сооружения | Минимальное расстояние от газопроводов, м | | | | | | | | |
| номинальным диаметром | | | | | | | | |
| До 150 включ. | | Св. 150 до 300 включ. | Св. 300 до 600 включ. | Св. 600 до 800 включ. | Св. 800 до 1000 включ. | | Св. 1000 до 1200 включ. | Св. 1200 до 1400 включ. |
| 2 Территории ГРС, автоматизированных ГРС, регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом: | |  |  |  |  | |  |  |  |
| * городов, населенных пунктов, предприятий, отдельных зданий и сооружений; других потребителей; | | 30 | 50 | 75 | 100 | | 125 | 150 | 175 |
| * объектов газопровода (УЗРГ, ДЛО, радиорелейных станций, термоэлектрогенераторов и т.д.) | | 25 | 25 | 25 | 25 | | 25 | 25 | 25 |
| 3 Земляной амбар для аварийного выпуска конденсата из газопровода, ГФУ.  Земляной амбар для аварийного выпуска нефти из нефтепровода. | | 50 | 50 | 75 | 75 | | 75 | 100 | 100 |
| 4 Вдольтрассовые проезды и подъездные автодороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов. | | 10 | | | | | | | |
| 5 Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами; электростанции с дизельными и газопоршневыми агрегатами; аппаратура связи, телемеханики и автоматики, блочно-комплектные устройства электроснабжения, зоны прокладки кабелей КИП, относящихся к МГ; мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной РРЛ связи трубопроводов. | | 15 от крайней нитки | | | | | | | |

*Окончание таблицы 4*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объекты, здания и сооружения | Минимальное расстояние от газопроводов, м | | | | | | |
| номинальным диаметром | | | | | | |
| До 150 включ. | Св. 150 до 300 включ. | Св. 300 до 600 включ. | Св. 600 до 800 включ. | Св. 800 до 1000 включ. | Св. 1000 до 1200 включ. | Св. 1200 до 1400 включ. |
| 6 Открытые трансформаторные подстанции. | 25 | | | | | | |
| 7 Кабели междугородной связи и силовые электрокабели. | 10 | | | | | | |
| Примечания  1 Минимальные расстояния до магистрального трубопровода от объектов, зданий и сооружений, не указанных в [3] и в Таблице 4, устанавливаются в соответствии с законодательством государств союза.  2 Положения позиции 1 Таблицы 4 не распространяются на КС бесшлейфовой компоновки. | | | | | | | |

7.2.2.3 Минимальные расстояния до оси газопровода в позиции 1 таблицы 4 являются базисными и соответствуют номинальному рабочему давлению  = 10 МПа.

7.2.2.4 Минимальные расстояния , м, до оси участков газопроводов с рабочим давлением  > 10 МПа от объектов позиции 1 Таблицы 4 вычисляют по формуле

, (7.1)

где – рабочее давление в газопроводе, МПа (в формулу (7.1) подставлять в безразмерном виде);

– базисное значение минимального расстояния, принимаемое согласно данным позиции 1 таблицы 4 в зависимости от диаметра газопровода.

При определении минимального расстояния по формуле (7.1) полученное значение следует округлить в большую сторону с точностью до 5 м.

7.2.2.5 Допускаются проектные решения, предусматривающие нахождение фактически существующих объектов, указанных в п. 7, а) – г) Приложения № 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3] и в позиции 1 Таблицы 4, от оси газопровода (диаметром более *DN* 300) на расстояниях, меньших чем установленные для данных объектов минимальные расстояния:

* на 50 % для участков категории Н при повышении категории участка до категории В;
* на 25 % для участков категории Н при повышении категории участка до категории С;
* на 25 % для участков категории С при повышении категории участка до категории В.

При этом в проектной документации выполняют оценку риска и предусматривают применение одного или несколькихтехнически и экономически обоснованных компенсирующих мероприятий, таких как:

- увеличение глубины залегания газопровода;

- увеличение толщины стенки трубы газопровода по сравнению с расчетной;

- дополнительные решения по защите от коррозии и коррозионному мониторингу;

- применение устройств контроля загазованности;

- 100 % контроль монтажных сварных соединений методами неразрушающего контроля и т.д.

Примечание – В документации по планировке территории объектов строительства и реконструкции ЛЧ МГ минимально-допустимые расстояния принимают в соответствии с Приложением 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3] и позиции 1 Таблицы 4 без сокращений, для исключения появления в пределах указанных расстояний новых объектов (зданий, сооружений), не относящихся к МГ.

7.2.2.6 Минимальное расстояние от границ городов и других населенных пунктов с учетом перспектив их развития на ближайшие 25 лет в районах распространения ММГ до ближайшего газопровода номинальным диаметром *DN* 1000 и более и до границ технических коридоров трубопроводов следует принимать не менее 700 м.

В стесненных условиях данное расстояние допускается сокращать до 500 м при условии повышения категорийности таких участков до категории С и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию МГ.

7.2.2.7 Минимальные расстояния от надземных газопроводов до ВЛ электропередачи напряжением 6 кВ и более принимают согласно требованиям [3].

**7.2.3 Расстояния до КС, СОГ и ГРС от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений**

7.2.3.1 Минимальные расстояния до компрессорных станций, станций охлаждения газа, газоизмерительных и газораспределительных станций от других объектов, не входящих в состав магистрального трубопровода, следует принимать согласно требованиям Приложения № 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3].

7.2.3.2 Мачты (башни) радиорелейной линии связи МГ допускается располагать на территории КС, СОГ или ГРС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования КС, СОГ или ГРС должно не менее чем на 10 % превосходить высоту мачты. При стесненных условиях на ГРС допускается установка опор малоканальной радиосвязи вблизи здания операторной.

7.2.3.3 При размещении на объектах магистрального газопровода (КС, ГРС, линейной части и др.) одоризационных установок расстояние от них до населенных пунктов принимают с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере воздуха населенных пунктов, установленных соответствующими органами государств союза.

7.2.3.4 Под номинальным диаметром газопровода для ГРС принимают диаметр номинальный газопровода-отвода.

7.2.2.5 Минимальные расстояния до КС, СОГ и ГРС от объектов, зданий и сооружений, не указанных в [3], устанавливаются в соответствии с законодательством государств союза.

**7.2.4 Расстояния между параллельными нитками газопроводов**

7.2.4.1 Расстояние между осями смежных газопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для газопровода большего диаметра.

7.2.4.2 Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов (или нефтепродуктопроводов) необходимо предусматривать как для газопроводов (за исключением случаев, приведенных в 7.2.4.10 и 7.2.4.12).

При наличии защитных сооружений у нефтепроводов (или нефтепродуктопроводов) расстояние принимается от внешней границы защитного сооружения.

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

Расстояние от запорной арматуры и продувочных свечей МГ до оси нефтепроводов или нефтепродуктопроводов при параллельной прокладке с газопроводами и при их пересечении должно соответствовать расстоянию, установленному для параллельной прокладки нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

7.2.4.3 В случае, если минимальное расстояние между трубопроводами находится вычислением по приведенным ниже формулам, полученное значение следует округлить в большую сторону с точностью до 1 м.

7.2.4.4 Базисные (при рабочем давлении 10 МПа) минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при подземной прокладке следует принимать согласно данным таблицы 5 (кроме газопроводов, указанных в 7.2.4.10).

Таблица 5 – Базисные минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов с рабочим давлением 10 МПа при подземной прокладке

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальный диаметр | Расстояние между осями смежных газопроводов, м |
| До 400 включ. | 8 |
| Св. 400 до 700 включ. | 9 |
| « 700 « 1000 « | 11 |
| « 1000 « 1200 « | 13 |
| « 1200 « 1400 « | 15 |
| Примечание– Расстояние между осями смежных газопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для газопровода большего диаметра. | |

7.2.4.5 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками подземных газопроводов , м, вычисляют по формуле

, (7.2)

, (7.3)

где – рабочее давление в  – ом МГ, МПа (в формулу (7.3) подставлять в безразмерном виде). Если рабочее давление в одном из смежных газопроводов ниже 10 МПа, в формуле (7.3) следует подставлять ;

– базисное минимальное расстояние при параллельной прокладке  – ого газопровода при рабочем давлении, равном 10 МПа, принимаемое согласно данным таблицы 5 в зависимости от диаметра газопровода.

7.2.4.6 Базисные (при рабочем давлении 10 МПа) минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при надземной, наземной или комбинированной прокладке в районах, указанных в 11.1 (за исключением горной местности), следует принимать согласно данным таблицы 6.

Таблица 6 – Базисные минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов с рабочим давлением 10 МПа при надземной, наземной или комбинированной прокладке

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Способ прокладки параллельных ниток газопроводов | | Минимальное расстояние в свету между параллельными нитками газопроводов, м | | | | | |
| на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной до10 м включительно | | | при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м | | |
| при магистрального газопровода | | | | | |
| первой | второй | до 700 включ. | св.700  до 1000 включ. | св. 1000  до 1400  включ. | до 700  включ. | св.700  до 1000 включ. | св. 1000  до 1400 включ. |
| Наземный | Наземный | 20 | 30 | 45 | 15 | 20 | 30 |
| Подземный | 20 | 30 | 45 | 15 | 20 | 30 |
| Надземный | 20 | 30 | 45 | 15 | 20 | 30 |
| Надземный | 40 | 50 | 75 | 25 | 35 | 50 |
| 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 ручьи, овраги и другие препятствия) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков к категории C указанные расстояния принимают как для подземной прокладки (с учетом положений 11.13). | | | | | | | |

7.2.4.7 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при надземной, наземной или комбинированной прокладке в районах, указанных в 11.1 (за исключением горной местности), если рабочее давление хотя бы в одном из них превышает 10 МПа, следует определять по формулам (7.1) и (7.2), при этом базисные минимальные расстояния следует принимать в соответствии с данными таблицы 6 в зависимости от номинального диаметра газопровода.

7.2.4.8 Базисные (при рабочем давлении 10 МПа) расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами в одном техническом коридоре (кроме районов, указанных в 7.2.4.11) 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 6 – при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопровода;
* в таблице 7– при подземной прокладке газопровода.

Примечание – Комбинированная прокладка газопровода означает сочетание для одного газопровода подземного способа прокладки (основного) с участками надземной или наземной прокладки.

Таблица 7 – Базисные минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами с рабочим давлением 10 МПа при подземной прокладке

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр\* | Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных газопроводов на землях, м | |
| несельскохозяйственного  назначения или непригодных для сельского хозяйства;  Государственного лесного фонда | сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя) |
| До 400 включ. | 11 | 20 |
| Св. 400 до 700 включ. | 14 | 23 |
| « 700 « 1000 « | 15 | 28 |
| « 1000 « 1200 « | 16 | 30 |
| « 1200 « 1400 « | 18 | 32 |
| \* Принимается по газопроводу большего диаметра.  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 положения 7.2.4.2.  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 | | |

*Окончание таблицы 7*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр\* | Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных газопроводов на землях, м | |
| несельскохозяйственного  назначения или непригодных для сельского хозяйства;  Государственного лесного фонда | сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя) |
| которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя.  4 Допускается прокладка газопровода на участках подключения к действующему газопроводу на расстоянии менее указанного в таблице 7, но не менее 1 м между стенками трубопроводов. | | |

7.2.4.9 При выборе расстояний между параллельными нитками строящихся и действующих газопроводов проектируемые газопроводы располагают на всем протяжении, как правило, с одной стороны от существующих газопроводов при параллельной их прокладке.

7.2.4.10 Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами при подземной прокладке в одном техническом коридоре, если рабочее давление хотя бы в одном из них превышает 10 МПа, следует определять по формулам (7.1) и (7.2), при этом базисные минимальные расстояния следует принимать согласно данным таблицы 7 в зависимости от номинального диаметра и назначения земли, по которой проходит газопровод.

7.2.4.11 При выходе с промысла, станции ПХГ минимальные расстояния между газопроводом и промысловыми трубопроводами в пределах горного отвода принимают по нормам проектирования промысловых трубопроводов.

7.2.4.12 Расстояние между параллельными нитками трубопроводов (при одновременном строительстве и строительстве параллельно действующему трубопроводу), прокладываемых в одном техническом коридоре в районах распространения ММГ, теряющих при оттаивании несущую способность (в ММГ с относительной осадкой при оттаивании более 0,2), 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 8;
* между газопроводами и нефтепроводами – 1000 м.

7.2.4.13 Указанные в 7.2.4.12 расстояния между газопроводами могут быть сокращены до значений, установленных в 7.2.4.5, при условии транспортировки газа с охлаждением до отрицательных температур или при обеспечении фиксации положения оси проектируемого газопровода при помощи специальных устройств.

В случае прокладки проектируемого газопровода параллельно действующему нефтепроводу или нефтепродуктопроводу в районах распространения ММГ, теряющих при оттаивании несущую способность (с относительной осадкой при оттаивании более 0,2) на расстояниях менее указанных в п. 7.2.4.12, необходимо проведение теплотехнических расчетов с определением ореола оттаивания ММГ за весь период эксплуатации газопровода и подтверждением безопасного расстояния от газопровода до соседних коммуникаций с учетом их взаимного температурного влияния всех трубопроводов.

Таблица 8 – Минимальные расстояния между параллельными нитками газопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, теряющих при оттаивании несущую способность

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Способ прокладки параллельных ниток газопроводов | | | | Минимальное расстояние в свету между нитками при номинальном диаметре газопроводов | | | | | |
| первой | | второй | | до 700 включ. | | св. 700  до 1000 включ. | | св. 1000  до 1400 включ. | |
| Подземный | | Подземный | | 60 | | 75 | | 100 | |
| Наземный | | Наземный | | 50 | | 60 | | 80 | |
| Подземный | | 50 | | 60 | | 80 | |
| Надземный | | 50 | | 60 | | 80 | |
| Надземный | | 40 | | 50 | | 75 | |
| Наземный | | 40 | | 50 | | 75 | |

# 7.3 Расстояния для трубопроводов топливного и импульсного газа

Трубопроводы импульсного, топливного, пускового газа, газа для системы «сухих» газодинамических уплотнений ГПА для КС относятся к технологическим трубопроводам основного назначения. Данные трубопроводы допускается прокладывать в одной траншее при выполнении следующих условий:

* расстояние между трубопроводами в свету составляет не менее 0,5 м;
* оба трубопровода имеют категорию не ниже В;
* применяется защитное покрытие усиленного типа;
* разрешается их прокладка параллельно подводящим и отводящим газопроводам (газопроводам-шлейфам) на расстоянии не менее 15 м независимо от района строительства;
* для обеспечения возможного переключения кранов узла подключения при отсутствии газа на площадке КС предусмотреть резервную запитку импульсного газа непосредственно из газопровода на узле подключения.

# 7.4 Охранные зоны

7.4.1 Установление охранных зон МГ производится с целью обеспечения условий безопасной работы МГ путем:

* исключения проведения несанкционированных СМР, землеройных, взрывных и иных видов работ (за исключением сельскохозяйственных), способных в той или иной мере повредить технологическое оборудование либо коммуникации газопровода;
* ограничения других видов деятельности, которая может нанести ущерб газопроводу (разведение открытого огня, складирование сырья, продукции, отсыпных материалов, установка каких бы то ни было препятствий, ухудшающих доступ эксплуатирующего персонала к объектам МГ и др.).

7.4.2 Сведения о границах охранных зон и минимальных расстояний указываются в проектной документации МГ, а также отображаются в документации по планировке территории и подлежат включению в информационные ресурсы территориального планирования и отображению на публичных кадастровых картах в соответствии с законодательством государств союза.

7.4.3 Проектной документацией предусматривают вырубку (расчистку) трассы проектируемого газопровода от древесно-кустарниковой растительности и очистку мест рубок от порубочных остатков полосы отвода в пределах охранной зоны, установленной для соответствующего объекта. Ответственность за дальнейшее содержание охранных зон МГ в должном противопожарном состоянии лежит на эксплуатирующей организации.

7.4.4 Размеры охранных зон объектов МГ устанавливаются в соответствии с требованиями Приложения № 1 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3].

7.4.5 На границах сухопутных участков и переходов через судоходные реки, озера охранные зоны имеют ширину 100 м в каждую сторону от оси газопровода. В сторону суши охранные зоны переходов продлеваются вдоль трассы на удаление 50 м от уреза воды по ГВВ 10 % обеспеченности.

7.4.6 На судоходных реках работы, связанные с изменением русла в границах до 1000 м от подводных переходов, следует согласовывать с организацией, эксплуатирующей МГ.

# 8 Конструктивные решения газопроводов

# 8.1 Общие конструктивные решения

8.1.1 Диаметр газопровода определяют на основании гидравлического расчета.

8.1.2 В газопроводе соединение труб между собой и с соединительными деталями производится при помощи сварки. Применение фланцевых соединений допускается только для подключения оборудования к газопроводу.

8.1.3 В газопроводе следует применять стальную запорную арматуру, соединяемую с газопроводом при помощи сварки. На стояках отбора газа для подключения контрольно-измерительной аппаратуры могут применяться краны с резьбовым соединением.

8.1.4 На трассе газопровода устанавливают специальные опознавательные знаки (со щитами-указателями) высотой от 1,5 до 2 м от поверхности земли. Знаки устанавливаются в пределах прямой видимости, но не реже чем через 1000 м, а также дополнительно на углах поворота.

8.1.5 Длина патрубков (прямых вставок), ввариваемых в трубопровод, должна быть не менее:

– 100 мм при номинальном диаметре трубопровода *DN* 500 и менее;

– 250 мм при номинальном диаметре трубопровода свыше *DN* 500.

# 8.2 Размещение трубопроводной арматуры

8.2.1 На газопроводе устанавливают арматуру, отвечающую общим техническим и нормативным требованиям.

8.2.2 На газопроводе следует предусмотреть установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но, как правило, не более 30 км.

Установка запорной арматуры на расстоянии более 30 км и не более 60 км допускается при выполнении технико-экономического обоснования, а также установлении в проектной документации мероприятий по повышению надежности МГ, совершенствованию технологий технического обслуживания и ремонта.

В технико-экономическом обосновании учитывают в расчете на срок эксплуатации МГ:

- стоимость строительства и эксплуатации крановых узлов и дополнительной инфраструктуры, необходимой для их обслуживания;

- издержки, связанные со стравливанием и заполнением межкранового участка при выполнении ремонтных работ;

- ущербы от возможных аварий на рассматриваемом участке.

Достаточность принятых дополнительных конструктивных и организационно-технических мероприятий устанавливается по результатам анализа риска для рассматриваемого участка в соответствии с действующим законодательством государств союза[[2]](#footnote-2).

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

* на обоих берегах водных преград и болот при их пересечении газопроводом в две нитки и более согласно положениям 10.1.1.15 и на однониточных переходах категории В;
* в начале каждого газопровода-отвода на минимальном расстоянии от магистрали, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;
* на газопроводах-отводах к ГРС при протяженности газопроводов-отводов свыше 1000 м (охранный кран) на расстоянии от 300 до 500 м от ГРС;
* на входе и (или) выходе газопроводов из УКПГ, КС, СПХГ и ГС (охранные краны) на расстоянии, не менее:

газопровод 1400…………………………………………………….1000 м;

газопровод менее 1400 до 1000 включ……………………….…750 м;

газопровод менее 1000 …….……………………………………......500 м;

* по обеим сторонам автомобильных мостов (при прокладке по ним МГ) на расстоянии не менее 250 м.

Примечания

1 Расстояние при установке охранных кранов от УКПГ, СПХГ, ГРС принимается от границ их территорий. Расстояние при установке охранных кранов КС принимается от границ узла подключения КС.

2 При удалении КС от узла подключения в газопровод на расстояние свыше 700 м при наличии естественных препятствий (оврагов, сложного рельефа и т.п.) предусматривают установку запорной арматуры с продувочными свечами (КИП и автоматика по аналогии с кранами на узле подключения КС в газопровод) на всасывающих и нагнетательных газопроводах КС («шлейфах») на расстоянии (не менее) от ограждения КС, которое определяется в соответствии с данными таблицы 4, позиция 1.

8.2.3 При параллельной прокладке двух или более ниток газопровода линейные крановые узлы на отдельных нитках надлежит располагать на расстояниях не менее 100 м друг от друга по радиусу. На двухниточных подводных переходах допускается помещать крановые узлы разных ниток в одном ограждении.

В стесненных условиях при многониточной системе газопроводов, а также в сложных условиях трассы (горный рельеф, болота, искусственные и естественные препятствия) указанные расстояния допускается уменьшать до 50 м при реализации технических решений, обеспечивающих возможность перестановки крана при тепловом воздействии аварии в течение не менее 15 мин.

Расстояние от линейных (охранных) кранов до кранов на межсистемных перемычках, устанавливаемых в случае необходимости до и после линейных (охранных) кранов, должно быть не менее 50 м по радиусу. При размещении КУ на расстоянии от 50 до 100 м необходимо обеспечить работоспособность крана (возможность перестановки) при тепловом воздействии аварии в течение не менее 15 мин.

Примечание – Положения данного пункта не распространяется на запорную арматуру узлов подключения.

8.2.4 При параллельном подключении одного газопровода-отвода к двум или нескольким ниткам газопровода или подключении нескольких газопроводов-отводов к одному газопроводу линейные крановые узлы на газопроводах-отводах необходимо размещать на расстоянии не менее 100 м по радиусу от ближайшего линейного крана на магистрали независимо от диаметра газопровода-отвода и смещать друг от друга на расстояние не менее 50 м для газопроводов-отводов более DN 700 и на расстояние не менее 30 м для газопроводов-отводов DN 700 и менее.

8.2.5 На охранных кранах УКПГ, КС, СПХГ и ГС, а также на крановых площадках многониточных газопроводов, предусматривают мероприятия по огнезащите надземной части арматуры (включая арматуру перемычек и газопроводов подключения). Мероприятия могут быть направлены как на повышение огнестойкости надземной части арматуры (включая в обязательном порядке импульсные трубки, блок дистанционного управления крановым узлом, кабельные линии управления), так и на организацию теневых экранов (укрытий) надземной части арматуры. Кабели управления принимают в соответствии с ГОСТ 31565.

8.2.6 В местах подключения ГРС следует предусматривать не менее двух подключений газопровода-отвода. При подключении ГРС к однониточному газопроводу следует предусматривать установку линейного крана на газопроводе, до и после которого выполняют подключение газопроводов-отводов на ГРС. При подключении ГРС к многониточному газопроводу следует предусматривать подключение газопровода-отвода от разных ниток газопровода.

8.2.7 Газопроводы и арматура обвязки линейных крановых узлов, находящихся под давлением, – байпасы крановых узлов, продувочные линии и перемычки диаметром более 150мм – следует предусматривать, как правило, в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки. Байпасы крановых узлов, стояки отбора газа, продувочные линии и линии импульсного газа, диаметром 150 и менее, а также арматуру устанавливаемую на них, допускается предусматривать в надземном исполнении при обеспечении соответствия механических характеристик стали при минимальных температурах воздуха положениям раздела 15.1.

8.2.8 На обоих концах участков газопровода между запорной ТПА, на узлах подключения КС и узлах приёма и пуска СОД следует предусматривать установку продувочных свечей, предназначенных для стравливания и удаления газа из указанных участков. Продувочные свечи, за исключением свечей продувки и стравливания коллектора импульсного газа КУ и полости камер пуска и приёма СОД, устанавливают на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при номинальном диаметре газопровода до DN 1000 и не менее 50 м – при DN 1000 и более.

Диаметр продувочной или сбросной свечи не должен превышать 300 мм, при этом время освобождения участка газопровода от газа не нормируется.

Установку продувочных свечей запорной арматуры следует предусматривать на расстоянии от зданий и сооружений, не относящихся к МГ, не менее 300 м.

При прокладке газопровода параллельно автомобильным дорогам и железным дорогам, ЛЭП 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, ЛЭП и связи расстояние от продувочных свечей до указанных сооружений принимают 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 газопроводе от крайних неотклоненных проводов ВЛ электропередачи напряжением 6 кВ и более следует принимать не менее 300 м. На участках стесненной трассы ВЛ электропередачи напряжением 6 кВ и более это расстояние может быть уменьшено до 150 м, кроме многоцепных ВЛ электропередачи напряжением 6 кВ и более, располагаемых как на общих, так и на раздельных опорах.

Расстояние от вдольтрассовых ВЛ-35 (20, 10, 6) кВ, входящих в состав МГ или проложенного в одном техническом коридоре с газопроводом нефтепровода / нефтепродуктопровода, до запорной арматуры и продувочных свечей газопровода должно быть не менее полуторократной высоты опоры. При этом для ВЛ-35 (20, 10, 6) кВ следует применять самонесущие защищенные провода в соответствии с ГОСТ 31946.

Расстояние от вдольтрассовых автодорог, входящих в состав МГ, до продувочных свечей принимают не менее 10 м.

Высоту продувочной свечи принимают не менее 3 м от уровня земли.

При прокладке газопровода параллельно нефтепроводу или нефтепродуктопроводу ЗРА и продувочные свечи газопровода следует размещать с обеспечением минимальных разрывов (по радиусу) от ЗРА, смонтированной на магистрали нефтепровода или нефтепродуктопровода:

- ЗРА – 100 м, при этом в сложных условиях трассы (горный рельеф, болота, искусственные и естественные препятствия) указанное расстояние допускается уменьшать до 50 м, а при наличии стесненных условий - до 30 м;

- продувочные свечи газопровода DN 1000 и более - 50 м;

- продувочные свечи газопровода менее DN 1000 - 15 м.

8.2.9 Обвязку линейных крановых узлов и кранов перемычек следует выполнять с устройством байпасной линии (основная байпасная линия) диаметром от DN 50 до DN 300 (диаметр уточняется проектом).

При номинальном диаметре основной байпасной линии более DN 150 с устройством дополнительного байпаса кранового узла диаметром от DN 50 до DN 150 с ручным краном и ручным краном-регулятором (диаметр дополнительного байпаса кранового узла определяется проектом).

8.2.10 Линейную запорную арматуру оснащают системой линейного телемеханического управления.

8.2.11 Для управления кранами (линейными, на врезках газопроводов-отводов, на перемычках), оборудованными пневмогидроприводом (пневмопривода), предусматривают, как правило, подземную систему резервирования импульсного газа, состоящую из труб с внутренним диаметром не более 150 мм без коллекторов, а также с коллекторами, выполненными из труб с внутренним диаметром не более 150 мм.

Взамен подземной системы резервирования импульсного газа допускается применение шаровых кранов с надземной системой резервирования импульсного газа, заложенной заводом-изготовителем в конструкции пневмогидропривода (пневмопривода) либо отдельной системой резервирования импульсного газа заводского изготовления.

Импульсный газ для управления запорной арматурой должен иметь систему подготовки.

8.2.12 На подземных газопроводах запорную арматуру *3*00 и более устанавливают на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное грунтовое основание, а в районах распространения ММГ или на грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность – на свайные основания. При этом для исключения использования запорной арматуры в качестве опоры для трубопровода, а также для исключения восприятия запорной арматурой нагрузок от трубопровода, следует предусматривать дополнительные опоры трубопровода с обеих сторон от запорной арматуры.

Байпасы кранового узла диаметром свыше *DN* 50 устанавливают на опоры. Тип опорных конструкций определяется в проектной документации.

8.2.13 В местах установки ЗРА на надземных газопроводах *DN*300 и более следует предусматривать опоры. Тип опорных конструкций и их количество определяется проектом.

8.2.14 Для подключения мобильных компрессорных станций в проектной документации предусматривают трубопроводы диаметром не менее  150.

8.2.15 Запорную арматуру следует размещать на территориях исключающих подтопление, в случае невозможности проводят мелиоративные мероприятия.

# 8.3 Узлы пуска и приема средств очистки и диагностики

8.3.1 На газопроводах  300 и выше предусматривают узлы пуска и приема СОД либо возможность монтажа временных узлов пуска и приема СОД. Конструкция данных узлов определяется проектом.

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

8.3.2 Узлы пуска и приёма СОД располагаются на следующих расстояниях:

– для трубопроводов диаметром до 400 мм — не более 120 км;

– для всех остальных трубопроводов — не более 300 км.

Расстояние между узлами пуска и приема СОД обосновывается в проекте с учётом технических характеристик внутритрубных диагностических приборов, физико-химических показателей перекачиваемого продукта, профиля трассы трубопровода и технико-экономического обоснования выбора технологии контроля.

8.3.3 При проектировании узлов равнопроходных газопроводов-отводов от основного газопровода, а также неравнопроходных газопроводов-отводов, диаметр которых составляет свыше 0,3 диаметра основного газопровода, предусматривают проектные решения, исключающие возможность попадания СОД в газопровод-отвод.

8.3.4 На участках переходов газопроводов через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного газопровода, допускается предусматривать самостоятельные узлы пуска и приема СОД.

8.3.5 На резервных нитках следует предусматривать возможность проведения очистки и диагностики.

8.3.6 Газопровод и узлы пуска и приема СОД следует оснащать сигнальными приборами, контролирующими прохождение очистных и диагностических устройств.

8.3.7 Для повышения уровня безопасности и организации работ, связанных с пропуском ВТУ по газопроводам, необходимо применять систему управления процессами проведения работ, включающих вытеснение газовоздушной смеси из полости камер приема, заполнение природным газом, подъем давления, пуск, контроль прохождения и приема СОД.

8.3.8 Допускается применение временных (мобильных) камер приёма и пуска СОД с обеспечением устройства мест их подключения в минимально допустимом конструктивном исполнении и объёмно-планировочных решениях, позволяющих выполнять технологический процесс запуска и приёма СОД.

8.3.9 В обвязке узла приема СОД следует предусматривать конденсатосборник (узла сбора продуктов очистки). Конденсатосборники выполняют из труб и соединительных деталей заводского изготовления. Категорию участка для труб и соединительных деталей конденсатосборников принимают как для участка категории В.

Допускается применение временных (мобильных) конденсатосборников.

8.3.10 Объем конденсатосборников принимают:

- для газопроводов DN 1000 и менее: до 50 м3;

- для газопроводов DN 1200: до 60 м3;

- для газопроводов DN 1400: до 75 м3.

8.3.11 Конденсатосборники подвергают предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе.

# 8.4 Допустимые радиусы упругого изгиба и установка компенсаторов

8.4.1 Допустимые радиусы изгиба газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба газопровода из условия прохождения СОД следует назначать не менее пяти его диаметров.

8.4.2 В местах примыкания газопроводов к обвязочным трубопроводам КС, узлам пуска и приема СОД, переходам через водные преграды в две нитки и более, перемычкам и узлам подключения газопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Продольные перемещения следует учитывать при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к газопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений газопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых (незащемленных грунтом) компенсаторов П−образной, Z−образной или другой формы или подземных компенсаторов-упоров той же конфигурации.

# 8.5 Трубопроводы компрессорных станций и узлов подключения

8.5.1 Трубопроводы обвязки КС и байпасные линии узла подключения DN 300 и более следует устанавливать на опоры. Конструкция опор определяется в проектной документации в зависимости от грунтово-геологических условий.

8.5.2 Для надземных трубопроводов ГПА, центробежных нагнетателей предусматривают защитное покрытие, обеспечивающее:

- теплозащиту (при необходимости);

- защиту от атмосферной коррозии;

- виброшумоглушение (при необходимости).

8.5.3 Опорная система надземных трубопроводов обеспечивает:

- компенсацию весовых нагрузок;

- компенсацию изменения высотного положения трубопроводов;

- снижение нагрузок на агрегаты;

- компенсацию тепловых деформаций трубопровода;

- диэлектрическое разъединение трубопровода от заземленных опор с применением диэлектрических прокладок.

# 9 Подземная прокладка газопроводов

# 9.1 Общие конструктивные решения

9.1.1 Заглубление газопроводов до верха трубы следует принимать не менее:

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

Примечание – Заглубление газопровода с балластом определяется как расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции (здесь имеются в виду жесткие балластирующие конструкции – металлические, железобетонные).

9.1.2 Заглубление газопроводов, транспортирующих газ при положительном перепаде температур в металле стенок труб, следует дополнительно проверить расчетом на общую устойчивость газопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с указаниями раздела 13.

Примечание – Температурный перепад в металле стенок труб определен в п. 12.6.

9.1.3 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

* плюс 300 мм – для газопровода номинальным диаметром до *DN* 700;
* 1,5  – для газопровода  700 и более.

Для газопровода  1200 и  1400 и при траншеях с откосом свыше 1:0.5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины  + 500 мм.

При балластировке газопровода железобетонными и чугунными утяжелителями ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м. Кроме того, ширину траншеи по дну при балластировке газопровода принимают не менее 2,2 .

9.1.4 На участке трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка газопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей следует предусматривать водопропускные сооружения.

9.1.5 Для газопроводов любого диаметра в зависимости от рельефа местности и обеспечения беспрепятственного прохода строительных колонн и транспорта предусматривают предварительную планировку строительной полосы. При планировке строительной полосы по всей ее ширине в районе подвижных барханов независимо от диаметра прокладываемого газопровода последние следует срезать с целью удаления подверженных выдуванию частей барханов до уровня межгрядовых понижений, не затрагивая естественно уплотненный грунт, а также для обеспечения беспрепятственного прохода строительных колонн и транспортных средств. После засыпки уложенного газопровода полосу барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси газопровода в обе стороны укрепляют связующими материалами или специальным растительным покровом.

При проектировании газопровода 700 и более на продольном профиле указывают как отметки земли, так и проектные отметки газопровода.

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 100 мм. При применении в скальных и мерзлых грунтах взрывного способа рыхления подсыпку из мягких грунтов выполняют толщиной не менее 200 мм над выступающими частями основания под трубопроводы, при этом применяется грунт, не содержащий мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 5 см в поперечнике.

Защитные покрытия в этих условиях следует защищать от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину 200 мм или засыпки с применением специальных устройств.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается применять другие способы защиты от механических повреждений, в том числе с использованием изделий и конструкций заводского или трассового монтажа.

9.1.7 Способ проектирования подземных газопроводов для районов распространения просадочных грунтов зависит от типа их просадочности. Грунтовые условия площадок, сложенных просадочными грунтами, в зависимости от возможности проявления просадки грунтов от собственного веса подразделяются на два типа:

1. I тип – грунтовые условия, в которых возможна в основном просадка грунтов от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса отсутствует или не превышает 5 см;
2. II тип – грунтовые условия, в которых помимо просадки грунтов от внешней нагрузки возможна их просадка от собственного веса и размер ее превышает 5 см.

Для грунтов I типа просадочности проектирование газопровода ведется как для условий непросадочных грунтов. Для грунтов II типа необходимо следовать общему подходу к учету их просадочности в соответствии с нормами государств союза.

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

При прокладке газопроводов 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 невозможности избежать возникновения просадки основания под газопроводом при расчете газопровода на прочность и устойчивость следует учитывать дополнительные напряжения от изгиба и сдвига, вызванные просадкой основания.

9.1.10 При прокладке газопроводов 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.

При наличии в границах отвода земель для строительства газопровода действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию газопровода, следует предусматривать мероприятия по их укреплению. К особо опасным участкам прокладки газопровода следует отнести зоны оползней.

9.1.11 Укрепление склонов, переходов, откосов следует предусматривать с применением соответствующих технических решений. На откосах с уклонами не более 1 : 2 возможно крепление посевом трав, отсыпкой щебнем, установкой бетонных решеток, габионов и других технических решений. Решение основывают на результатах технико-экономического сравнения вариантов укрепления откосов.

9.1.12 При прокладке подземных газопроводов номинальным диаметром DN 1000 и более в грунтах с низкой защемляющей способностью в проекте следует предусматривать специальные решения по обеспечению устойчивости газопроводов.

# 9.2 Прокладка в горной местности

9.2.1 При проектировании газопроводов в горной местности следует выделить по трассе газопровода особо опасные зоны прокладки. К особо опасным зонам прокладки в горных условиях следует отнести следующие участки газопровода:

* пересечения горных хребтов;
* участки на косогорах;
* оползневые зоны;
* зоны с селевыми потоками, камнепадами, сходами лавин, обвалами и осыпями;
* участки прокладки газопровода в стесненных условиях;
* участки с повышенной сейсмической опасностью.

9.2.2 В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку газопроводов в долинах рек вне зоны затопления или по водораздельным участкам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков. В крайних случаях прокладка газопроводов при пересечении горных хребтов выполняется на полках по серпантину.

9.2.3 При проектировании газопроводов, укладку которых производят на косогорах с поперечным уклоном от 8° до 11°, следует предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки). Устройство полки в этом случае обеспечивается за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре.

9.2.4 При поперечном уклоне косогора от 12° до 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 используется для устройства проезда на период производства СМР и последующей эксплуатации МГ при соблюдении следующего условия

, (9.1)

где – угол наклона косогора, град;

– угол внутреннего трения грунта насыпи, град;

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

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

9.2.5 Траншею для укладки газопровода предусматривают 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 придается уклон 2 % в обе стороны от оси траншеи. При отсутствии кювета предусматривают уклон полки не менее 2 % в сторону откоса.

Ширину полки назначают из условия производства работ, возможности устройства траншеи и механизированной прокладки кабеля связи с нагорной стороны газопровода, а также с учетом местных условий.

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

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

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

9.2.8 Проектные решения по прокладке в оползневых районах принимают из условия выполнения следующих рекомендаций:

* при малой толщине сползающего слоя грунта следует предусматривать подземную прокладку с заглублением газопровода ниже плоскости скольжения;
* использовать способ наземной прокладки газопровода в обваловании;
* возможно применение способа наземной прокладки газопровода по поверхности на свайных опорах, заглубленных в грунт ниже поверхности скольжения оползня;
* оползневые склоны протяженностью свыше 20 м следует обходить выше оползневого склона.

9.2.9 Наземную (в насыпи) прокладку следует выполнять совместно с обязательными мероприятиями по отводу стока поверхностных вод, понижению уровня подземных вод, устройству удерживающих сооружений. При этом допускается только минимальная планировка поверхности оползневого склона.

9.2.10 Для защиты газопровода от оползней могут применяться следующие защитные конструкции и сооружения:

* удерживающие сооружения;
* дамбы;
* дренажные и водоотводные сооружения;
* конструкции для повышения гибкости газопроводов (компенсаторы-упоры).

9.2.11 При проектировании газопроводов в зонах возможных селевых потоков необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

* избегать зоны селевых потоков;
* трассу газопровода в местах пересечения селевых потоков следует выбирать вне зоны динамического удара потока;
* при пересечении селей следует применять, как правило, надземную прокладку;
* при подземной прокладке через зону селевого потока или конуса выноса газопровод прокладывают на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла по уровню воды 5 % обеспеченности.

9.2.12 Для защиты газопроводов от селевых потоков следует применять защитные сооружения. Для защиты газопроводов от селевых потоков могут применяться следующие защитные и направляющие сооружения:

* подпорные стенки;
* дамбы;
* дренажные и водоотводные сооружения;
* направляющие дамбы.

9.2.13 В зонах возможных камнепадов необходимо обеспечить надежное заглубление газопровода – не менее 1 м над верхней образующей газопровода. При необходимости дополнительной защиты рекомендуется прокладка газопровода в кожухе или защита его железобетонными плитами.

9.2.14 В зонах возможного схода лавин, обвалов и осыпей необходимо:

* исключить надземный способ прокладки газопровода;
* обеспечить надежное заглубление газопровода (не менее 1 м над верхней образующей газопровода).

9.2.15 При необходимости защиты газопровода от схода лавин следует предусматривать специальные сооружения для отвода лавин: направляющие дамбы, лавинорезы.

9.2.16 В особо стесненных районах горной местности допускается предусматривать прокладку газопроводов в специально построенных тоннелях. Экономическую целесообразность данного способа прокладки следует обосновать в проекте.

Следует предусматривать технические решения по вентиляции тоннелей.

9.2.17 Положения по прокладке газопроводов на участках с повышенной сейсмической опасностью изложены в 9.4.

# 9.3 Прокладка на подрабатываемых территориях

9.3.1 Проектирование газопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с положениями настоящего стандарта.

Воздействие деформации земной поверхности на газопровод следует учитывать при расчете газопровода на прочность в соответствии с положениями, изложенными в разделе 13.

9.3.2 Пересечение шахтных полей газопроводом следует предусматривать:

* на пологопадающих пластах – вкрест простирания;
* на крутопадающих пластах – по простиранию пласта.

9.3.3 Конструктивные мероприятия по защите подземных газопроводов от воздействия горных выработок назначают по результатам расчета газопроводов на прочность и осуществляют путем увеличения деформативной способности газопроводов в продольном направлении за счет применения компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от защемления грунтом. Расстояния между компенсаторами устанавливают расчетом в соответствии с положениями раздела 13.

9.3.4 Подземные газопроводы, пересекающие растянутую зону мульды сдвижения, следует проектировать как участки категории С.

9.3.5 Надземную прокладку газопроводов с учетом положений раздела 11 следует предусматривать, если по данным расчета напряжения в подземных газопроводах не удовлетворяют положениям раздела 13, а увеличение деформативности газопроводов 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.

9.3.6 На газопроводах 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.

# 9.4 Прокладка в сейсмических районах

9.4.1 Проектирование газопроводов и газопроводов-отводов от них в районах с сейсмичностью свыше шести баллов для надземных и свыше восьми баллов для подземных газопроводов по шкале MSK–64 [1] необходимо производить с учетом сейсмических воздействий. Не допускается прокладка газопроводов в зонах с сейсмичностью свыше девяти баллов по шкале MSK–64 [1].

9.4.2 При выборе трассы в сейсмических районах необходимо избегать косогорных участков, участков с неустойчивыми и просадочными грунтами, а также территорий горных выработок. Прокладка газопроводов в этих условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем обосновании в проекте и согласовании с надзорными органами. При этом в проекте следует предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность газопроводов.

9.4.3 Сейсмостойкость газопровода следует обеспечивать:

* выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
* применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
* выполнением расчетов на прочность с учетом сейсмических воздействий и нагрузок от смещения грунта в АТР.

9.4.4 Не допускается жесткое крепление газопроводов к стенам зданий и сооружений и оборудованию. В случае необходимости таких соединений следует предусматривать устройство криволинейных вставок или компенсирующих устройств, размеры и компенсационная способность которых устанавливают расчетом.

Ввод газопровода в здания (в КС, ГРС и т.д.) следует осуществлять через проем, размеры которого превышают диаметр газопровода не менее чем на 200 мм.

9.4.5 При пересечении газопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения газопровода, в том числе, с применением компенсаторов.

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

На границах участков с различными грунтовыми условиями (пучинистость, просадочность и т.п.), а также различной сейсмичностью рекомендуется устраивать компенсаторы, позволяющие снизить продольные напряжения в трубопроводе, вызванные различными деформациями грунтов.

9.4.6 При подземной прокладке газопровода грунтовое основание газопровода следует уплотнить.

9.4.7 Конструкции опор надземных газопроводов следует выбирать из условий обеспечения возможности перемещений газопроводов, возникающих во время землетрясения, и исключения возможности сброса трубопровода с опор.

9.4.8 Для гашения колебаний надземных газопроводов, если необходимо, следует предусмотреть в каждом пролете установку демпферов, которые не препятствовали бы перемещениям газопровода при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

9.4.9 Для участков прокладки газопроводов в сейсмических районах кроме обычных расчетов на прочность и устойчивость на стадии НУЭ следует выполнять проверку в соответствии с положениями 13.10 для удовлетворения условиям сейсмостойкости.

9.4.10 Пересечение газопроводом зон АТР следует выполнять подземным способом, прямолинейно. Угол пересечения активного тектонического разлома осью газопровода (в плане) принимают близким к 900, а также из условия недопущения сжимающих продольных сил на участке пересечения АТР при возникновении смещения грунта в разломе. При этом необходимо соблюдать трапецеидальную форму траншеи с пологими откосами, а также применять подсыпку и засыпку толщиной не менее 0,3 м крупнозернистым песком, торфом и т.д. Длина участка пересечения газопроводом АТР принимается равной ширине разлома плюс 100 м в каждую сторону от границ разлома.

9.4.11 На границах пересечений газопроводом зон АТР возможно применение конструкций для повышения гибкости газопровода (устройство компенсаторов-упоров).

9.4.12 Следует выполнять оценку НДС участков газопровода на пересечениях АТР с учетом возможных смещений грунта.

9.4.13 Прокладку газопроводов на участках, сложенных грунтами, подверженными разжижению при сейсмических воздействиях, следует выполнить надземным способом.

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

9.4.15 Для подземных газопроводов номинальным диаметром *DN* 500 и более на участках пересечений АТР необходимо обеспечить инструментальный мониторинг колебаний газопровода и окружающего грунтового массива при землетрясениях. Средства мониторинга колебаний грунтового массива размещают в пределах участка пересечения АТР на расстоянии от оси газопровода не более 25 м. Состав средств мониторинга определяют в проектной документации.

# 9.5 Прокладка в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

9.5.1 Проектирование газопроводов, предназначенных для прокладки в районах ММГ, следует осуществлять в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов и дополнительными указаниями настоящего стандарта.

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

9.5.3 Выбор трассы для газопровода и площадок для объектов МГ производят на основе:

* мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100 000;
* 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, следует проводить предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов.

9.5.5 Принцип использования ММГ в качестве основания газопровода принимают в зависимости от способа прокладки газопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

9.5.6 Основным принципом использования ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, в качестве основания для газопровода является принцип, согласно которому эти грунты следует использовать, как правило, в мерзлом состоянии, сохраняемом в период строительства и в течение всего периода эксплуатации.

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

9.5.8 Температура транспортируемого продукта при прокладке газопровода на ММГ следует назначать в зависимости от способа прокладки и физических свойств ММГ (просадочности, сопротивления сдвигу и др.).

9.5.9 На отдельных участках трассы газопровода допускается:

* оттаивание в процессе эксплуатации малольдистых ММГ, если оно не сопровождается карстовыми (в т.ч. термокарстовыми) процессами и потерей несущей способности газопроводом;
* промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировке газа с отрицательной температурой.

9.5.10 На участках просадочных грунтов небольшой протяженности следует предусматривать мероприятия, снижающие тепловое воздействие газопровода на грунты и обеспечивающие восстановление температуры грунта в зимний период.

9.5.11 Глубина прокладки подземного газопровода определяется принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы газопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

9.5.12 Высоту прокладки надземного газопровода от поверхности земли необходимо принимать в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия газопровода, но не менее 0,5 м.

Участки надземных газопроводов, на которых происходит компенсация деформаций за счет перемещения трубы поперек оси, следует прокладывать выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м.

9.5.13 При прокладке газопроводов в насыпях предусматривают устройство водопропускных сооружений.

9.5.14 В сильнозасоленных грунтах следует использовать трубы с заводским защитным полимерным покрытием усиленного типа.

9.5.15 На участках с высокольдистыми ММГ возможно применение теплоизоляции газопровода.

9.5.16 В проекте следует предусмотреть установку георешеток и термостабилизацию грунта на склоновых участках в целях повышения их устойчивости и газопровода.

9.5.17 При пересечении газопроводом участков с подземными льдами и наледями, а также при прокладке газопровода по солифлюкционным и опасным в термоэрозионном отношении склонам и вблизи термоабразионных берегов водоемов в проекте предусматривают:

* специальные инженерные решения по предотвращению техногенных нарушений и развитию криогенных процессов;
* мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова;
* подсыпку грунта и замену пучинистых грунтов на непучинистые;
* дренаж и сток вод;
* выравнивание и уплотнение грунтового валика над газопроводом.

9.5.18 При прокладке газопровода на ММГ на участках с льдистостью (отношением содержащихся в ММГ объема льда к объему мерзлого грунта (с включением льда)) менее 0,1 допускается их оттаивание в процессе строительства или эксплуатации. На участках с таликами грунты основания рекомендуется использовать в талом состоянии. Допускается многолетнее промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке газопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой.

9.5.19 На участках трассы газопроводов, 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 в границах отвода земель для строительства газопровода, следует укрепить методами геопланировки (или с помощью посадки растительности).

9.5.20 При прокладке газопроводов через бугры пучения в проекте могут быть рассмотрены следующие решения:

* прокладка подземных участков газопроводов в обход бугров пучения;
* прокладка газопроводов надземным способом на противопучинных заглубленных сваях в сочетании с теплоизоляцией участков и использованием пространственно-податливых элементов в свайных основаниях.

# 10 Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия

# 10.1 Подводные переходы через водные преграды

10.1.1 Участки газопроводов на переходах через водные преграды прокладывают следующими методами:

* открытым (траншейным);
* горизонтального направленного бурения;
* микротоннелирования;
* горизонтального направленного бурения щитом.

10.1.2 Конструктивное решение переходов газопроводов через мелиоративные каналы следует принимать с учетом характеристик канала (ширины, глубины, наличия железобетонного лотка). При пересечении каналов шириной более 75 м следует предусматривать резервную нитку.

**10.1.2 Траншейный метод прокладки**

10.1.2.1 Траншейный (открытый) метод прокладки состоит в укладке газопровода в подводные и береговые траншеи, разработанные землеройной техникой.

10.1.2.2 Подводные переходы газопровода 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 газопровода 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 согласовывают с соответствующими службами речного флота (если водная преграда является судоходной), органами по регулированию использования и охране вод, органами охраны рыбных запасов и заинтересованными организациями.

10.1.2.3 Границами подводного перехода, определяющими его длину, является участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах, а при ее отсутствии - участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности и края укладываемого дюкера.

10.1.2.4 Створы переходов через реки следует назначать в соответствии с положениями 7.1.22–7.1.24.

10.1.2.5 Прокладку подводных переходов предусматривают с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величину заглубления устанавливают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектную отметку верха забалластированного газопровода при проектировании подводных переходов следует назначать на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение периода эксплуатации, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Прогнозирование деформаций русел рек на участке перехода рекомендуется выполнять на основе комплексной оценки динамики и направленности смещения береговой зоны, типа руслового процесса, геологических условий, с учётом возможного влияния гидротехнических сооружений, расположенных выше по течению от перехода, на период 25 лет после окончания строительства.

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

При глубине подводных переходов, для которой отсутствуют освоенные технические средства разработки траншей, и невозможности переноса створа перехода, что обосновывают в проекте, допускается по согласованию с соответствующими бассейновыми управлениями и уменьшать глубину заложения газопроводов или укладывать их непосредственно по дну. При этом следует предусматривать дополнительные мероприятия, обеспечивающие их надежность при эксплуатации (увеличение толщины стенки трубы на 15 %, применение усиленных защитных покрытий, применение обетонирования, увеличение расчетного коэффициента запаса по балластировке в 1,5 раза).

10.1.2.6 Минимальные расстояния от оси подводных переходов газопроводов до мостов, пристаней и других аналогичных объектов следует принимать согласно положениям [3] и таблицы 4, как и для участков газопроводов подземной прокладки.

10.1.2.7 При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными газопроводами следует назначать исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них газопровода и сохранности газопровода при аварии на параллельно проложенном. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, устанавливают из условий:

* не менее 30 м для газопровода до 1000 включительно;
* не менее 50 м для газопровода свыше 1000.

10.1.2.8 Минимальные расстояния между параллельными газопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части газопровода.

10.1.2.9 Подводные газопроводы на переходах в границах ГВВ 1 % обеспеченности рассчитывают против всплытия в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 13.

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия газопровода, то следует предусматривать сплошные (бетонные) покрытия, специальные грузы, конструкция которых позволяет обеспечить надежное их крепление к трубопроводу для укладки газопровода методом протаскивания по дну, одиночные грузы или закрепление газопровода анкерными устройствами.

10.1.2.10 Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов ее разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным газопроводом, метода укладки и условиями прокладки кабеля данного газопровода.

10.1.2.11 Крутизну откосов подводных траншей при ширине водной преграды более 30 м или глубине более 1,5 м (при среднем рабочем уровне воды) с учетом безопасных условий производства водолазных работ следует принимать согласно данным таблицы 9.

10.1.2.12 Длина подводной траншеи, для которой принимается крутизна откосов согласно данным таблицы 9, равна ширине русла водной преграды плюс длина разрабатываемых урезных участков водной преграды.

Таблица 9 – Крутизна откосов подводных траншей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование и характеристика грунтов | Крутизна откосов траншей при глубине траншеи, м | |
| до 2,5 | 2,5 и выше |
| Пески пылеватые и мелкие | 1:2,5 | 1:3,0 |
| Пески средней крупности | 1:2,0 | 1:2,5 |
| Пески неоднородного зернового состава | 1:1,8 | 1:2,3 |
| Пески крупные | 1:1,5 | 1:1,8 |
| Гравийные и галечниковые (гравия и гальки более 40 %) | 1:1,0 | 1:1,5 |
| Супеси | 1:1,5 | 1:2,0 |
| Суглинки | 1:1,0 | 1:1,5 |
| Глины | 1:0,5 | 1:1,0 |
| Разрыхленный скальный грунт | 1:0,5 | 1:1,0 |

*Окончание таблицы 9*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование и характеристика грунтов | Крутизна откосов траншей при глубине траншеи, м | |
| до 2,5 | 2,5 и выше |
| Заторфованные грунты и илы | По проекту |  |

10.1.2.13 Профиль трассы газопровода следует принимать с учетом допустимого радиуса изгиба газопровода, рельефа русла водной преграды и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой балластировки и метода укладки подводного газопровода.

10.1.2.14 Кривые искусственного гнутья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать в особо сложных топографических и геологических условиях.

10.1.2.15 Запорную арматуру, устанавливаемую на подводных переходах газопровода, согласно 8.2.2 следует размещать на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода.

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

10.1.2.16 Наибольшую крутизну откосов обводненных береговых траншей следует принимать согласно данным таблицы 10.

Таблица 10 – Наибольшая крутизна откосов обводненных береговых траншей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование и характеристика грунтов | Крутизна откосов обводненных береговых траншей при глубине траншеи, м | |
| до 2 | более 2 |
| Пески мелкие | 1:1,5 | 1:2 |
| Пески средней зернистости и крупные | 1:1,25 | 1:1,5 |
| Суглинки | 1:0,67 | 1:1,25 |
| Гравийные и галечниковые | 1:0,75 | 1:1 |
| Глины | 1:0,5 | 1:0,75 |
| Предварительно разрыхленный скальный грунт | 1:0,25 | 1:0,25 |
| Примечание – Крутизна откосов дана с учетом воздействия грунтовых вод. | | |

10.1.2.17 При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград газопроводом следует предусматривать прокладку резервной нитки. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливается проектом.

Примечания

1 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню ГВВ 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 проектом.

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

10.1.2.18 При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб  1000 и более, следует производить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба газопровода. Для сечения трубы следует обеспечить выполнение положений подраздела 13.7.

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

10.1.2.20 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их газопроводом следует предусматривать знаки «Якоря не бросать» (щиты, окаймленные красной полосой и разделенные красной диагональной полосой. Символ – якорь черного цвета) и сигнальные огни (ночью – два постоянных желтых огня, расположенных вертикально).

**10.1.3 Метод горизонтального направленного бурения**

10.1.3.1 Метод горизонтального направленного бурения ГНБ  (бестраншейный метод) состоит в протаскивании газопровода в предварительно пробуренные скважины.

10.1.3.2 Строительство переходов газопровода через водные преграды методом ГНБ рекомендуется осуществлять на стесненных, застроенных участках рек, вблизи действующих переходов трубопроводов, существующих заповедных или закрытых зон, в местах, требующих высокой экологической защиты в процессе строительства перехода. Применение метода ГНБ производится на основе технико-экономического обоснования, выполняемого проектной организацией.

10.1.3.3 Строительство переходов газопровода через водные преграды методом ГНБ возможно на реках, имеющих прямолинейный участок русла и приемлемое для данного метода геологическое строение грунтов в русловой и береговой частях.

10.1.3.4 Применение метода ГНБ следует основывать на гидрографической съемке для определения контуров дна реки, измерения контуров дна реки в створе и на расстояниях по 50 м от оси створа верх и вниз по течению реки, а также на инженерных изысканиях.

10.1.3.5 Место перехода следует согласовать со всеми заинтересованными ведомствами.

10.1.3.6 Расстояния между осями параллельных газопроводов, прокладываемых методом ГНБ, на русловом участке подводного перехода назначают не менее 10 м. Минимальные расстояния между осями параллельных газопроводов, прокладываемых на пойменных участках подводного перехода, следует принимать как при подземной прокладке ЛЧ МГ.

10.1.3.7 Инженерно-геологические изыскания следует выполнять в объеме, позволяющем установить:

* состав и свойства грунтов в створе перехода;
* проницаемость грунтов русловой части для оценки возможной потери бурового раствора при прокладке;
* коэффициент трения для расчета усилия при протаскивании трубопровода;
* расчетный профиль скважины бурения;
* необходимое оборудование, скорость прокладки и состав бурового раствора;
* прогнозное развитие русловых деформаций.

10.1.3.8 В процессе геологических изысканий необходимо соблюдать следующие условия:

* глубину бурения скважин следует назначать не менее чем на 10 м ниже проектируемого заглубления газопровода;
* расстояние между вертикальными буровыми скважинами следует принимать в зависимости от грунтово-геологических условий, но не менее 50 м для переходов длиной менее 200 м и не менее 100 м – для переходов большей длины;
* количество скважин следует устанавливать не менее 5;
* буровые скважины располагаются попеременно справа и слева от оси перехода на расстоянии от 5 до 10 м;
* все пустоты и буровые скважины после изысканий заполняются цементным раствором во избежание утечки через них бурового раствора при проходке направляющей скважины ГНБ.

10.1.3.9 Траекторию скважины определяют из условия прохождения в ней протаскиваемого газопровода только за счет упругого изгиба при диаметре скважины, составляющем от 120 % до 150 % от наружного диаметра трубы в зависимости от диаметра трубопровода, длины и трассы перехода, инженерно-геологических условий, характеристик буровой установки и вспомогательного оборудования. Применение кривых искусственного гнутья не допускается.

10.1.3.10 Проектные отметки верха газопровода следует принимать не менее чем на 2 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки с учетом оптимальной кривой оси перехода, обеспечивающей наилучшие условия монтажа. При этом угол наклона в месте входа скважины принимают в пределах от 3° до 15°, а в месте выхода скважины (входа газопровода) от 3° до 10° относительно рельефа с учетом гибкости газопровода, а минимальное заглубление должно обеспечивать устойчивость положения незабалластированного пустого трубопровода.

Прогнозирование деформаций русел рек на участке перехода рекомендуется выполнять на основе комплексной оценки динамики и направленности смещения береговой зоны, типа руслового процесса, геологических условий, с учётом возможного влияния гидротехнических сооружений, расположенных выше по течению от перехода на период 50 лет после завершения инженерных изысканий.

Требования к периоду прогнозирования русловых процессов для бестраншейных методов строительства должны быть указаны в задании на проектирование.

10.1.3.11 При строительстве в скальных породах или гравийно-галечниковых (щебенистых) грунтах с отдельными валунами или их скоплениями газопровод следует прокладывать в защитном футляре из стальных труб, выполненном методом ГНБ с последующим протаскиванием в защитный футляр газопровода.

10.1.3.12 Длина скважины для перехода, осуществляемого методом ГНБ, определяется по ее оси между местом входа и выхода.

10.1.3.13 Для строительства переходов методом ГНБ необходимо применять трубы с заводским многослойным покрытием, стойким к истиранию и отвечающим требованиям нормативных документов. Ленточная изоляция не допускается. Для изоляции монтажных стыков следует применять термоусаживающиеся армированные манжеты. Толщину манжет принимают не менее толщины слоя заводской изоляции.

10.1.3.14 Для предотвращения повреждений от внешних механических воздействий на трубы предусмотреть нанесение дополнительных покрытий (обетонирование, композитные покрытия и т.п.) поверх защитного покрытия газопровода.

**10.1.4 Метод микротоннелирования**

10.1.4.1 Метод микротоннелирования сочетает механизированную щитовую проходку подземных выработок и метод продавливания специальных трубных секций (микротоннельной обделки) с помощью гидравлической прессовой установки. Проходку микротоннеля, сооружаемого методом микротоннелирования, выполняют без непосредственного присутствия людей в забое с полной автоматизацией управления рабочим органом и транспортирования породы на поверхность.

10.1.4.2 Глубина заложения коммуникаций методом микротоннелирования определяется минимальным расстоянием от поверхности до лотка прокладываемого трубопровода.

Проектные отметки верха лотка прокладываемого трубопровода должны быть не менее чем на 3 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки с учетом оптимальной кривой оси перехода, обеспечивающей наилучшие условия для проходческого комплекса. При этом угол наклона в месте входа газопровода в микротоннель должен быть в пределах от 3° до 10° относительно рельефа с учетом гибкости газопровода, а в месте выхода газопровода от 3° до 15°.

Отметки верха лотка прокладываемого трубопровода во время строительства должны составлять в связных грунтах не менее двух диаметров лотка, в несвязных грунтах - не менее трех диаметров от поверхности.

Прогнозирование деформаций русел рек на участке перехода рекомендуется выполнять на основе комплексной оценки динамики и направленности смещения береговой зоны, типа руслового процесса, геологических условий, с учётом возможного влияния гидротехнических сооружений, расположенных выше по течению от перехода на период 50 лет после завершения инженерных изысканий.

Требования к периоду прогнозирования русловых процессов для бестраншейных методов строительства должны быть указаны в задании на проектирование.

10.1.4.3 Ориентация и управление движением щита осуществляют компьютерным комплексом. Прохождение проектных вертикальных углов и заданных радиусов выполняют с применением базового и дополнительного навигационного оборудования.

10.1.4.4 Расстояния между осями параллельных газопроводов, прокладываемых методом микротоннелирования, на русловом участке подводного перехода следует принимать, исходя из инженерно-геологических условий и условий производства работ. Минимальные расстояния между осями параллельных газопроводов, прокладываемых на пойменных участках подводного перехода, следует принимать как при подземной прокладке ЛЧ МГ.

10.1.4.5 Для проходки микротоннеля следует подготовить стартовые и приемные шахтные колодцы (котлованы). Шахтные колодцы располагают на береговых участках подводных переходов и защищают от притока грунтовых вод.

10.1.4.6 На подходном участке к микротоннелю предусматривают планировку основания с учетом допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода.

10.1.4.7 В зависимости от длины перехода на одном или на обоих (начальном и конечном) котлованах устанавливают компенсационные участки. На относительно коротких переходах вместо компенсационных участков может применяться метод предварительного напряжения трубопровода.

**10.1.5 Метод горизонтального направленного бурения щитом**

10.1.5.1 Метод горизонтального направленного бурения щитом (ГНБЩ) (закрытый метод) состоит в бестраншейной прокладке трубопровода, которая сочетает бурение скважины с применением дистанционно управляемого микротоннелепроходческого комплекса, присоединенного к трубопроводу, с одновременным проталкиванием сваренного дюкера в пробуренную скважину.

10.1.5.2 Основные положения по применению метода ГНБЩ на переходе через водную преграду относительно:

- выбора места перехода;

- гидрографической съемки характеристик водной преграды;

- расстояний между осями параллельных газопроводов;

- инженерно-геологических изысканий принимают в соответствии с условиями, описанными в 10.1.3.2 – 10.1.3.8.

10.1.5.3 Углы входа и выхода скважины относительно поверхности земли определяются топографическими и геологическими условиями, рекомендуемые интервалы углов входа и выхода скважины составляют от 0° до 15°.

10.1.5.4 Проектные отметки верха газопровода принимают не менее чем на 2 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки с учетом оптимальной кривой оси перехода, обеспечивающей наилучшие условия для проходческого комплекса.

При этом угол наклона в месте входа газопровода в скважину должен быть в пределах от 3° до 10° относительно рельефа с учетом гибкости газопровода, а в месте выхода газопровода от 3° до 15°.

Отметки верха газопровода во время строительства принимают от поверхности не менее:

в связных грунтах – двух диаметров газопровода;

в несвязных грунтах – трех диаметров газопровода.

Прогнозирование деформаций русел рек на участке перехода рекомендуется выполнять на основе комплексной оценки динамики и направленности смещения береговой зоны, типа руслового процесса, геологических условий, с учётом возможного влияния гидротехнических сооружений, расположенных выше по течению от перехода на период 50 лет после завершения инженерных изысканий.

Требования к периоду прогнозирования русловых процессов для бестраншейных методов строительства должны быть указаны в задании на проектирование.

10.1.5.5 При строительстве в скальных породах или гравийно-галечниковых (щебенистых) грунтах с отдельными валунами или их скоплениями газопровод следует прокладывать в защитном футляре из стальных труб, выполненном методом ГНБЩ с последующим протаскиванием в защитный футляр газопровода. Также возможна прокладка плети газопровода из труб со специальным защитным покрытием и защитой стыков труб.

10.1.5.6 Для предотвращения повреждений от внешних механических воздействий на трубы предусмотреть нанесение дополнительных покрытий (обетонирование, композитные покрытия и т.п.) поверх защитного покрытия газопровода.

# 10.2 Переходы через болота

10.2.1 На болотах и заболоченных участках следует предусматривать подземную прокладку газопроводов.

Как исключение при соответствующем обосновании допускается укладка газопровода по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом следует обеспечить прочность газопровода, общую устойчивость его в продольном направлении и против всплытия, а также защиту от теплового воздействия в случае разрыва одной из ниток.

10.2.2 При соответствующем обосновании при подземной прокладке газопровода через болота (третьего типа по п. 6.3) и озера длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

10.2.3 Прокладку газопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов. В местах поворота допускаются повороты отводами радиусом 40  (холодного гнутья) и 5  (заводского изготовления), а также упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с положениями, изложенными в разделе 11.

10.2.4 Укладку газопровода при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима следует предусматривать непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании в зависимости от принимаемых проектом конструкций и способа балластировки и закрепления трубопровода.

Допускается прокладка газопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелколесья. Выстилку следует покрывать слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывается газопровод.

10.2.5 Размеры насыпи при укладке в ней газопровода диаметром свыше *DN* 700 с расчетным перепадом положительных температур на данном участке следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий, вызванных изменением температуры металла труб в процессе эксплуатации.

10.2.6 Наименьшие размеры насыпи принимают следующими:

* толщина слоя грунта над газопроводом не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;
* ширина насыпи поверху равной 1,5 , но не менее 1,5 м;
* откосы насыпи в зависимости от свойств грунта, но не менее 1 : 1,25.

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

Насыпь из торфа и минерального грунта для защиты от размыва и выветривания следует укреплять. Материалы и способы укрепления насыпи устанавливаются проектом.

10.2.8 При проектировании насыпи предусматривают устройство водопропускных сооружений: лотков, открытых канав или труб. Дно водопропускных сооружений и прилегающие откосы следует укрепить.

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

10.2.9 Участки газопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, рассчитывают против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусмотреть специальные конструкции и устройства для балластировки (обетонированные трубы, балластирующие устройства (в том числе с использованием грунта), анкеры и др.).

10.2.10 При закреплении газопровода анкерными устройствами следует избегать нахождение лопасти анкера в слое торфа, заторфованного грунта или лёсса, 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.

# 10.3 Подземные переходы газопроводов через автомобильные и железные дороги

10.3.1 Переходы газопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками при соответствующем обосновании в проекте.

Угол пересечения газопровода с железными и категорийными автомобильными дорогами устанавливают равным 90°. Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

При прокладке в стеснённых условиях допускается угол пересечения газопровода не менее 60°. При этом категорию участков газопровода, примыкающих к переходам, на длине, равной минимальному расстоянию от дороги до газопровода с параметрами рассматриваемого газопровода, назначают не ниже категории участка перехода.

В случае проведения работ по капитальному ремонту автомобильной или железной дороги, не связанных с изменением их внешних границ (проезжей части, откосов, водоотводного сооружения земляного полотна, насыпи и т.д.), допускается сохранение угла пересечения с существующим трубопроводом в случае, если действующие трубопроводы и их кожухи, пересекаемые ремонтируемыми железными и автомобильными дорогами, находятся в удовлетворительном техническом состоянии и не подлежат реконструкции.

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

10.3.2 Участки газопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги прокладывают следующими методами:

* открытым (траншейным);
* продавливания (прокола);
* горизонтального шнекового бурения;
* ГНБЩ;
* микротоннелирования.

Все указанные методы прокладки переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги общего пользования всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов выполняют с устройством защитных футляров (кожухов) из стальных труб.

10.3.2.1 При открытом (траншейном) способе защитный футляр укладывается в траншею с временным перекрытием движения с устройством объезда. Рабочая трубная плеть протаскивается через кожух или укладка кожуха может производиться совместно с трубной плетью.

10.3.2.2 При методе продавливания (прокола) разрабатываются рабочий и приемный котлованы на расстоянии не менее 5 м от подошвы насыпи ж/д и автодорог, используется гидродомкратная установка для продавливания футляра и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину не менее 0,5 м от низа защитного кожуха.

10.3.2.3 При методе горизонтального шнекового бурения разрабатываются рабочий и приемный котлованы на расстоянии не менее 5 м от подошвы насыпи ж/д и автодорог, используется установка горизонтального бурения и водоотливная установка для понижения грунтовых вод на глубину не менее 0,5 м от низа защитного кожуха, устанавливается защитный футляр.

10.3.2.4 Переход способом ГНБЩ выполняется для труб футляра с использованием специализированных проходческих комплексов и последующим протаскиванием плети газопровода.

10.3.2.5 Переход способом микротоннелирования выполняется для трубных секций футляра с использованием специализированных проходческих комплексов и последующим протаскиванием плети газопровода.

10.3.3 Категории участков переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги следует принимать в соответствии с таблицей 2.

10.3.4 Внутренний диаметр футляра определяют из условия производства работ и конструкции перехода и не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра газопровода.

Концы футляра следует выводить на расстояние:

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

10.3.5 Прокладку кабеля связи газопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги выполняют в защитном футляре или отдельно в трубах.

10.3.6 На подземных переходах газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных футляров следует оснащать герметизирующими устройствами из диэлектрического материала. Торцевые полости между футляром и трубопроводом закрывают концевыми эластичными манжетами, обеспечивающими восприятие осевых и радиальных перемещений, возникающих в трубопроводе от изменения давления и температуры перекачиваемого газа, без нарушения герметичности в течение гарантийного срока эксплуатации манжеты. Концевые манжеты защищают от механических повреждений грунтом засыпки с помощью защитных конструкций (укрытий защитных).

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

* для железных дорог – от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений – от крайнего водоотводного сооружения – 50 м;
* для автомобильных дорог – от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

При наличии на переходе уклона свечу располагают, по возможности, на более высокой стороне футляра.

При строительстве переходов в футляре с криволинейным вертикальным профилем предусматривают свечи по обе стороны кожуха.

Высоту вытяжной свечи от уровня земли принимают не менее 5 м, но не менее 3 м относительно отметки уровня полотна дороги. Номинальный диаметр вытяжной свечи устанавливается в соответствии с проектной документацией. На пересечениях с автомобильными дорогами диаметр вытяжной свечи принимают не более DN 100.

На участках подземных переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги общего пользования на вытяжной свече следует предусматривать установку дистанционной системы контроля загазованности.

При наличии в пределах участка пересечения ВЛ электропередачи, вытяжную свечу следует предусматривать на расстоянии от ВЛ электропередачи по горизонтали не менее полуторократной высоты опоры.

10.3.7 Заглубление участков переходов определяется в зависимости от грунтовых условий, но при этом составляет для железных дорог общей сети и автомобильных дорог всех категорий не менее 3 м от подошвы рельса или от верха покрытия автомобильной дороги до верхней образующей трубопровода и не менее 1.5 м от дна водоотводных сооружений.

10.3.8 Заглубление участков газопроводов под автомобильными дорогами на территории КС принимается, считая от верха покрытия до верха трубы (или ее футляра), не менее 0,6 м.

10.3.9 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 назначают не менее расстояний, принятых при подземной прокладке ЛЧ МГ.

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

10.3.11 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного газопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети следует принимать до:

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

10.3.12 Положение газопровода в кожухе фиксируют по всей длине перехода центрирующими устройствами, обеспечивающими сохранность защитного покрытия труб и отсутствие электрического контакта между трубой и кожухом.

10.3.13 Участки газопроводов, прокладываемые на переходах (без устройства футляров) через автомобильные дороги с переходным или низшим типом покрытия, которые не планируются к повышению категорийности на перспективу до 20 лет, а также грунтовые дороги, следует защищать укладкой бетонных плит. Бетонные плиты укладывают:

* по верху автомобильной дороги на длине по 10 м в каждую сторону от оси газопровода;
* над участками газопровода на длине 10 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна дороги. На этих участках бетонные плиты следует укладывать на расстоянии в свету 0,5 м над верхней образующей трубы и засыпать грунтом до уровня верха траншеи.

10.3.14 Защитные футляры следует проверять на прочность и овальность сечений под действием постоянных весовых нагрузок и временных нагрузок от транспорта в соответствии с требованиями Приложения А.

# 10.4 Пересечения и параллельная прокладка газопроводов с другими трубопроводами и инженерными коммуникациями

10.4.1 При взаимном пересечении трубопроводов, а также при пересечении трубопроводов с другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) расстояние между ними в свету принимают не менее 350 мм, а пересечение выполняют под углом не менее 60°.

При прокладке газопровода бестраншейными способами угол пересечения с другими трубопроводами, электрическими кабелями и кабелями связи принимают не менее 30°, при этом точки начала и конца участка бестраншейной прокладки располагают за пределами охранной зоны пересекаемого действующего трубопровода. Расстояние между действующим и проектируемым трубопроводами принимают не менее 3,0 м в свету (при пересечении действующего газопровода – не менее 4,0 м в свету) для методов ГНБЩ и микротоннелирования, при прокладке газопровода методом ГНБ – не менее 5,0 м в свету.

Расстояние между действующим трубопроводом и проектируемым газопроводом, прокладываемым протаскиванием в защитных футлярах, следует определять с учетом метода прокладки защитного футляра.

При пересечении проектируемым газопроводом магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода следует учитывать положения п. 5.7 ГОСТ 35070.

10.4.2 При пересечении газопроводов кабелями связи, прокладываемыми методом ГНБ, следует соблюдать следующие условия:

- переходы кабелей через газопровод располагают вне заболоченных и обводненных участков;

- точки входа и выхода участка прокладки кабеля методом ГНБ располагают на расстоянии не менее 25 м от осей крайних ниток пересекаемых газопроводов;

- кабели прокладывают в защитном футляре из полиэтиленовой трубы;

- минимальный зазор в свету по вертикали между нижней образующей газопровода и верхней образующей скважины перехода кабеля составляет не менее 5,0 м.

10.4.3 В местах пересечений газопровода с ЛЭП напряжением 110 кВ и выше предусматривают только подземную прокладку газопровода под углом не менее 60° в пределах расстояний, определяемых в соответствии с Приложением № 2 к ТР ЕАЭС 049/2020 [3]. При этом газопроводы, прокладываемые в районах распространения ММГ, на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения принимают категории С.

10.4.4 Ширина просеки для прокладки газопровода параллельно ЛЭП 6, 10 кВ при прохождении по территории Государственного лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с требованиями нормативных документов для проектирования объектов энергетики.[[3]](#footnote-3)

10.4.5 При параллельной прокладке проектируемых газопроводов с существующими стальными подземными инженерными сооружениями следует учитывать расположение средств ЭХЗ этих трубопроводов и, если необходимо, предусматривать их реконструкцию.

# 11 Надземная прокладка газопроводов

11.1 Надземная прокладка газопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения ММГ, на неустойчивых грунтах, на территории компрессорных станций и узлов подключения компрессорных станций, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом положений 5.2.

В каждом конкретном случае надземную прокладку газопровода обосновывают технико-экономическими расчетами, подтверждающими экономическую эффективность, техническую целесообразность и надежность газопровода.

11.2 При прокладке газопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия следует использовать несущую способность самого газопровода. В этом случае могут применяться следующие конструкции надземной прокладки:

* балочные однопролетные;
* балочные многопролетные;
* шпренгельные;
* вантовые;
* висячие;
* арочные;
* мостовые фермы.

11.3 В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается предусматривать для прокладки газопроводов специальные мостовые конструкции (в виде балок и ферм).

11.4 Надземные переходы газопроводов могут проектироваться, как правило, с компенсацией продольных деформаций. Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных деформаций. Возможность прокладки без компенсации продольных деформаций, а также размеры необходимых компенсационных участков определяются по результатам расчетов на прочность и устойчивость в соответствии с положениями раздела 13.

11.5 Величины пролетов надземного газопровода следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции прокладки в соответствии с положениями раздела 13.

11.6 При всех способах компенсации продольных деформаций газопровода следует применять отводы, допускающие проход СОД.

11.7 В местах установки арматуры на газопроводе необходимо предусмотреть стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки предусматривают из негорючих материалов с конструкцией, соответствующей положениям ГОСТ 23120 и других действующих нормативных документов.

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

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

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

11.9 Опоры балочных систем газопроводов следует проектировать из несгораемых материалов. При проектировании надземных газопроводов электроизоляцию трубопровода от опор следует предусмотреть при наличии на трубопроводе потенциала ЭХЗ.

11.10 Высоту от уровня земли до низа трубопровода (или поверхности его изоляции), прокладываемого на низких опорах на свободной территории вне проезда транспортных средств и прохода людей следует принимать не менее 0,5 м.

Высоту от уровня земли до низа трубопровода (или поверхности его изоляции), прокладываемого на высоких опорах, следует принимать:

* в местах прохода людей – 2,2 м;
* в местах пересечения с автодорогами (от верха покрытия проезжей части) – 5 м;
* в местах пересечения с внутренними железнодорожными подъездными путями и путями общей сети – в соответствии с ГОСТ 9238.

Высоту прокладки газопровода над землей на участках, где предусматривается использование ММГ в качестве основания, назначают из условия обеспечения естественного состояния грунтов под опорами и газопроводом.

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

11.11 При прокладке газопроводов через препятствия, в том числе 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, где возможен ледоход, и больших оврагов – 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 карчехода устанавливается особо в каждом конкретном случае, но не менее 1 м над ГВВ (по году 1 % обеспеченности).

11.12 При прокладке газопроводов через автомобильные дороги и железные дороги общей сети расстояние в плане от крайней опоры надземного газопровода принимают не менее:

|  |  |
| --- | --- |
| * до подошвы откоса насыпи ………………………… | 5 м; |
| * до бровки откоса выемки…………………………… | 3 м. |

Расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов железной дороги следует принимать в соответствии с требованиями габарита «С» по ГОСТ 9238, а расстояние от крайней опоры надземного газопровода до крайнего рельса железной дороги принимают не менее 10 м.

11.13 Газопроводы надземной прокладки обеспечивают защитным покрытием от атмосферной коррозии материалами, разрешенными к применению.

11.14 При пересечении наземного (надземного) газопровода с ЛЭП напряжением до 110 кВ следует предусматривать мероприятия по защите газопровода от контакта с проводом при его обрыве.

# 12 Нагрузки и воздействия

12.1 Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания принимают в соответствии с требованиями нормативных документов государств союза.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке следует принимать согласно данным таблицы 11.

12.2 Принятый в настоящем стандарте термин «рабочее давление» (см. 3.54) соответствует ГОСТ 14249.

При расчете элементов газопровода на прочность рабочее давление , МПа, применяется в сочетании с коэффициентом надежности по нагрузке (внутреннему давлению) в виде произведения .

Значение коэффициента надежности по нагрузке (внутреннему давлению) допускается принимать менее значения, указанного в таблице 13, при соответствующем обосновании в зависимости от системы регулирования внутреннего давления.

Таблица 11– Нагрузки и воздействия на газопроводы

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характер  нагрузок и  воздействий | Нагрузка и воздействие | Способ прокладки  трубопровода | | Коэффициент надежности по нагрузке |
| 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 | + | + | 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 |

*Окончание таблицы 11*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Характер  нагрузок и  воздействий | Нагрузка и воздействие | Способ прокладки  трубопровода | | Коэффициент надежности по нагрузке |
| Подземный,  наземный  (в насыпи) | Надземный |
|  | 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 |
| 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 вечномерзлых грунтов при оттаивании) | + | + | 1,00 |
| Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов | + | – | 1,05 |

12.3 Нормативные весовые нагрузки определяются с учетом веса труб, транспортируемого продукта, защитного, теплоизоляционного и утяжеляющего покрытий, а также веса грунта засыпки.

Погонные весовые нагрузки , МН/м, определяют по следующим формулам для:

* собственного веса трубы

(12.1)

* веса защитного покрытия

, (12.2)

, (12.3)

* веса теплоизоляционного слоя

, (12.4)

, (12.5)

* для веса перекачиваемого газа по формуле

, (12.6)

, (12.7)

для природного газа допускается вычислять погонный вес по приближенной формуле

, (12.8)

* вес заполняющего газопровод конденсата (при возможном его образовании)

, (12.9)

* выталкивающей силы воды для полностью погруженного в воду газопровода при отсутствии течения воды

, (12.10)

где *A* – площадь поперечного сечения трубы (стали), м2;

– ускорение свободного падения, м/с2;

– диаметр трубопровода наружный, м;

– диаметр трубопровода с учетом слоя защитного покрытия, м;

– плотность защитного покрытия, кг/м3;

– толщина слоя защитного покрытия, м;

– толщина слоя теплоизоляции, м.

– диаметр трубопровода с учетом слоев защитного покрытия и теплоизоляции, м;

– плотность теплоизоляционного материала, кг/м3;

– абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;

– газовая постоянная, Дж/(кг∙К);

– коэффициент сжимаемости газа;

– температура (абсолютная) газа, К;

– внутренний диаметр трубопровода, м;

– толщина стенки трубы, номинальная, м;

– плотность конденсата, кг/м3;

– наружный диаметр трубы с учетом защитного покрытия и футеровки, м;

– плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м3.

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.

12.4 Нормативную погонную ветровую нагрузку на одиночный надземный газопровод , МН/м, вычисляют как горизонтальную нагрузку от статического действия ветра по формуле

, (12.11)

где – нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки, МН/м2, определяемое в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих в государствах союза;

– нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, МН/м2, для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью, определяемое в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих в государствах союза;

– диаметр газопровода с учетом слоев защитного покрытия и теплоизоляции, м, определяемый по формуле (12.5).

12.5 Нормативную погонную вертикальную нагрузку на надземный газопровод от веса снега или обледенения , МН/м, вычисляют по формуле

, (12.12)

где – погонная нагрузка от снега, МН/м;

– погонная нагрузка от обледенения, МН/м.

Нагрузку от снега , МН/м, вычисляют по формуле

, (12.13)

где – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода, который принимается равным 0,4 для одиночно прокладываемого трубопровода;

– нормативное значение распределенного веса снегового покрова, МН/м2, принимаемое в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих в государствах союза.

Нагрузку от возможного обледенения газопровода , МН/м, вычисляют по формуле

, (12.14)

где – толщина слоя гололеда[[4]](#footnote-4), м, принимаемая согласно соответствующим нормам государств союза.

12.6 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 замыкания. При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания определяют раздельно для участков различных категорий.

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

Принятые в расчете максимальная и минимальная температуры, при которых фиксируется расчетная схема газопровода, максимально и минимально допустимая температура газа на выходе из КС, указываются в проекте.

12.8 При расчете газопровода на прочность и устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру газа, поступающего в газопровод, и ее изменение по длине газопровода в процессе транспортировки газа.

12.9 Напряжения от упругого изгиба следует учитывать при проверке прочности газопровода.

12.10 Обвязочные трубопроводы КС следует дополнительно рассчитывать на динамические нагрузки от пульсации давления.

12.11 Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и т.д., определяют на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации газопровода.

12.12 Для газопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, расчетная интенсивность возможных землетрясений для различных участков газопровода определяется по картам сейсмического районирования с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

12.13 При проведении сейсмического микрорайонирования необходимо уточнить данные о тектонике района вдоль всего опасного участка трассы в коридоре, границы которого отстоят от газопровода не менее чем на 15 км.

12.14 Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных газопроводов назначается согласно правилам государств союза.

Расчетную сейсмичность для подземных газопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначают без учета заглубления газопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

# 13 Расчет газопроводов на прочность и устойчивость

# 13.1 Нормативные и расчетные сопротивления материала труб и соединительных деталей

13.1.1 При определении напряжений и в расчетах газопроводов на прочность и устойчивость необходимо принимать следующие значения физических характеристик материала труб и соединительных деталей (в упругой области работы материала труб):

* модуль упругости равным 206000 МПа;
* коэффициент Пуассона равным 0,3;
* коэффициент линейного расширения равным 1,2∙10-5 (°С)-1.

13.1.2 При анализе НДС газопровода в процессе его укладки и эксплуатации следует учитывать упругопластические свойства материала труб. В этом случае модуль деформации и коэффициент поперечной деформации следует определять в соответствии с диаграммой деформирования материала труб, в зависимости от уровня эквивалентных напряжений (интенсивности напряжений).

13.1.3 Значения нормативных сопротивлений материала труб (соединительных деталей) – нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) – стали следует принимать по указанным в проекте стандартам и техническим условиям на трубы и соединительные детали.

13.1.4 При определении расчетных сопротивлений в настоящем стандарте используется система коэффициентов надежности согласно ГОСТ27751.

13.1.5 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) по прочности и по текучести следует определять по формулам

, (13.1)

, (13.2)

где – коэффициент условий работы трубопровода;

– коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;

– коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести;

– коэффициент надежности по ответственности газопровода;

– нормативное сопротивление материала труб и сварных соединений – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

– нормативное сопротивление материала труб и сварных соединений –нормативный предел текучести, МПа;

13.1.6 коэффициент надежности по ответственности газопровода следует принимать равным 1,10.

13.1.7 Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности следует принимать в зависимости от характеристик труб согласно данным таблицы 12.

Таблица 12 – Значения коэффициента надежности по материалу труб

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Характеристика труб | Значение |
| 1 | Сварные из стали контролируемой (термомеханической) прокатки, изготовленные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 %, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. После выполнения технологического шва допускается лазерная (гибридная лазерно-дуговая) сварка средней части толщины стенки трубы, при этом полученный при лазерной (гибридной лазерно-дуговой) сварке шов не переплавляется полностью при двусторонней дуговой сварке под флюсом. | 1,34 |
| 2 | Сварные из нормализованной стали, изготовленные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 %, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами.  Бесшовные, подвергнутые автоматическому контролю в | 1,40 |

*Окончание таблицы 12*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Характеристика труб | Значение |
|  | объеме 100 % на сплошность металла неразрушающими методами.  Сварные, изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутые локальной термообработке сварных соединений и общей термообработке, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. |  |
| 3 | Сварные, изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутые локальной термообработке сварных соединений или общей термообработке, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. | 1,47 |

13.1.8 Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести следует принимать равным 1,15.

13.1.9 Значения коэффициента условий работы трубопровода следует принимать в зависимости от категории участка согласно данным таблицы 13.

Таблица 13 – Значения коэффициента условий работы трубопровода

|  |  |
| --- | --- |
| Категория участка газопровода | Коэффициент условий работы |
| Н | 0,921 |
| С | 0,767 |
| В | 0,637 |

# 13.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей

13.2.1 Расчетная толщина стенки трубы газопровода определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела прочности (временного сопротивления) , мм и предела текучести , мм, материала труб

. (13.3)

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности, , мм, вычисляется по формуле

, (13.4)

а толщина стенки, определяемая по пределу текучести, , мм, вычисляется по формуле

, (13.5)

где  –  рабочее давление, МПа;

 – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

– наружный диаметр трубы, мм;

– расчетное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

– расчетное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

13.2.2 Расчетное значение толщины стенки трубы округляется в большую сторону с точностью 0,1 мм. В качестве номинальной толщины стенки трубы следует взять ближайшее большее значение толщины стенки по используемым в проекте техническим условиям или стандартам на трубы.

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

Номинальную толщину стенки трубопроводов импульсного и топливного газа следует принимать равной не менее 6 мм для труб с наружным диаметром 159 мм и не менее 5 мм – для труб с наружным диаметром 57 мм.

13.2.3 Кроме того, для расчетной толщины стенки трубы проверяют выполнение положений раздела 14 в части назначения уровней испытательного давления в верхней и нижней точках испытываемого участка газопровода.

13.2.4 Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки с целью защиты от коррозии и т.п. следует обосновывать технико-экономическим расчетом.

13.2.5 Расчетную толщину стенки соединительных деталей , мм, следует определять для:

1. тройниковых соединений – по:
   1. приложению Б – для штампованных и штампосварных тройников;
   2. приложению В – для сварных тройников без усиливающих элементов (ТС);
2. отводов (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода), конических переходов, переходных колец и заглушек – по формуле

, (13.6)

где – коэффициент несущей способности соединительной детали;

– расчетная толщина стенки трубы, имеющей диаметр и материал соединительной детали, мм.

Расчетную толщину стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода, следует принимать как для прямых труб, из которых изготовлены данные отводы.

Примечание – Толщину стенки переходов следует рассчитывать по большему диаметру.

13.2.6 Значения коэффициента несущей способности следует принимать равным:

* для отводов – согласно данным таблицы 14 в зависимости от кривизны отвода;
* для заглушек, переходных колец и для конических переходов с углом наклона образующей менее 12°: = 1.

Таблица 14 – Значения коэффициента несущей способности отводов

|  |  |
| --- | --- |
| Отношение радиуса кривизны отвода к его номинальному диаметру | Коэффициент несущей способности отвода |
| 1,0 | 1,30 |
| 1,5 | 1,15 |
| 2,0 и более | 1,00 |

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

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

Номинальная толщина стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных и электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода, принимается равной номинальной толщине прямых труб, из которых изготовлены данные отводы с учетом минусового допуска на трубы.

Номинальную толщину стенки соединительной детали принимают не менее 4 мм.

13.2.8 Толщину кромки под сварку соединительной следует принимать с учетом условий 13.2.1, в которых используются присоединяемый диаметр и нормативные свойства материала детали.

# 13.3 Проверка условий прочности

13.3.1 Расчет газопроводов на прочность предполагает выполнение проверок:

* кольцевых напряжений;
* продольных напряжений;
* эквивалентных напряжений.

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

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

13.3.4 Расчетная схема газопровода должна отражать действительные условия его работы, а метод расчета – учитывать возможность использования компьютерных программ.

13.3.5 В качестве расчетной схемы газопровода следует рассматривать статически неопределимые плоские или пространственные, простые или разветвленные стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия газопровода с опорными устройствами и окружающей средой (при укладке непосредственно в грунт). При этом коэффициенты повышения гибкости отводов и тройниковых соединений определяются согласно 13.4.

Примечание – В расчетной схеме газопровода ВЭИ рассматривают как неравнопрочные элементы.

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

13.3.7 Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевое напряжение , МПа, вычисляемое по формуле

, (13.7)

где – кольцевое напряжение от внутреннего давления;

– рабочее давление, МПа;

– коэффициент надежности по нагрузке;

– наружный диаметр трубы, мм;

– толщина стенки трубы номинальная, мм,

удовлетворяет условию

., (13.8)

где – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;

– расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа;

13.3.8 Проверку условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений следует выполнять по формулам

, если ; (13.9)

, если , (13.10)

где – продольное напряжение, МПа;

– эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

– нормативный предел текучести материала труб, МПа;

– расчетный коэффициент для проверки продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый равным 0,90.

13.3.9 Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса , МПа, следует вычислять по формуле

, (13.11)

где – кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа, определяемое по формуле (13.7);

– продольное напряжение, МПа.

Соответствующая эквивалентному напряжению (13.11) эквивалентная деформация вычисляется по формуле

; , (13.12)

где – деформация, определяемая по диаграмме «напряжения-деформации» при одноосном растяжении в зависимости от величины напряжения;

– напряжение при одноосном растяжении, равное по величине эквивалентному напряжению, МПа;

– коэффициент Пуассона материала труб;

– модуль упругости материала труб, МПа.

13.3.10 Продольные напряжения в подземных и наземных (в насыпи) газопроводах следует определять с учетом упругопластической работы материала труб. Расчетная схема участка газопровода принимается с учетом необходимости корректного представления условий работы газопровода и его взаимодействия с грунтом. Для надземных газопроводов продольные напряжения следует определять по правилам строительной механики стержневых статически неопределимых систем с дополнительным учетом напряжений, вызванных действием внутреннего давления.

13.3.11 Продольные напряжения , МПа, для подземных и наземных (в насыпи) газопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляют по формуле

, (13.13)

где – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

– кольцевое напряжение, МПа;

– модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

– наружный диаметр трубы, номинальный, м;

– радиус упругого изгиба, м;

– коэффициент линейного температурного расширения, °С-1;

– температурный перепад, °С.

Примечания

1 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 газопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система).

2 Максимально возможную температуру стенок подземного и наземного (в насыпи) газопровода в процессе эксплуатации следует принимать (при температуре воздуха обеспеченностью 0,95 в теплый период года) равной температуре газа в начале участка газопровода:

* при отсутствии охлаждения газа на КС – равной температуре газа на выходе из компрессорного цеха;
* при наличии охлаждения газа – равной температуре газа на выходе из системы охлаждения.

3 Минимально возможную температуру стенок подземного и наземного (в насыпи) газопровода в процессе эксплуатации следует принимать меньшей из двух значений:

* среднемесячной минимальной температуры грунта в году на глубине оси трубопровода;
* температуры газа, определяемой на основании теплотехнического расчета участка газопровода при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 с учетом температуры газа в начале участка газопровода, а также характеристик трубопровода, транспортируемого газа и грунта.

4 Максимально возможную температуру стенок надземного (без теплоизоляции) газопровода в процессе эксплуатации следует принимать равной максимальной температуре газа в расчетном участке газопровода, определяемой на основании теплотехнического расчета участка газопровода при температуре воздуха обеспеченностью 0,95 в теплый период года с учетом характеристик трубопровода, поглощения солнечной радиации наружной поверхностью трубопровода и скорости ветра.

5 Минимально возможную температуру стенок надземного (без теплоизоляции) газопровода в процессе эксплуатации следует принимать равной минимальной температуре газа в расчетном участке газопровода, определяемой на основании теплотехнического расчета участка газопровода при температуре воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 в холодный период года с учетом характеристик трубопровода, поглощения солнечной радиации наружной поверхностью трубопровода, скорости ветра и наличия снегового покрова.

6 Рекомендуются следующие правила практического определения положительного температурного перепада для различных способов прокладки газопровода:

- для подземной и наземной прокладки: определять температурный перепад с учетом изменения температуры газа по длине трубопровода. Температуру газа определять по результатам теплогидравлического расчета, на максимальную проектную производительность газопровода, с учетом взаимодействия с окружающей средой и эффекта Джоуля-Томсона.

- для надземной прокладки температурный перепад принимается равным разнице между максимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей температурой воздуха при сварке замыкающего стыка трубопровода.

7. В случае установки на газопроводе-отводе узла редуцирования при расчете газопровода-отвода на прочность и устойчивость следует учитывать изменение температуры газа при редуцировании.

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

13.3.13 Для газопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения , МПа, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, вычисляются по формуле

, (13.14)

где – модуль упругости материала труб, МПа;

– длина участка деформации газопровода с учетом его работы за пределами мульды сдвижения, м;

– максимальные перемещения газопровода на участке, вызываемые сдвижением грунта, м, вычисляются по формуле

, (13.15)

где – параметр перемещения, который определяется выражением

, (13.16)

,

– предельное сопротивление грунта продольным перемещениям газопровода, МПа;

– длина участка однозначных деформаций земной поверхности в полумульде сдвижения, пересекаемого газопроводом, м;

– коэффициент, учитывающий соотношение зон деформаций грунта и трубопровода в полумульде;

– максимальное сдвижение земной поверхности в полумульде, пересекаемой газопроводом, м;

– толщина стенки газопровода, номинальная, м;

– перемещение, соответствующее наступлению предельного значения , м.

13.3.14 Газопроводы, прокладываемые в ММГ при использовании их по II принципу, когда ММГ основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения), необходимо рассчитывать на просадки и пучения.

13.3.15 При проектировании объектов КС следует выполнять расчёт на виброустойчивость технологических трубопроводов КС с учетом смонтированного на них оборудования.

# 13.4 Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений

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

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

13.4.3 При расчете газопровода жесткость участков на длине отводов вычисляется по формуле

, (13.17)

где – изгибная жесткость сечения отвода, МН∙м2;

– коэффициент повышения гибкости отвода.

13.4.4 Значения коэффициента повышения гибкости отводов следует определять в зависимости от центрального угла отвода  и коэффициента гибкости длинных отводов по формулам:

, ,

, . (13.18)

13.4.5 Коэффициент гибкости длинных отводов  вычисляют с учетом действия внутреннего давления по формуле

, (13.19)

где – параметр перемещений срединной поверхности отвода.

13.4.6 Входящий в формулу (13.19) параметр перемещений , а также другие параметры перемещений , необходимые для определения коэффициента увеличения напряжений в отводах, находятся на основании следующих рекуррентных формул

(13.20)

13.4.7 В формулы (13.20) входят вспомогательные коэффициенты, которые вычисляются зависимостями, в которые входит параметр кривизны отвода  и параметр внутреннего давления , по формулам:

(13.21)

где – параметр кривизны отвода, вычисляется по формуле

, (13.22)

где – радиус кривизны отвода, м;

– номинальная толщина стенки отвода, м;

– радиус средней линии сечения отвода, м, вычисляемый по формуле

, (13.23)

где D – диаметр отвода наружный, м;

(13.24)

где – коэффициент Пуассона материала отвода;

– рабочее давление, МПа;

– коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

– модуль упругости материала отвода, МПа.

13.4.8 Коэффициент гибкости тройниковых соединений следует принимать равным единице.

13.4.9 При расчете на прочность отводов расчетный момент , МН⋅м, определяется в зависимости от изгибающих моментов в двух взаимно–перпендикулярных плоскостях и от коэффициента увеличения продольных напряжений по формуле

, (13.25)

где – коэффициент увеличения напряжений;

– изгибающий момент, действующий в плоскости отвода, МН⋅м;

– изгибающий момент, действующий из плоскости отвода, МН⋅м.

13.4.10 Коэффициент увеличения напряжений в отводах вычисляют по формулам:

, (13.26)

, . (13.27)

13.4.11 Коэффициент увеличения напряжений в длинных отводах следует определять с учетом действия внутреннего давления по формуле

, (13.28)

в которой значение коэффициента гибкости принимается по формуле (13.19), а значения параметров перемещений – по формулам (13.20).

13.4.12 Результирующий изгибающий момент, действующий на ответвление тройника, вычисляют по формуле

, (13.29)

где – изгибающий момент на ответвление тройника, действующий в плоскости тройника, МН⋅м;

– изгибающий момент на ответвление тройника, действующий из плоскости тройника, МН∙м;

, – коэффициенты увеличения напряжений при изгибе, соответственно, в плоскости и из плоскости тройника, вычисляемые по формулам:

, (13.30)

, (13.31)

где , – соответственно, диаметры наружные ответвления и магистрали тройника, м.

13.4.13 Входящий в формулу (13.30) безразмерный параметр тройника вычисляют:

* для сварных тройников без усиливающих элементов по формуле

; (13.32)

* для штампованных и штампосварных тройников по формуле

, (13.33)

где – радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии, м;

– радиус средней линии сечения магистрали тройника, м, вычисляемый по формуле

, (13.34)

где – диаметр наружный основной трубы (магистрали) тройника, м;

– толщина стенки магистрали в месте начала закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии, м.

# 13.5 Проверка общей устойчивости подземных газопроводов

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

, (13.35)

где – эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода, МН;

– критическое продольное усилие, которое определяется с учетом радиуса кривизны оси, высоты засыпки, свойств грунта, балластировки и закрепления анкерами, возможного обводнения, МН;

– коэффициент запаса общей устойчивости, принимаемый равным:

* 1,10 – для участков газопровода категории Н;
* 1,30 – для участков газопровода категорий С и В.

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

13.5.3 Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении газопровода, , следует определять с учетом нагрузок и воздействий, продольных и поперечных перемещений газопровода в соответствии с правилами строительной механики.

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

, (13.36)

где – модуль упругости материала труб, МПа;

– коэффициент Пуассона материала труб;

– площадь поперечного сечения трубы (стали), м2;

– площадь поперечного сечения трубопровода «в свету», м2;

– рабочее давление, МПа;

– коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению).

13.5.4 Для приближенной оценки общей устойчивости участка газопровода может быть использован порядок расчета, приведенный в 13.5.5–13.5.9.

13.5.5 Значение критического продольного усилия вычисляют по формуле

, (13.37)

где – предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

– расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

13.5.6 Предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх определяется как сумма погонного веса газопровода и предельной несущей способности грунта при выпучивании газопровода по формуле

, (13.38)

где – погонный вес газопровода, МН/м;

– предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода, МН/м.

Предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода вычисляется:

* для песчаных и других несвязных грунтов по формуле

, (13.39)

где – расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м3;

– глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, м;

– наружный диаметр газопровода, м;

– коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, определяется экспериментальным способом; если отсутствуют надежные данные, то следует принимать равным 0,5 для плотных грунтов и 0,1 для слабонесущих грунтов;

* для глинистых и других связных грунтов по формуле

, (13.40)

где – коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов, вычисляется по формуле

, (13.41)

– сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное), МПа.

13.5.7 Для вертикальных углов поворота выпуклостью вверх, образованных в результате упругого изгиба с радиусом кривизны , расчетный радиус кривизны принимается равным

(13.42)

при этом допускается упругий изгиб, удовлетворяющий условию

, (13.43)

где *D* – наружный диаметр газопровода, м.

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

(13.44)

13.5.8 Прямолинейные участки газопровода рассматриваются как изогнутые (выпуклостью вверх), для них расчетный радиус изгиба принимается равным 5000 м.

13.5.9 Для вертикальных углов поворота трассы, образованных с помощью вставок холодного гнутья и заводских отводов, расчетный радиус кривизны подземного газопровода определяется в зависимости от конструктивной схемы угла поворота трассы согласно приложению Г.

13.5.10 В случае, когда условие общей устойчивости участка газопровода (13.35) не соблюдается, необходимо выполнить одно или несколько следующих мероприятий:

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

# 13.6 Проверка овальности сечений подземного газопровода после укладки и засыпки

13.6.1 Проверку овальности и прочности сечений газопровода после укладки и засыпки под действием весовых нагрузок грунта засыпки следует выполнять согласно подразделам А 1.3- А.1.5 приложения А.

13.6.2 Если условие по допустимой овальности газопровода не удовлетворяется, то следует назначить меньшую глубину засыпки (но не менее значений, указанных в 9.1.1) или применить трубы с более толстой стенкой в соответствии с положениями подраздела А.1.5 приложения А.

# 13.7 Устойчивость формы поперечных сечений газопровода

13.7.1 Условие местной устойчивости стенки трубы газопровода может быть выполнено за счет назначения соответствующей толщины стенки при известных изгибных деформациях и начальной овальности сечений труб.

13.7.2 При совместном действии изгибающего момента и продольной сжимающей силы местная устойчивость стенки газопровода обеспечивается при выполнении условия

, (13.45)

где – предельно допустимая изгибная деформация;

– критическая продольная деформация только при изгибе газопровода;

– параметр овальности сечений труб.

В формуле (13.45) все деформации сжатия условно считаются положительными.

13.7.3 Предельно допустимую изгибную деформацию задают в проекте, но не более .

13.7.4 Критическая продольная деформация при изгибе газопровода определяется по формуле

, (13.46)

13.7.5 Правая часть неравенства (13.45) представляет собой параметр овальности, вычисляемый по формуле

, (13.47)

где вычисляется по формуле

, (13.48)

13.7.6 В формуле (13.48) используется расчетная начальная овальность сечений труб , %, которая определяется по формуле, аналогичной формуле (А.11), при этом максимальный и минимальный диаметры сечения трубы принимаются для трубы после ее изготовления на заводе.

13.7.7 Расчетную начальную овальность при отсутствии фактических данных измерения диаметров трубы следует принять равной 2,0 %.

13.7.8 Параметр критического напряжения в формуле (13.47) вычисляют по формуле

, (13.49)

где – критическое напряжение в цилиндрической оболочке при действии наружного давления (напряжение коллапса), МПа; вычисляется по формуле

, (13.50)

где – коэффициент Пуассона стали;

– понижающий коэффициент, учитывающий влияние продольной силы;

– нормативный предел текучести материала труб, МПа.

13.7.9 Понижающий коэффициент вычисляют по формуле

, (13.51)

где  – осевые сжимающие продольные напряжения, условно считающиеся положительными, МПа.

# 13.8 Устойчивость положения газопровода

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

, (13.52)

где – суммарная расчетная нагрузка на единицу длины газопровода, действующая вверх включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, МН;

– суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз, включая собственный вес газопровода, МН;

– коэффициент запаса устойчивости положения газопровода, принимаемый равным:

* для участков прокладки газопровода (по отношению к русловой части рек и водоемов) через болота, поймы, водоемы при отсутствия течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности – 1,05;
* для русловых участков прокладки газопровода через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ – 1,10;
* для рек и водохранилищ шириной свыше 200 м, а также горных рек – 1,15.

13.8.2 Для определения интенсивности балластировки (вес на воздухе , МН/м) при обеспечении устойчивости положения в частном случае укладки газопровода свободным изгибом и его равномерной по длине пригрузки следует использовать зависимость

, (13.53)

где – коэффициент запаса по нагрузке, принимаемый равным:

* 0,9 – для железобетонных грузов;
* 1,0 – для чугунных грузов;

 – коэффициент надежности по весу воды;

– погонная выталкивающая сила воды, действующая на газопровод, МН/м;

– интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, МН/м;

– погонная нагрузка от веса трубы МН/м;

– погонная нагрузка от веса продукта, МН/м;

– плотность материала балласта, кг/м3;

– плотность воды, принимаемая по данным изысканий, кг/м3.

13.8.3 При определении расчетной интенсивности нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, МН/м, следует учитывать знак кривизны оси изогнутого участка – выпуклость или вогнутость:

* для выпуклых кривых по формуле

, (13.54)

где – момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м4;

– угол поворота оси газопровода, радиан. Принимается равным не менее 0,008725 рад. (30 мин);

– радиус кривизны упругого изгиба, м;

* для вогнутых кривых по формуле

. (13.55)

13.8.4 Для случая применения обетонированнных труб при отсутствии нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе толщину слоя обетонирования , м, вычисляют, используя следующие формулы:

, (13.56)

где – диаметр наружный обетонированной трубы (с учетом толщины слоя обетонирования), м, вычисляется по формуле

, (13.57)

где – диаметр внутренний трубы вычисляется по формуле

, (13.58)

где – толщина стенки трубы номинальная, м;

– относительные значения параметров, определяемые по формуле

, (13.59)

где индекс «( )» является общим обозначением индексов «st», «ins» и «w»;

; ; ;  – плотности, соответственно, стали, бетона, материала защитного покрытия, воды, кг/м3;

– диаметр наружный трубы с учетом слоя защитного покрытия, м, вычисляется по формуле

, (13.60)

где – толщина слоя защитного покрытия, м;

– коэффициент запаса устойчивости положения газопровода, принимаемый согласно 13.8.1.

13.8.5 Вес грунта засыпки при расчете балластировки газопровода на русловых участках переходов через реки и водохранилища не учитывается. При проверке общей устойчивости газопровода как сжатого стержня допускается учитывать вес грунта засыпки толщиной 1,0 м при обязательном соблюдении условия по заглублению газопровода в дно не менее 1 м.

13.8.6 Расчетная несущая способность анкерного устройства , МН, вычисляется по формуле

, (13.61)

где – количество анкеров в одном анкерном устройстве;

– коэффициент, зависящий от количества анкеров в устройстве и относительного размера анкера, принимаемый равным:

* при или при и : ;
* при и по формуле

, (13.62)

где – максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, м;

– расчетная несущая способность анкера, МН, по грунту основания, вычисляемая по формуле

, (13.63)

где – несущая способность анкера, МН, определяемая расчетом или по результатам полевых испытаний;

– коэффициент запаса по несущей способности анкера, принимаемый равным:

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

13.8.7 Удерживающую способность (на единицу длины газопровода) грунта обратной засыпки, закрепляемого с помощью геотекстильных материалов, (МН/м) следует определять по формуле:

, (13.64)

где - коэффициент надежности по нагрузке (грунту), принимаемый равным 1,2;

- коэффициент надежности по назначению, принимаемый равным 1,2;

- наружный диаметр газопровода, м;

 - ускорение свободного падения, м/с2;

- плотность грунта засыпки в естественном (необводненном) состоянии, кг/м3;

- плотность грунта во взвешенном состоянии, кг/м3;

- расстояние от верха засыпки до уровня воды, м;

- расстояние от верха засыпки до оси трубопровода, м;

- коэффициент, характеризующий призму выпора грунта;

- угол внутреннего трения грунта, градусы;

- сцепление грунта, Н/м2.

13.8.8 Входящий в формулу (13.73) коэффициент , характеризующий призму выпора грунта, следует принимать равным:

-  – для газопроводов 1,02 м 1,42 м;

-  – для газопроводов 1,02 м.

13.8.9 Плотность грунта во взвешенном состоянии следует определять по формуле

, (13.65)

где  – плотность частиц грунта засыпки, кг/м3;

– коэффициент надежности по весу воды;

 – плотность воды, кг/м3;

 – коэффициент пористости грунта.

Балластировка минеральным грунтом с помощью геотекстильных материалов будет достаточной в случае, если при непрерывном по длине закреплении найденная по (13.64) удерживающая способность обратной засыпки будет удовлетворять условию

, (13.66)

где – коэффициент надежности по весу воды;

– выталкивающая сила воды, МН/м;

 – отпор трубопровода за счет изгиба, МН/м, определяемый по формулам (13.54), (13.55);

 – погонный вес трубопровода, МН/м.

13.8.11 При применении для балластировки газопровода каркасных полимерконтейнерных утяжелителей, заполненных минеральным грунтом, расчетную удерживающую способность на единицу длины группы этих утяжелителей следует определять по формуле

, (13.67)

где *n* – количество комплектов утяжелителей в группе;

 – объем одного комплекта, м3;

 – длина группы утяжелителей, м.

# 13.9 Расчет надземных участков газопровода

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

13.9.2 Надземные газопроводы проектируют с учетом возможного пропуска по ним СОД, а также заполнения водой при гидравлических испытаниях.

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

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

13.9.4 При определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных газопроводах следует учитывать изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа газопровода. Изгибающие моменты в бескомпенсаторных переходах газопроводов необходимо определять с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных газопроводов производят с учетом перемещений примыкающих подземных участков газопроводов.

13.9.5 Балочные системы надземных газопроводов рассчитывают 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.

13.9.6 Газопроводы балочных, шпренгельных, арочных и висячих систем с воспринимаемым распором рассчитывают на общую устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

13.9.7 Расчетные величины продольных перемещений надземных участков газопроводов 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). Пояснения к определению температурного перепада изложены в примечании к 13.3.11.

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

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

13.9.10 Пролет надземного балочного многопролетного участка газопровода принимают из условий статической прочности и аэродинамической устойчивости (условию отсутствия резонансных колебаний газопровода в ветровом потоке).

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

13.9.12 Пролет надземного балочного многопролетного участка газопровода  принимают как меньшее из двух значений пролета:

* из условия статической прочности ;
* из условия аэродинамической устойчивости по формуле

. (13.68)

13.9.13 Пролет из условия статической прочности принимают как меньшее из двух значений пролета, определяемых для растянутой и сжатой зон поперечного сечения, в котором действует максимальный изгибающий момент, по формуле

. (13.69)

13.9.14 Значения пролетов из условия статической прочности для растянутой , м, и сжатой , м, зон вычисляют соответственно по формулам:

; (13.70)

;(13.71)

;(13.72)

,(13.73)

где – расчетное сопротивления растяжению (сжатию) материала труб по текучести, определяемое по формуле (13.2);

– коэффициент, учитывающий сложное напряженное состояние в соответствии с теорией Мизеса;

– кольцевое напряжение от внутреннего давления, определяемое по формуле (13.7), МПа;

– момент сопротивления сечения трубопровода, м3;

– погонный вес трубопровода в расчете на статические нагрузки и воздействия, МН/м.

13.9.15 Погонная нагрузка на трубопровод в расчете на статические нагрузки и воздействия определяется как равнодействующая вертикальной , МН/м, и горизонтальной , МН/м, составляющих по формуле

(13.74)

13.9.16 Вертикальная составляющая погонной нагрузки , МН/м, вычисляется как сумма погонных весов по формуле

, (13.75)

где , , , ,  – обозначены погонные веса трубы; защитного покрытия; теплоизоляционного слоя; снега (или обледенения); перекачиваемого газа, МН/м.

13.9.17 Для определения нагрузок, входящих в выражения (13.74) и (13.75), следует использовать формулы, приведенные в разделе 12.

13.9.18 Пролет из условий аэродинамической устойчивости , м, вычисляют по формуле

, (13.76)

где – коэффициент учета числа пролетов (для многопролетной системы с числом пролетов более трех равен );

– конструкционный декремент колебаний (может принимать значения примерно от 0,1 до 0,001);

– коэффициент запаса по декременту колебаний ( 1);

– аэродинамический коэффициент (≈ 1,15);

– плотность воздуха в ветровом потоке (≈ 1,25 кг/м3);

– диаметр газопровода с учетом слоев защитного покрытия и теплоизоляции, м, определяемый по формуле (12.5);

– скорость ветра нормативная, м/с;

– изгибная жесткость сечения трубопровода, МН⋅м2;

– погонная масса газопровода, кг/м.

13.9.19 Значения конструкционного декремента колебаний и коэффициента запаса по декременту колебаний следует определять на основании экспериментальных данных для конструктивных решений надземного газопровода, идентичных с проектируемым.

Примечание – При отсутствии экспериментальных данных значения конструкционного декремента колебаний рекомендуется принимать равными для газопровода и для газопровода , а значение коэффициента запаса по декременту колебаний рекомендуется принимать равным независимо от диаметра газопровода.

13.9.20 Нормативную скорость ветра , м/с, следует вычислять по формуле

,(13.77)

где – поправочный коэффициент, принимаемый равным 0,75, если ось трубопровода находится на высоте над поверхностью земли  5 м, и равным единице при большей высоте;

– нормативное значение ветрового давления, МПа, которое следует принимать в зависимости от ветрового района.

13.9.21 Погонную массу газопровода , кг/м, следует вычислять для опорожненного газопровода по формуле

.(13.78)

13.9.22 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 газопровода.

13.9.23 Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части следует рассчитывать на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

При расчете опор следует учитывать глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (пучение и просадка), а также возможные изменения свойств грунта (в пределах восприятия нагрузок) в зависимости от времени года, температурного режима, осушения или обводнения участков, прилегающих к трассе, и других условий.

13.9.24 Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и от изменений длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, определяют в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации продольных деформаций трубопроводов с учетом сопротивлений перемещениям трубопровода на опорах.

13.9.25 Нагрузки на неподвижные («мертвые») опоры надземных балочных систем газопроводов следует принимать равными сумме усилий, передающихся на опору от примыкающих участков газопровода, 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.

13.9.26 Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры балочных надземных систем газопроводов следует рассчитывать на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопроводов к опоре, когда их перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на подвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения.

В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

13.9.27 При расчете опор арочных систем, анкерных опор висячих и других систем следует производить расчет на возможность опрокидывания и сдвиг этих систем.

# 13.10 Проверка расчетом прочности и работоспособности газопроводов при сейсмических воздействиях

**13.10.1 Общие положения по выполнению расчета**

13.10.1.1 Участки газопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, указанных в 9.4.1, проверяют расчетом на прочность и работоспособность в соответствии с положениями 13.10.

13.10.1.2 Сейсмическая опасность зоны прокладки газопровода предварительно оценивается по картам сейсмического районирования. Интенсивность возможного землетрясения следует оценивать по международной сейсмической шкале MSK–64 [1]. Окончательная оценка сейсмической опасности зоны прокладки газопровода выполняют на основании сейсмического микрорайонирования зоны прокладки газопровода.

13.10.1.3 Участки подземных газопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, делятся на две категории:

* участки повышенной сейсмической опасности – участки с сейсмичностью свыше восьми баллов до девяти баллов включительно;
* участки особой сейсмической опасности – участки пересечения активных тектонических разломов.

**13.10.2 Участки повышенной сейсмической опасности**

13.10.2.1 Для каждого элемента рассчитываемого подземного участка газопровода вычисляют продольные напряжения , МПа, от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода по формуле

,(13.79)

где – коэффициент защемления трубопровода в грунте;

– коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода;

– коэффициент повторяемости землетрясения;

– сейсмическое ускорение, м/с2;

– модуль упругости материала труб, МПа;

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

– скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, м/с.

13.10.2.2 Коэффициент защемления трубопровода в грунте следует определять на основании материалов изысканий. Для предварительных расчетов допускается использовать данные таблицы 15.

13.10.2.3 Скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода следует определять при изысканиях. На стадии разработки проекта допускается использовать данные таблицы 15.

Таблица 15 – Характеристики грунтов при расчете газопроводов на сейсмические воздействия

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Грунты | Скорость распространения продольной сейсмической волны *,* м/с | Коэффициент защемления трубопровода в грунте |
| Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных | 120 | 0,50 |

*Окончание таблицы 15*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Грунты | Скорость распространения продольной сейсмической волны *,* м/с | Коэффициент защемления трубопровода в грунте |
| Песчаные маловлажные | 150 | 0,50 |
| Песчаные средней влажности | 250 | 0,45 |
| Песчаные водонасыщенные | 350 | 0,45 |
| Супеси и суглинки | 300 | 0,60 |
| Глинистые влажные, пластичные | 500 | 0,35 |
| Глинистые, полутвердые и твердые | 2000 | 0,70 |
| Лёсс и лёссовидные | 400 | 0,50 |
| Торф | 100 | 0,20 |
| Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные) | 2200 | 1,00 |
| Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные) | 1500 | 1,00 |
| Гравий, щебень и галечник | 1100 | См. примечание 2 |
| Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильно выветренные) | 1500 | – |
| Скальные породы (монолитные) | 2200 | – |
| Примечания  1 В таблице приведены наименьшие значения , которые следует уточнять при изысканиях.  2 Значения коэффициентов защемления трубопровода следует принимать по грунту засыпки. | | |

13.10.2.4 Коэффициент , учитывающий степень ответственности газопровода, следует принимать равным 2,0. При выборе значения коэффициента необходимо учитывать изменения состояния окружающего трубопровод грунта в процессе эксплуатации.

Примечание – При сейсмичности площадки девять баллов и выше коэффициент следует умножить дополнительно на коэффициент 1,5.

13.10.2.5 Повторяемость сейсмических воздействий следует принимать по картам сейсмического районирования территории страны. Значения коэффициентов повторяемости землетрясений следует принимать согласно данным таблицы 16.

Таблица 16 – Значения коэффициента повторяемости землетрясений

|  |  |
| --- | --- |
| Коэффициент повторяемости | Повторяемость землетрясений |
| 1,15 | 1 раз в 100 лет |
| 1,0 | « 1000 « |
| 0,9 | « 10 000 « |

13.10.2.6 Сейсмическое ускорение следует определять по данным сейсмического районирования и микрорайонирования, получаемым на основании анализа записей сейсмометрических станций ранее имевших место землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. Величины принимаемых максимальных расчетных ускорений по акселерограммам принимают не менее величин, указанных в таблице 17.

Таблица 17 – Значения сейсмического ускорения

|  |  |
| --- | --- |
| Сейсмическое ускорение , м/с2 | Сила землетрясения, баллы |
| 1 | 7 |
| 2 | 8 |
| 4 | 9 |

13.10.2.7 Полученные продольные напряжения от действия сейсмических сил по формуле (13.79) в сумме с продольными осевыми напряжениями для НУЭ проверяют по условию

, (13.80)

где – продольные осевые напряжения, вызванные сейсмическими воздействиями и определяемые по формуле (13.79), МПа;

– коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

– модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

– линейный коэффициент температурного расширения, °С-1;

– температурный перепад, °С.

**13.10.3 Участки особой сейсмической опасности**

13.10.3.1 Расчет с учетом сейсмических воздействий состоит из двух последовательных этапов. На первом этапе выполняется расчет и все проверки для состояния НУЭ в соответствии с положениями 13.3 и 13.5. В случае, если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким-либо критериям для НУЭ, вводятся поправки в конструктивную схему участка газопровода или изменяются условия его нагружения.

13.10.3.2 Если рассчитываемый участок газопровода удовлетворяет всем критериям прочности и устойчивости для НУЭ, выполняется второй этап расчета – на сейсмические воздействия. Данный расчет выполняют на основе двухуровневого подхода, который характеризуется следующими условиями:

* газопровод выдерживает воздействие так называемого ПЗ при минимальных повреждениях или полном отсутствии таковых; в этом случае трубопровод продолжает работать при минимальных перерывах в нормальной эксплуатации без необходимости его капитального ремонта;
* газопровод выдерживает воздействие МРЗ без разрывов; в этом случае трубопроводу могут быть нанесены значительные повреждения, в результате которых будет прервана эксплуатация и для устранения которых необходимо провести ремонтные работы в одном или нескольких местах.

13.10.3.3 Полученные по формуле (13.79) осевые напряжения суммируют (поочередно с разными знаками) с наибольшими и наименьшими (в алгебраическом смысле) продольными напряжениями (13.11), полученными для каждого расчетного элемента участка газопровода на стадии НУЭ. Затем определяют соответствующие эквивалентные напряжения и далее (с учетом диаграммы деформирования материала труб) находят продольные деформации в тех же точках сечений, в которых были определены наибольшие и наименьшие продольные напряжения.

13.10.3.4 Полученные в 13.10.3.3 значения продольных деформаций следует проверить на соответствие допускаемому уровню. При отсутствии других нормативных требований эти значения деформаций принимаются в соответствии с критериями сейсмостойкого проектирования, приведенными в приложении Д.

13.10.3.5 Кроме проверок продольных деформаций, также выполняют проверки других критериев сейсмостойкого проектирования участка газопровода согласно приложению Д:

* разрыв газопровода;
* местная потеря устойчивости стенки газопровода;
* гофрообразование по телу трубы;
* образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, ЗТВ, по телу трубы;
* общая потеря устойчивости газопровода.

13.10.3.6 При проверке условия общей устойчивости участка газопровода при продольном изгибе в вертикальной плоскости (для ПЗ) в соответствии с положениями приложения Г необходимо учитывать нелинейное поведение материала трубы, недостатки геометрии профиля трубопровода в фактическом состоянии укладки и сопротивление засыпки над трубой вертикальному перемещению трубопровода вверх.

13.10.3.7 Расчет подземных и наземных (в насыпи) газопроводов на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

13.10.3.8 Расчет надземных газопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно нормам строительства объектов в сейсмических районах.

13.10.3.9 Расчет надземных газопроводов на опорах следует производить на действие сейсмических сил, направленных:

* вдоль оси трубопровода, при этом определяют величины напряжений в трубопроводе, а также производят проверку 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 газопровода на нагрузки, возникающие при взаимном смещении опор.

# 14 Испытания газопроводов внутренним давлением

14.1 Газопровод до ввода в эксплуатацию подвергают очистке полости, калибровке, испытаниям на прочность, проверке на герметичность, осушке полости и заполнению инертной средой (азотом).

Испытания на прочность выполняют в соответствии с положениями настоящего стандарта гидравлическим (водой, жидкостями с пониженной температурой замерзания, за исключением солевых растворов) или пневматическим (воздухом или азотом) способами. Способ испытаний устанавливают в проекте.

14.2 Положения по очистке полости, калибровке, осушке полости и заполнению азотом газопровода устанавливаются документами системы стандартизации (межгосударственными или национальными (государственными) стандартами, сводами правил, а также в иными нормативными документами, утвержденными в установленном порядке).

14.3 В зависимости от категорий и характеристик участков газопровода типы, этапы и параметры испытания их на прочность принимают в соответствии с таблицей 20.

14.4 Обязательное применение гидравлического способа предусматривается только для испытаний:

* трубопроводов, расположенных внутри зданий и в пределах территорий КС, ДКС, ПРГ, СПХГ, ГРС, ГИС, СОГ, включая конденсатосборники, трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа, трубопроводы узлов подключения КС;
* участков газопровода, испытываемых в три этапа, на первом этапе испытаний;
* участков газопровода с рабочим давлением свыше 11,8 МПа на втором этапе испытаний в три этапа и на первом этапе испытаний в два этапа;
* надземных переходов на первом этапе при испытании в два этапа и на втором этапе при испытании в три этапа после крепления на опорах.

14.5 Второй этап при испытании в три этапа и первый этап при испытании в два этапа могут проводиться как гидравлическим, так и пневматическим способами, за исключением участков газопроводов, которые в соответствии с данными таблицы 19 на предварительном этапе испытывают только гидравлическим способом.

14.6 Третий этап при испытании участков газопровода в три этапа и второй этап при испытании в два этапа проводятся одновременно с испытанием всего газопровода.

14.7 Испытание на прочность всего газопровода (заключительный этап испытаний участков газопровода) проводят гидравлическим или пневматическим способом внутренним давлением 1,1 от рабочего давления, в течение 12 или 24 часов в соответствии с таблицей 18.

14.8 Протяженность испытываемых участков газопровода не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания, когда при пересеченном профиле трассы газопровода протяженность испытываемого участка назначают с учетом допустимого перепада гидростатического давления.

14.9 Испытания всего газопровода (заключительный этап испытаний участков газопровода) на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной засыпки или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и

Таблица 18 – Положения по испытаниям на прочность участков газопроводов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика участка | Категория участка | Давление испытательное | | | | Продолжительность, ч, | | |
| при испытаниях на прочность способом | | | | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | | пневматическим | | гидравлическим | | пневматическим |
| **Испытание в один этап** | | | | | | | | |
| 1 Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ДКС, ПРГ, СПХГ, ГРС, ГИС, СОГ, включая трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа, трубопроводы узлов подключения КС (в том числе трубопроводы узлов пуска и приема СОД, входящих в состав узлов подключения КС). | В | Испытание в один этап: после укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами) | | | | | | |
| 1,25 | | не испытывают | | 24 | | – |
| **Испытание в три этапа** | | | | | | | | |
| 2 Переходы через водные преграды, прокладываемые закрытыми способами (ГНБ, микротоннелирование, ГНБЩ) независимо от ширины зеркала воды в межень;  3 Переходы (за исключением надземных переходов) через водные преграды шириной зеркала воды в межень 75 м и более с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый. | В  В | **Первый (предварительный) этап:**  1) для подводных переходов (проводят только для участков, укладываемых с помощью подводно-технических средств или бестраншейными технологиями): после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции;  2) для переходов через железные дороги общей сети и автомобильные дороги с прилегающими участками: после укладки на проектные отметки; | | | | | | |
| 1,5  Для категории В  1,25  Для категории С | не испытывают | | 6 | | – | |

*Продолжение таблицы 18*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика участка | | Категория участка | Давление испытательное | | | Продолжительность, ч, | |
| при испытаниях на прочность способом | | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | | пневматическим | гидравлическим | пневматическим |
| 4 Укладываемые с помощью подводно-технических средств1) переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень от 25 до 75 м с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый. | С | | | **Второй (предварительный) этап:**  1) для подводных переходов (включая части прилегающих к ним прибрежных участков, не испытанных на первом этапе):  - при гидравлических испытаниях (после укладки, но до засыпки);  - при пневматических испытаниях (после укладки и засыпки);  2) для переходов через железные и автомобильные дороги одновременно с примыкающими участками: испытания проводят только гидравлическим способом после укладки, но до засыпки | | | |
| 5 Переходы через железные дороги общей сети и автомобильные дороги I, II и III категорий с прилегающими участками длиной 50 м по обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотводного сооружения дороги, и примыкающими к переходам участками категории С в соответствии с расстояниями, указанными в позиции 3 таблицы 4. | В, С | | |
| 1,25 | 1,25 1) | 12 | 12 |
| **Третий (заключительный) этап**: в составе участка заключительных испытаний | | | |
| 1,1 | 1,1 | 24 | 12 |

*Продолжение таблицы 18*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика участка | Категория участка | | Давление испытательное | | Продолжительность, ч, | |
| при испытаниях на прочность способом | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | пневматическим | гидравлическим | пневматическим |
| **Испытание в два этапа** | | | | | | |
| 6 Участки газопровода в зонах активных тектонических разломов и прилегающие к ним с обеих сторон участки длиной 100 м от границ разлома.  7 Участки сближения газопровода с объектами, зданиями и сооружениями согласно 7.2.2.6 и 7.2.2.7.  8 Укладываемые без помощи подводно- технических средств или без применения бестраншейных технологий переходы (за исключением надземных переходов) через водные преграды шириной зеркала воды в межень от 25 до 75 м с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый. | | С  В, С  С | **Первый (предварительный) этап:** для участков газопровода:  - при гидравлических испытаниях (после укладки, но до засыпки, или крепления на опорах);  - при пневматических испытаниях (после укладки и засыпки или крепления на опорах); | | | |
| 1,5  Для категории В  1,25  Для категории С | Категория В – не испытывают пневматическим способом  1,25 1)  (только для категории С) | 12 | 12 |
| **Второй (заключительный) этап:** в составе участка заключительных испытаний | | | |
| 1,1 | 1,1 | 24 | 12 |

*Продолжение таблицы 18*

| Характеристика участка | Категория участка | Давление испытательное | | Продолжительность, ч, | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| при испытаниях на прочность способом | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | пневматическим | гидравлическим | пневматическим |
| 9 Переходы через болота III типа с прилегающими участками категории С.  10 Переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категории, включая примыкающие участки длиной согласно позиции 4 таблицы 4, по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения указанных выше железных и автомобильных дорог.  11 Участки газопровода на расстоянии *R* от территории ГИС.  12 Линейные крановые узлы и примыкающие участки газопровода на расстоянии *R* от линейных крановых узлов (в обе стороны). | С  С  С  С |  |  |  |  |

*Продолжение таблицы 18*

| Характеристика участка | Категория участка | Давление испытательное | | Продолжительность, ч | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| при испытаниях на прочность способом | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | пневматическим | гидравлическим | пневматическим |
| 13 Участки газопровода по обе стороны от пересечения с ВЛ электропередач напряжением 500 кВ и более в пределах расстояний *R*.  14 Надземные переходы через водные преграды согласно позиции 1 таблицы 2.  15 Газопроводы в горной местности при укладке в тоннелях.  16 Пересечения с нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами и канализационными коллекторами, на длине 100 м по обе стороны от пересечений.  17 Участки газопровода между территорией КС, ДКС, ГРС, УКПГ и охранными кранами, а также участки за охранными кранами на расстоянии *R*.  18 Узлы пуска или приема СОД и узлы подключения КС, располагаемые вне территории КС, а также примыкающие к ним участки газопровода длиной *R*. | В  В, С  С  С  С  С | **Первый (предварительный) этап:** после укладки, но до засыпки, или крепления на опорах | | | |
| 1,5  Для категории В  1,25  Для категории С | не испытывают | 12 | – |
| **Второй (заключительный) этап:** в составе участка заключительных испытаний | | | |
| 1,1 | 1,1 | 24 | 12 |

*Продолжение таблицы 18*

| Характеристика участка | Категория участка | Давление испытательное | | | | | | Продолжительность, ч | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| при испытаниях на прочность способом | | | | | | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | | | пневматическим | | | гидравлическим | пневматическим | |
| 19 Участки газопровода (кроме указанных выше) категории В и С. | В, С | **Первый (предварительный) этап2):** после укладки и засыпки или крепления на опорах | | | | | | | | |
| 1,5  Для категории В  1,25  Для категории С | Категория В – не испытывают пневматическим способом  1,25 1)  (только для категории С) | | | 12 | | | | 12 |
| **Второй (заключительный) этап:** в составе участка заключительных испытаний | | | | | | | | |
| 1,1 | | 1,1 | | | 24 | | 12 | |
| **Испытание в один этап** | | | | | | | | | | |
| 20 Участки газопровода категорий Н. | Н | Испытание в один этап в составе участка заключительных испытаний | | | | | | | | |
| 1,1 | | | 1,1 | | | 24 | 12 | |
| 1. Надземные переходы на первом этапе испытаний в два этапа и на втором этапе при испытании в три этапа испытывают гидравлически (после их крепления на опорах). 2. По усмотрению проектной организации допускается не проводить предварительные испытания (первый этап испытаний) для участков газопровода категории С.   Примечания  1 – рабочее давление, устанавливаемое проектом.  2 R – расстояние или длина, определяемые согласно 6.4.  3 На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка газопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных изготовителем заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, | | | | | | | | | | |

*Окончание таблицы 18*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Характеристика участка | Категория участка | Давление испытательное | | Продолжительность, ч, | |
| при испытаниях на прочность способом | | | |
| гидравлическим  (в верхней точке) | пневматическим | гидравлическим | пневматическим |
| установленные на испытываемом участке.  4 Временные трубопроводы для подключения насосных и компрессорных агрегатов предварительно подвергают гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125 % от испытательного давления испытываемых газопроводов в течение не менее 6 ч, а также проверке на герметичность под испытательным давлением в течение времени, необходимого для осмотра с целью выявления утечек, но не менее 1 ч.  5 Напряжения в надземных участках МГ при воздействии испытательного давления проверяют расчетом и соответствовать положениям 13.9.  6 Давление испытания указывают в проекте испытаний.  7 Переходы, проложенные подземным способом, через водные преграды шириной в межень по зеркалу воды менее 25 м и глубиной менее 1,5 м или шириной в межень по зеркалу воды менее 10 м (независимо от глубины) допускается испытывать в один этап одновременно с газопроводом (за исключением переходов через водные преграды, прокладываемых бестраншейными технологиями).  8 Примыкающие друг к другу участки газопровода, имеющие одинаковые требования к испытаниям на прочность (испытательная среда, давление, продолжительность), по усмотрению проектной организации допускается испытывать совместно.  9 Если весь газопровод либо его отдельный участок, соединяемый с остальными участками газопровода гарантийными стыками, состоит только из участков категории С и/или В, то заключительный этап (третий этап при испытании в три этапа и второй этап при испытании в два этапа) испытаний допускается не проводить. Такой способ испытания отражают в проекте.  10 Испытания участков газопровода с рабочим давлением свыше 11,8 МПа на втором этапе испытаний в три этапа и на первом этапе испытаний в два этапа необходимо выполнять гидравлическим способом.  11 Конденсатосборники испытывают на прочность гидравлическим способом давлением 1,5  в течение не менее 2 ч на месте проектного расположения до испытаний на прочность участка газопровода, в состав которого конденсатосборники входят.  12 Испытания на прочность давлением 1,25  участков газопровода категории С надземной прокладки, включая трубопроводы узлов пуска/приема СОД, выполняют только гидравлическим способом.  13 По согласованию с заказчиком допускается проводить первый этап гидравлических испытаний участков газопровода категории В на проектных отметках, в том числе совместно с прилегающими участками категории С, при условии, что испытательное давление в любой точке составит не менее 1,5 , а также не превысит заводское испытательное давление труб, деталей, трубопроводной арматуры и оборудования. | | | | | |

приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект.

14.10 При заполнении участка газопровода или газопровода в целом испытательной средой перед проведением испытаний на прочность гидравлическим способом следует предпринять меры по минимизации содержания остаточного воздуха в полости испытываемого участка.

14.11 Проверку на герметичность участка газопровода или газопровода в целом следует выполнять после каждого этапа испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего . Продолжительность проверки на герметичность принимают из условия достаточности для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

14.12 Испытываемый участок считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время его испытания на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность не выявлено падения давления и не были обнаружены утечки. При проверке на герметичность учитывают колебания давления, вызванные изменением температуры.

14.13 При разрыве или обнаружении утечек в процессе проведения испытаний участок подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

14.14 Линейные крановые узлы подлежат предварительному гидравлическому или пневматическому испытанию до их монтажа в нитку газопровода. Параметры предварительных испытаний на прочность и проверки на герметичность линейного кранового узла приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры предварительных испытаний на прочность и проверки на герметичность линейного кранового узла

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Способ испытаний | Испытания на прочность | | Проверка на герметичность | |
| Давление | Продолжительность | Давление | Продолжительность |
| Гидравлический | 1,1 | 2 часа |  | Время, необходимое и достаточное для осмотра КУ |
| Пневматический | 3 МПа | 2 МПа |
| Примечание – Крановые узлы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, ГИС, СОГ, испытывают только гидравлическим способом. | | | | |

14.15 Газопровод, не введенный в эксплуатацию в течение шести месяцев после его испытания, перед вводом в эксплуатацию подлежит повторным испытаниям на прочность и проверке на герметичность.

14.16 С целью поддержания и контроля герметичности и влагосодержания в полости газопровода в течение времени от завершения испытаний и осушки полости до момента ввода в эксплуатацию выполняют консервацию газопровода путем заполнения их полости азотом.

14.17 Полость газопровода заполняют азотом объемной концентрацией не менее 98 % и температурой точки росы не выше минус 20 °C (минус 30 °C – для участков газопровода, проложенных в ММГ) до избыточного давления не ниже 0,02 МПа (в зависимости от срока консервации).

14.18 Испытанный, осушенный и заполненный азотом непосредственно после осушки газопровода допускается не испытывать на прочность и не проводить его проверку на герметичность повторно в течение 36 месяцев со дня заполнения газопровода азотом, проводимого непосредственно после испытаний и осушки, при условии выполнения мероприятий, обеспечивающих сохранность газопровода и приведенных в 14.19.

14.19 Сохранность газопровода, заполненного азотом, обеспечивается за счет выполнения следующих мероприятий:

- обеспечение защиты газопровода от коррозии, в том числе при помощи электрохимической защиты;

- контроль состава и влагосодержания азота, подаваемого в полость газопровода;

- периодический мониторинг параметров (давление, влагосодержание) азота, находящегося в полости газопровода, в течение периода до ввода газопровода в эксплуатацию;

- корректирующие мероприятия (в случае отклонения параметров).

14.20 Трубопроводы ЛЧ газопровода DN 300 и более до ввода в эксплуатацию подвергают очистке и обследованию внутритрубными СОД. Способы, параметры и схемы проведения очистки полости, внутритрубной диагностики и испытания устанавливает проектная организация в проектной документации, проекте организации строительства, специальной рабочей инструкции по очистке полости и испытанию на прочность, а также проверке на герметичность. Устранение выявленных дефектов необходимо выполнять до ввода газопровода в эксплуатацию.

# 15 Материалы и изделия

# 15.1 Трубы и соединительные детали газопроводов

15.1.1  Для строительства магистральных газопроводов следует применять трубы и соединительные детали, изготовленные по международным, межгосударственным и национальным (государственным) стандартам, а также иным техническим документам, применение которых согласовано в установленном порядке, и соответствующих положениям настоящего раздела.

15.1.2 Для строительства газопроводов применяют трубы:

- стальные бесшовные;

- стальные сварные с одним продольным швом, изготовленные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву. После выполнения технологического шва допускается лазерная (гибридная лазерно-дуговая) сварка средней части толщины стенки трубы, при этом полученный при лазерной (гибридной лазерно-дуговой) сварке шов не переплавляется полностью при двусторонней дуговой сварке под флюсом;

- стальные сварные прямошовные, изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты.

15.1.3 Бесшовные трубы изготавливают из непрерывнолитой, литой, кованой или катаной заготовки углеродистых и низколегированных спокойных сталей и подвергают контролю неразрушающими методами.

15.1.4 Трубы сварные изготавливают из листового, рулонного проката низколегированных спокойных сталей, поставляемого в горячекатаном состоянии после контролируемой (термомеханической) или нормализующей прокатки, и подвергают контролю неразрушающими методами. Допускается вместо контроля основного металла по телу труб подвергать контролю неразрушающими методами листовой, рулонный прокат.

15.1.5 Предел прочности сварных соединений труб сварных и СДТ принимают не ниже норм, установленных для основного металла.

15.1.6 Химический состав металла труб и соединительных деталей проверяют на соответствие следующим значениям эквивалентов углерода:

; (15.1)

, (15.2)

где – массовые доли (в %) углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди, кремния, бора в основном металле труб и СДТ. Эквивалент углерода определяется при массовой доле углерода в основном металле не более 0,12%.

Если массовая доля бора меньше 0,0005 %, то в расчете по формуле (15.2) бор не учитывается.

Нормативные (максимальные) значения эквивалента углерода основного металла труб и СДТ определяют в международных, межгосударственных и национальных (государственных) стандартах, а также в иных технических документах, утвержденных в установленном порядке.

15.1.7 Ударная вязкость основного металла и металла сварных соединений труб с номинальной толщиной стенки 6 мм и более, определенная на образцах Шарпи (KCV) при температуре, не выше минимальной температуры стенки трубопровода при эксплуатации, должна удовлетворять требованиям, приведенным в международных, межгосударственных и национальных (государственных) стандартах, а также в иных технических документах, утвержденных в установленном порядке.

15.1.8 Количество вязкой составляющей в изломе образца при испытании падающим грузом основного металла труб *DN* 500 и более, определенное при температуре не выше минимальной температуры стенки трубопровода при эксплуатации, должно удовлетворять требованиям, приведенным в международных, межгосударственных и национальных (государственных) стандартах, а также в иных технических документах, утвержденных в установленном порядке.

15.1.9 Каждую трубу следует испытывать на заводе-изготовителе гидростатическим давлением по ГОСТ 3845 при допускаемом напряжении, равном 95 % нормативного предела текучести, если иное не определено в международных, межгосударственных и национальных (государственных) стандартах, а также в иных технических документах, утвержденных в установленном порядке.

При наличии ограничений по техническим возможностям гидропресса фактическое давление испытаний труб может быть ограничено в технических документах, утвержденных в установленном порядке, максимальным давлением гидропресса. Изготовитель труб гарантирует возможность доведения давления гидростатического испытания до расчетного в соответствии с ГОСТ 3845.

15.1.10 Для газопровода применяют следующие соединительные детали:

* тройники горячей штамповки и гидроштампованные;
* тройники штампосварные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;
* тройники сварные (без усиливающих элементов);
* отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве или штампосварные из двух половин;
* отводы холодногнутые и вставки кривые, изготовленные из бесшовных или сварных труб в заводских условиях или на трассе строительства трубопровода;
* переходы конические, концентрические и эксцентрические штампованные из труб или штампосварные из листового проката;
* днища штампованные эллиптические;
* кольца переходные.

15.1.11 Разделка кромок присоединительных концов соединительных деталей должна удовлетворять условиям сварки. Толщина кромки под сварку соединительной детали принимается в соответствии с условиями (13.1) – (13.5), предполагающим использование присоединяемого диаметра и нормативных свойств материала детали.

15.1.12 Если основной металл соединяемых трубы и соединительной детали имеет разные значения предела прочности, для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие

, (15.3)

где , – толщина кромки стенки соединительной детали и толщина стенки присоединяемой трубы, соответственно, мм;

, – нормативный предел прочности (временное сопротивление) соединительной детали и присоединяемой трубы, соответственно, МПа.

15.1.13 При толщинах стенок присоединяемых концов детали и трубы, отличающихся более чем в 1,5 раза, необходимо предусматривать переходные кольца. Переходные кольца приваривают на заводе-изготовителе или в трассовых условиях.

15.1.14 Соединительные детали (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых) следует испытывать на заводе-изготовителе гидростатическим давлением, равным 1,3 рабочего давления для деталей, монтируемых на участках категорий Н и С, и 1,5 рабочего давления – для деталей участков категории В.

# 15.2 Сварные соединения и сварочные материалы при строительстве

15.2.1 Способ сварки газопровода следует регламентировать соответствующими нормативными документами, обеспечивающими необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

15.2.2 Сварку труб протяженных участков газопровода рекомендуется выполнять преимущественно автоматическими, механизированными способами. Ручную дуговую сварку рекомендуется применять в случаях технической невозможности применения автоматических и механизированных способов сварки при выполнении специальных сварных соединений и ремонте.

15.2.3 Применение автоматических, механизированных, ручных способов сварки и их комбинаций устанавливается нормативными документами, регламентирующими технологии сварки газопроводов.

15.2.4 Требования к механическим испытаниям и свойствам сварных соединений газопровода устанавливаются нормативными документами, регламентирующими технологии сварки и контроль качества сварных соединений газопровода.

15.2.5 Для механических свойств кольцевых стыковых сварных соединений газопровода при отсутствии специальных требований обеспечивают выполнение следующих условий:

1. при испытаниях на статическое растяжение плоских образцов типа XII или XIII по ГОСТ 6996 предел прочности на разрыв не ниже нормативного значения предела прочности на разрыв основного металла в продольном направлении;
2. при испытаниях на статический изгиб образцов сварных соединений со снятым усилением сварного шва с классом прочности основного металла до К60 включительно по ГОСТ 6996 среднее арифметическое значение угла изгиба составляет не менее 120°, при этом минимальное значение угла изгиба составляет не менее 100°, с классом прочности основного металла от К65 до К70 включительно – угол изгиба составляет 180° при условии, что этот показатель получен по методике стандарта [2], при этом не допускаются дефекты (например, трещины, надрывы и др.), размеры которых в любом направлении превышают 3,2 мм, при отсутствии других дефектов допускаются незначительные вязкие надрывы, трещины вдоль кромок образцов по наружному радиусу изгиба размером не более 6,0 мм;
3. при измерении твердости образцов по ГОСТ 2999 твердость металла шва и ЗТВ (HV10) не превышает значений, приведенных в таблице 20.

Таблица 20 – Максимально допустимые значения твердости (HV10) металла шва и ЗТВ сварных соединений

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Место определения | Твердость (HV10) | | |
| до К54 включ. | св. К54 до К60 включ. | св. К60 до К70 включ. |
| Металл шва | 280 | 280 | 300 (325\*) |
| ЗТВ | 300 | 325 | 325 (350\*\*) |
| \*Для сварных соединений, выполненных ручной дуговой сваркой, включая специальные сварные соединения и участки сварных соединений, отремонтированных ручной дуговой сваркой.  \*\*Для облицовочного слоя шва и участков корневого слоя шва, выполненных с подваркой. | | | |

г) ударная вязкость металла шва и ЛС на образцах типа IX Шарпи по ГОСТ 6996, определяемая как среднее арифметическое значение на трех образцах при температуре испытаний минус 40 °С для участков газопровода с отрицательной температурой стенки трубы при эксплуатации, составляет:

- для трубных сталей классов прочности до К54 включительно – не менее 45 Дж/см2, но не менее 35 Дж/см2 для одного образца;

- для трубных сталей классов прочности свыше К54 до К65 включительно – не менее 50 Дж/см2, но не менее 37,5 Дж/см2 для одного образца;

- для трубных сталей классов прочности К70 - не менее 50 Дж/см2, но не менее 40 Дж/см2 для одного образца.

15.2.6 Для механических свойства угловых и нахлесточных сварных соединений газопровода при отсутствии специальных требований обеспечивают выполнение следующих условий:

* отсутствие недопустимых внутренних дефектов при испытаниях на ударный излом;
* твердость металла шва и ЗТВ соответствует требованиям, предъявляемым к стыковым сварным соединениям.

15.2.7 Все сварные соединения газопровода следует проконтролировать визуальным, измерительным и неразрушающими физическими методами.

15.2.8 Объемы, методы, нормы оценки и уровни качества сварных соединений устанавливаются нормативными документами, регламентирующими контроль качества сварных соединений газопроводов, в зависимости от категорий участков магистрального газопровода: Н – «Нормальная», С – «Средняя», В – «Высокая».

15.2.9 Для сварки газопроводов могут применяться:

* проволоки сплошного сечения, порошковые проволоки, самозащитные порошковые проволоки для автоматической и механизированной сварки;
* флюсы для автоматической сварки;
* защитные газы и их смеси для автоматической, механизированной и ручной сварки;
* покрытые электроды для ручной сварки.

15.2.10 Применяют сварочные материалы (проволоки, покрытые электроды, флюсы, защитные газы и их смеси), имеющие сертификаты качества и удовлетворяющие требованиям государственных стандартов или технических условий.

15.2.11 Классификация сварочных материалов приведена в приложении Е.

15.2.12 К производству сварочных работ на газопроводах допускаются сварщики и специалисты сварочного производства, аттестованные в установленном порядке.

Применяют сварочные материалы, сварочное оборудование и технологии сварки газопроводов, аттестованные в установленном порядке.

# 15.3 Средства балластировки и закрепления газопроводов на проектных отметках

15.3.1 Выбор конструкции или способа балластировки и закрепления газопровода проводится проектной организацией с учетом следующих основных факторов:

- категории местности;

- характера и типа грунтов;

- уровня грунтовых вод;

- рельефа местности;

- схем прокладки, наличия углов поворотов, кривых искусственного гнутья;

- методов и сезонов производства строительно-монтажных работ;

- условий эксплуатации;

- технико-экономической целесообразности их применения.

15.3.2 Для закрепления (балластировки) газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, предусматривают сплошные утяжеляющие покрытия, утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, средства балластировки с использованием грунта.

15.3.3 Кольцевые железобетонные и чугунные утяжелители применяют для балластировки трубопроводов на русловых участках подводных переходов, выполняемых траншейным способом при укладке трубопровода методами сплава или протаскивания и в других случаях, предусмотренных проектными решениями.

15.3.4 Опирающиеся на газопровод железобетонные утяжелители клиновидного типа целесообразно использовать для балластировки газопроводов с заводской изоляцией на обводненных и заболоченных территориях, в вечномерзлых грунтах, а также на болотах с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи.

15.3.5 Полимерконтейнерные грунтозаполняемые утяжелители следует применять для балластировки газопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы. При заполнении контейнеров минеральным грунтом из отвала или привозным минеральным грунтом эти устройства возможно применять и на болотах с мощностью торфяной залежи не более глубины траншеи.

15.3.6 Закрепление газопроводов винтовыми анкерными устройствами может осуществляться в условиях обводненной и заболоченной местности, а также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превышающей глубины траншеи. При этом, подстилающие болота грунты должны обеспечивать надежную работу анкеров.

15.3.7 Закрепление газопроводов при помощи вмораживаемых анкерных устройств рекомендуется применять на участках многолетнемерзлых грунтов (преимущественно в низкотемпературных, твердомерзлых песчаных и глинистых, устойчивых в реологическом отношении грунтах), включая болота с мощностью торфа не более глубины траншеи, при условии, что несущие элементы вмораживаемых анкеров должны находиться в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации.

15.3.8 Масса грузов, заполненных грунтом устройств принимается из условия обеспечения балластирующей способности на единицу длины газопровода, не менее чем в два раза превышающей расчетную погонную выталкивающую силу воды при погружении газопровода до верхней образующей.

15.3.9 При использовании анкерных устройств следует учитывать влияние физико-механических свойств грунтов на удерживающую способность анкерных устройств. Применение вмораживаемых анкерных устройств допускается на ограниченное время до обеспечения требуемых параметров охлаждения транспортируемого газа.

15.3.10 Все средства балластировки, применяемые для закрепления газопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

15.3.11 Навесные утяжеляющие одиночные грузы следует изготавливать в виде изделий из бетона, особо тяжелых бетона и железобетона и других материалов с плотностью не менее 2300 кг/м3 (для особо тяжелых бетонов не менее 2900 кг/м3). Каждый груз подлежит маркировке несмываемой краской с указанием массы и объема груза, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

15.3.12 Шаг утяжеляющих бетонных грузов, чугунных грузов и грунтонаполняемых средств балластировки (полимерноконтейнерных с каркасом и без него) устанавливается проектом.

15.3.13 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы следует изготавливать из чугуна, из железобетона или других материалов в виде двух половин. Каждый полугруз подлежит маркировке несмываемой краской с указанием массы и наружного диаметра газопровода, для которого предназначен этот груз.

15.3.14 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

15.3.15 Допускается балластировка газопроводов комбинированными методами, включающими закрепление газопроводов грунтом в сочетании с утяжеляющими одиночными грузами, сплошным обетонированием, а также с геотекстильными материалами.

15.3.16 Кольцевые (чугунные, бетонные) и бетонные навесные средства балластировки необходимо устанавливать на трубопровод с применением средств футеровки из материалов, не подверженных гниению.

15.3.17 Средства балластировки с использованием грунта из геотекстилей заполняют сыпучим минеральным грунтом естественной влажности с размером фракций не более 50 мм в поперечнике. В зимнее время предусматривают мероприятия для заполнения грузов талым или размельченным мерзлым минеральным грунтом. В грунте не допускается наличия посторонних включений, в том числе льда и снега, а также пылеватых и органических грунтов.

15.3.18 Каркасные полимерконтейнерные грунтозаполняемые утяжелители устанавливают на уложенный в траншею трубопровод с последующим заполнением грунтом. Бескаркасные полимерконтейнерные грунтозаполняемые утяжелители предварительно заполняют грунтом с последующей установкой на уложенный в траншею трубопровод.

# 15.4 Теплоизоляционные покрытия

15.4.1 Материал и толщину теплоизоляционного покрытия выбирают на основе теплотехнических расчетов из условий обеспечения необходимой температуры транспортировки газа.

15.4.2 Теплоизоляционное покрытие газопровода, транспортирующего газ при отрицательных температурах и укладываемого в траншею в пучинистых грунтах, рассчитывают исходя из условия недопущения промерзания окружающего талого грунта вблизи газопровода.

15.4.3 Теплоизоляционное покрытие наносят в заводских условиях на трубы с защитным покрытием. Теплоизоляционное покрытие наносят в заводских условиях на трубы с защитным покрытием, предназначенные для сооружения трубопроводов с температурой эксплуатации от минус 60 °С до плюс 80 °С.

Допускается выполнять теплоизоляцию трубопроводов изделиями заводского изготовления (сегменты, полуцилиндры, скорлупы) на основе экструдированного пенополиуретана/пенополистирола для трубопроводов обвязки крановых узлов, узлов пуска и приема СОД, а также для защитных футляров.

15.4.4 Тепловая защита сварных соединений трубопроводов из труб с защитным и теплоизоляционным покрытиями заводского нанесения наносится по слою защитного покрытия. Применяют тепловую изоляцию сварных соединений трубопровода, соответствующую по типу и качеству тепловой изоляции труб.

15.4.5 Трубы с защитным и теплоизоляционным покрытием выпускаются по техническим условиям, согласованным заказчиком.

# 15.5 Внутренние гладкостные покрытия труб

15.5.1 ВГП предназначено для снижения гидравлического сопротивления газопроводов при перекачке газа, а также для защиты внутренней поверхности труб от атмосферной коррозии на время их транспортирования, хранения и выполнения СМР.

15.5.2 ВГП труб принимают в соответствии с параметрами, приведенными в таблице 21.

Таблица 21 – Показатели свойств внутреннего гладкостного покрытия труб

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Единица  измерения | Метод испытания | Норма |
| 1 Внешний вид покрытия | - | ГОСТ 9.407 | Без пропусков и наплывов толщиной более 500 мкм |
| 2 Адгезия покрытия методом решетчатого надреза, не более | балл | ГОСТ 15140 | 1 |
| 3 Толщина отвержденной пленки покрытия | мкм | ГОСТ 31993 | 60-150 |
| 4 Диаметр изгиба покрытия,  не более | мм | ГОСТ 6806 | 10 |
| 5 Твердость по Бухгольцу,  не менее | условных единиц | ГОСТ 22233 | 94 |
| 6 Шероховатость покрытия \*, не более | мкм | ГОСТ 2789 | 15 |
| \* Шероховатость покрытия может быть изменена по требованию заказчика | | | |

# 15.6 Геотекстильные материалы

15.6.1 Геотекстильные материалы рекомендуются к применению в конструкциях балластировки подземных газопроводов, противоэрозионных конструкциях и конструкциях вдольтрассовых и технологических проездов и насыпей.

15.6.2 НСМ применяются на участках слабых грунтов для снижения неравномерности осадок насыпей, возводимых на сжимаемых основаниях.

15.6.3 Для армирования грунтов следует применять материалы из полимеров и стекловолокна (геосетки, георешетки и геокомпозиты).

15.6.4 Материалы с относительным удлинением более 15 % возможно использовать только в качестве разделительной или дренирующей прослойки.

15.6.5 Физико-механические показатели геосинтетических материалов приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Физико-механические показатели геосинтетических материалов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Область применения | Прочность,  кН/м,  не менее | Удлинение при разрыве, % | Допустимая потеря прочности на растяжение после 25 циклов промораживания-оттаивания, не более, % |
| Армирование | 30 | До 15 | 10 |
| Разделение | 15 | – | 10 |
| Противоэрозионная защита | 0,5 | – | 10 |

15.6.6 Допускается использование геотекстильных материалов, прошедших соответствующие испытания в установленном порядке и рекомендованных к применению.

# 15.7 Термостабилизаторы

15.7.1 Двухфазные термосифоны – термостабилизаторы – необходимо применять при прокладке газопроводов в условиях криолитозоны для обеспечения несущей способности грунтовых и свайных оснований фундаментов зданий КС, ГРС, ГИС, ПРГ, крановых узлов, узлов пуска и приема СОД, вдольтрассовых ЛЭП, опор мостов, а также при сооружении и эксплуатации вдольтрассовых проездов, для создания «мерзлотных стенок» и противофильтрационных завес, дамб, ледовых островов, дорог и переправ.

# 16 Защита газопроводов от коррозии

# 16.1 Комплексная защита от коррозии

16.1.1 Газопроводы при всех способах прокладки, кроме надземной, подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ в соответствии с требованиями ТР ЕАЭС 049/2020 [3], ГОСТ 9.602 и нормативными правовыми актами государств, принявших настоящий стандарт. Защита газопроводов от коррозионных угроз должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) эксплуатацию.

16.1.2 Газопроводы, температура стенок которых в период эксплуатации ниже 268 К (минус 5°С), не подлежат ЭХЗ при условии отсутствия вредного влияния индуцированных токов, блуждающих токов источников переменного (50 Гц) и постоянного тока, вызванных сторонними источниками, по результатам оценки такого влияния в соответствии с ГОСТ 9.602. Следует разработать проектные решения, обеспечивающие применение ЭХЗ при превышении (длительном, сезонном) в процессе эксплуатации температуры стенок трубопровода 268 К (минус 5°С) и выше в процессе эксплуатации.

16.1.3 Для газопроводов при надземной прокладке обеспечивают их электрическую изоляцию от опор.

Рекомендуемым решением является исключение прямых электрических соединений подземных трубопроводов, подлежащих ЭХЗ, с заземляющими системами и системами молниезащиты, с учетом положений соответствующих стандартов безопасности.

16.1.4 Проектирование комплексной защиты газопроводов должно включать в свой состав систему коррозионного мониторинга.

16.1.5 Включаемые с состав проектов технические решения для систем комплексной защиты газопроводов от коррозии не должны оказывать негативного влияния на окружающую среду.

16.1.6 Идентификация коррозионных угроз, коррозионного состояния газопровода и решения по контролю системы противокоррозионной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602.

**16.2 Защита газопроводов от атмосферной коррозии**

16.2.1 Газопроводы при надземной прокладке защищают атмосферостойкими покрытиями. Выбор покрытий для защиты от атмосферной коррозии производят на стадии проектирования в соответствии с условиями эксплуатации и необходимым сроком службы защитного покрытия, с учетом положений ГОСТ 9.107 степени коррозионной агрессивности атмосферы по ГОСТ 15150.

16.2.2 Покрытия (системы покрытий), применяемые для защиты от атмосферной коррозии, должны соответствовать техническим требованиям, обеспечивающим качество и долговечность покрытия.

16.2.3 Покрытия, применяемые для защиты от атмосферной коррозии надземных участков газопроводов, конструкций и оборудования объектов МГ, должны быть устойчивыми к нагрузкам, возникающим в процессе эксплуатации; иметь адгезию к стали в соответствии с требованиями НД; обеспечивать сохранность защитных и декоративных свойств.

16.2.4 Для защиты от атмосферной коррозии могут применяться системы атмосферостойких лакокрасочных покрытий на основе эпоксидных, полиуретановых, этилсиликатных и акриловых лакокрасочных материалов.

16.2.5 При применении для защиты от атмосферной коррозии металлических покрытий на основе алюминия и цинка, в зависимости от технологии нанесения защитного покрытия и применяемых материалов, характеристики металлических защитных покрытий должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.304, ГОСТ 9.315, ГОСТ 28302. Допускается применение комбинированных защитных покрытий (металлических защитных покрытий с пропитыванием или последующим нанесением лакокрасочного покрытия), в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации.

16.2.6 Для временной защиты при транспортировке элементов трубопроводов применяют средства противокоррозионной защиты в соответствии с ГОСТ 9.014 или атмосферостойкие покрытия.

**16.3 Защитные покрытия подземных газопроводов**

16.3.1 Выбор защитных покрытий подземных газопроводов производят с учетом условий строительства и эксплуатации:

* диаметр газопровода;
* проектная эксплуатационная температура газопровода;
* условия прохождения газопровода;
* сезонный график проведения СМР;
* условия транспортирования и хранения монтажных изделий для строительства газопровода;
* нормативный срок службы газопровода.

16.3.2 При строительстве газопроводов применяют трубы и СДТ с защитными покрытиями заводского нанесения, соответствующие требованиям ГОСТ 9.602.

16.3.3 Допускается трассовое нанесение на трубы и монтажные элементы газопроводов сложной конфигурации защитных покрытий в соответствии с ГОСТ 9.602, общая площадь поверхности монтажных элементов с защитным покрытием трассового нанесения не должна превышать 30 % от общей площади поверхности монтажного узла диаметром менее 530 мм, 10 % от общей площади поверхности монтажного узда диаметром 530 мм и более.

16.3.4 Для временной защиты на период транспортирования, хранения и монтажа элементов газопровода с последующим трассовым нанесением защитных покрытий допускается применение средств в соответствии с ГОСТ 9.014.

16.3.5 На участках прокладки с применением бестраншейных технологий ГНБ и ГНБЩ необходимо предусмотреть применение дополнительных защитных покрытий поверх основного защитного покрытия для ограничения внешних механических воздействий на него при строительстве.

16.3.6 Для объектов газопровода с заводским наружным защитным покрытием для подземной прокладки при их частичном наружном (надземном) расположении обеспечивают дополнительную защиту покрытия в надземной части от воздействия солнечной радиации.

16.3.7 Защитное покрытие на участках законченного строительства газопровода подлежит контролю в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 (п.п. 7.10 -7.16).

16.3.8 Для участков газопроводов, построенных в зимний период с применением траншейных технологий, контроль защитного покрытия необходимо осуществлять после растепления грунта. Для газопроводов, проложенных с применением бестраншейных технологий ниже глубины промерзания грунта, контроль защитного покрытия может производиться по завершении прокладки трубопровода.

16.3.9 Переходное электрическое сопротивление защитного покрытия на законченных строительством и реконструированных участках газопроводов должно составлять не менее Ом∙м.

# 16.4 Электрохимическая защита подземных газопроводов

16.4.1 Подземные, наземные и подводные стальные сооружения газопроводов подлежат ЭХЗ в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

16.4.2. Систему ЭХЗ необходимо проектировать с учетом действующих систем ЭХЗ эксплуатируемых расположенных в одном технологическом коридоре газопроводов и перспективного строительства подземных металлических сооружений вдоль трассы проектируемого газопровода, следует предусмотреть мероприятия по исключению негативного влияния на соседние коммуникации.

16.4.3 При проектировании обеспечивают диэлектрическое отделение заземленного электрооборудования от подземных участков газопровода и применение технических решений, ограничивающих расход токов ЭХЗ на заземляющие элементы систем электрического заземления и молниезащиты, с учетом ГОСТ 9.602.

Анодные и дренажные линии следует выполнять только кабелем из меди с двойной полимерной изоляцией и сечением жилы в соответствии с нормативными документами. Допускается применение воздушных ЛЭП к АЗ.

16.4.4 Проектирование средств ЭХЗ необходимо выполнять с учетом изменения свойств защитных покрытий и старения элементов ЭХЗ в течение эксплуатации.

16.4.5 При наличии фактора опасного влияния индуцированных токов высоковольтных ЛЭП на защищаемый газопровод в состав проекта включают мероприятия по ограничению этого воздействия.

16.4.6 Места размещения УКЗ следует предусматривать преимущественно рядом с линейными кранами газопровода. Применяют УКЗ блочнокомплектного исполнения высокой степени заводской готовности.

16.4.7 При техническом обосновании допускается устанавливать УКЗ в отдельно стоящих блок-боксах по трассе газопровода. Конструкции блок-боксов УКЗ в районах с густой и умеренной заселенностью должны быть вандалозащищенными.

16.4.8 Преобразователи УКЗ монтируют в индивидуальных блок-боксах, защищающих преобразователи от воздействия низких температур, обледенения, заноса снегом для районов с арктическим климатом. Блок-боксы с преобразователями и другими элементами ЭХЗ по возможности следует устанавливать в одном ограждении с крановой площадкой. В остальных случаях преобразователи можно монтировать в блочных устройствах. Допускается проектировать монтаж преобразователей на специальных фундаментах, анкерных опорах анодных линий и линий электроснабжения.

16.4.9 Проектируемые УКЗ должны обеспечивать режим автоматического поддержания защитного потенциала и подключение к системе дистанционного контроля и регулирования режимов работы.

16.4.10 В системе ЭХЗ трубопровода предусматривают дистанционный контроль в соответствии с 16.5.1.

16.4.11 Расчетный срок службы АЗ в составе УКЗ следует принимать не менее 30 лет. АЗ, расположенные в горизонтах питьевой воды, выполняют из малорастворимых материалов. Подключение нескольких УКЗ с разными точками дренажа на одно АЗ не допускается.

16.4.12 Необходимость дренажной защиты следует определять по результатам изысканий. УДЗ следует проектировать в местах пересечения с сооружением и (или) сближения с источником блуждающих токов, а также в анодных и знакопеременных зонах на газопроводе. При удалении газопровода от источника блуждающих токов на расстояние более 1000 м, а также при невозможности подключения к ним УДЗ следует применять УКЗ с автоматическим поддержанием защитного потенциала.

16.4.13 Конструкция, требования по размещению и подключению КИП на газопроводе должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602. Проектными решениями следует предусмотреть включение КИП в систему коррозионного мониторинга, установленных по трассе газопровода в местах установки ТКМ в соответствии с 16.5.3.

16.4.14 КИП для измерения тока в газопроводе устанавливают в точках дренажа (вблизи точки дренажа) по обе стороны защитной зоны УКЗ, а также на участках подводных переходов (с обеих сторон) шириной более 500 м на границе водоохранной зоны.

16.4.15 Подземные технологические коммуникации промплощадок КС, ГРС, ГИС, ПРГ должны иметь раздельную от линейной газопровода систему ЭХЗ.

16.4.16 Катодные и анодные линии ЭХЗ проектируются в кабельном исполнении, допускается их монтаж на эстакадах.

16.4.17 Для контроля защитного потенциала на подземных коммуникациях КС, ГРС, ГИС, ПРГ допускается не устанавливать КИП в случае, если обеспечена возможность электрического контакта с защищаемым сооружением.

16.4.18 При расположении над подземными коммуникациями КС, ГРС, ГИС, ПРГ сплошного твердого покрытия проектом предусматривают места, укрытые ковером, для возможности контроля параметров ЭХЗ с использованием переносного МСЭ.

16.4.19 Технические решения должны предусматривать ограничение негативного влияния на ЭХЗ систем заземления электрооборудования и молниезащиты технологического оборудования за счет электрического отделения от газопровода заземляемого электрооборудования (приводов кранов и узлов управления, цепей автоматики) и применения оцинкованных заземлителей.

16.4.20 Места установки ВЭИ необходимо предусматривать в разделе проекта ЭХЗ в местах, предусмотренных рекомендациями п.6.2 ГОСТ 9.201-2024 и положениями нормативных правовых актов государств, принявших настоящий стандарт.

16.4.21 Электроснабжение установок катодной защиты трубопроводов следует осуществлять по III категории надежности электроснабжения от внешних сетей или автономных источников.

Установкам катодной защиты трубопроводов на участках с блуждающими токами и (или) с высокой коррозионной агрессивностью среды при отсутствии средств дистанционного мониторинга может быть присвоена II категория надежности электроснабжения.

**16.5 Коррозионный мониторинг**

16.5.1 В проекте ЭХЗ газопровода в составе коррозионного мониторинга комплексной защиты от коррозии газопровода предусматривают дистанционный контроль УКЗ и УДЗ с выводом контролируемых параметров на АРМ инженера по защите от коррозии в соответствии с заданием на проектирование. Проектные решения должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602.

16.5.2 В качестве канала дистанционного контроля ЭХЗ возможно использование средств линейной телемеханики и (или) специальной системы телеконтроля и дистанционного управления ЭХЗ.

16.5.3 На подземных коммуникациях следует предусматривать точки контроля при ДКМ на следующих участках:

* в точках дренажа УКЗ и УДЗ;
* на участках с расчетными минимальными параметрами ЭХЗ между УКЗ (границы зон защиты);
* на участках опасного действия блуждающих и индуцированных токов;
* на участках высокой коррозионной опасности;
* на границах русловой части подводных переходов протяженностью более 4 км при отсутствии стационарных КИП;
* на пересечениях с автомобильными дорогами I, II категории и железными дорогами кроме неэлектрофицированных подъездных путей к промышленным предприятиям.

# 17 Технологическая связь магистральных газопроводов

17.1 МГ оборудуют линиями и сооружениями технологической связи, обеспечивающими все требования систем управления технологическими процессами трубопроводного комплекса.

17.2 Технологическая связь МГ должна обеспечивать:

* магистральную связь организации, эксплуатирующей МГ, с диспетчерскими пунктами объединений (управлений) по добыче и транспортировке газа и газового конденсата;
* магистральную диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов объединений (управлений) по добыче и транспортировке газа и газового конденсата с диспетчерскими пунктами линейных производственных управлений МГ, КС, ГРС и ПХГ;
* диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений МГ с подчиненными им КС, ГРС, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами МГ, пунктами замера транспортируемого продукта, линейными ремонтерами (обходчиками), а также с ПХГ и ГС промыслов;
* линейную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений МГ со специальными транспортными средствами и ремонтными бригадами, работающими на трассе газопровода;
* оперативно-производственную телефонную связь организации, эксплуатирующей МГ, с управлениями МГ и объединениями (управлениями) по добыче и транспортировке газа и газового конденсата; объединений (управлений) с подчиненными им службами, а также смежных объединений (управлений) между собой;
* телефонную связь сетевых совещаний организации, эксплуатирующей МГ, с объединениями (управлениями) по добыче и транспортировке газа и газового конденсата, управлениями МГ, основными эксплуатационными службами МГ, промыслами, ПХГ;
* местную связь промышленных площадок и жилых поселков с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и других министерств и ведомств для организации обслуживания вызовов экстренных оперативных служб;
* каналы связи для центральной и линейной телемеханики;
* каналы связи для автоматизированной системы управления.

Примечание – Связь ГРС с потребителем газа осуществляется средствами местной телефонной связи, строительство которой выполняет потребитель газа. В состав строительства технологической связи МГ средства местной телефонной связи не входят.

17.3 Проектирование линий технологической связи МГ необходимо осуществлять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию линий связи, утвержденных в установленном порядке.

17.4 Линии связи подразделяются на магистральные, внутризоновые и местные.

17.5 Магистральные, внутризоновые и местные линии связи могут быть организованы на основе:

- волоконно-оптических линий связи;

- радиорелейных линий связи;

- кабельных линий связи.

В качестве резерва используются спутниковые линии связи.

Выбор типа линий связи обосновывают технико-экономическим расчетом.

17.6 Проектирование помещений для размещения оборудования технологической связи и соответствующих зданий, а также средств и систем местной связи на промплощадках следует осуществлять в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

17.7 На объектах МГ, которые строят в несколько очередей, технологическую связь обеспечивают с пуском первой очереди.

17.8 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).

17.9 Кабельные линии связи следует предусматривать, как правило, с левой стороны магистрального трубопровода по ходу продукта, на расстоянии не менее 9 м от оси трубопровода

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

17.10 Участки кабелей связи на переходах через водные преграды прокладывают в защитном футляре (полиэтиленовая труба ПНД) следующими методами:

- открытым (траншейным);

- горизонтального направленного бурения.

Проектную отметку верха защитного футляра кабеля связи при проектировании подводных переходов назначают на 1,2 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, но не менее 1,5 м от естественных отметок дна водоема.

Кабель связи при пересечении с автомобильными и железными дорогами следует прокладывать в соответствии с техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций.

В исключительных случаях укладку кабеля связи допускается предусматривать в трубах (футлярах), размещенных внутри защитного футляра трубопровода.

17.11 Допускается прокладка кабеля связи путем его подвески на одних опорах с ВЛ. Подвеска кабеля связи допускается только на опорах габарита 10 кВ и выше.

Опоры ВЛ, на которые подвешивается кабель, и их закрепление в грунте рассчитывают с учетом возникающих при этом дополнительных нагрузок.

# 18 Охрана окружающей среды

18.1 Проектирование газопроводной системы выполняют в соответствии с требованиями законодательства государств-участников СНГ и действующими документами по стандартизации в области охраны окружающей среды.

18.2 В проектах на строительство МГ необходимо предусматривать проведение инженерно-экологических изысканий, ОВОС (при необходимости), а также решения по охране окружающей среды при сооружении МГ и последующей их эксплуатации.

18.3 Мероприятия по охране окружающей среды следует включать в проект отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты.

18.4 В проектной документации на строительство и эксплуатацию трубопровода необходимо предусмотреть рекультивацию нарушенных земель при строительстве.

Целью рекультивации является восстановление земель для сельскохозяйственных, лесохозяйственных, водохозяйственных, рекреационных, природоохранных и санитарно-оздоровительных целей.

Рекультивация для сельскохозяйственных, лесохозяйственных и других целей, требующих восстановления плодородия почв, осуществляется последовательно в два этапа: технический и биологический.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, захоронение токсичных вскрышных пород, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

18.5 Для газопроводов, прокладываемых в районах распространения ММГ, в проекте предусматривают дополнительные мероприятия по охране природы согласно действующему законодательству государств союза.

18.6 С целью уменьшения негативного воздействия на земельные ресурсы все СМР проводятся исключительно в пределах полосы отвода при наличии всех необходимых и утвержденных разрешительных документов.

18.7 Разработка программы производственного экологического мониторинга и производственного экологического контроля при строительстве и эксплуатации объектов МГ должна соответствовать действующим нормативным документам.

18.8 Проектом предусматривают решения по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль газопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, применение грунтовых модулей, устройств для предотвращения размыва грунта и т.д.).

Укрепление берегов следует осуществлять отсыпкой щебня по НСМ, наброской камня, применением гибких решетчатых покрытий, железобетонных плит и др.

# 19 Вывод из эксплуатации

19.1 Для вывода МГ из эксплуатации необходимо разработать документы по выводу трубопровода из эксплуатации в соответствии с действующим законодательством государств союза.

# Приложение А

# (рекомендуемое)

**Методика определения и проверки овальности сечений и прочности газопроводов и защитных футляров**

**А.1. Траншейная укладка газопроводов и защитных футляров**

**А.1.1 Вертикальная нагрузка на футляры под автомобильными дорогами**

Защитный футляр подвергается действию веса грунта, конструкции дороги и транспортных средств.

Схема нагрузок на футляр на переходе магистрального газопровода (далее – МГ) через автомобильную дорогу показана на рисунке А.1.

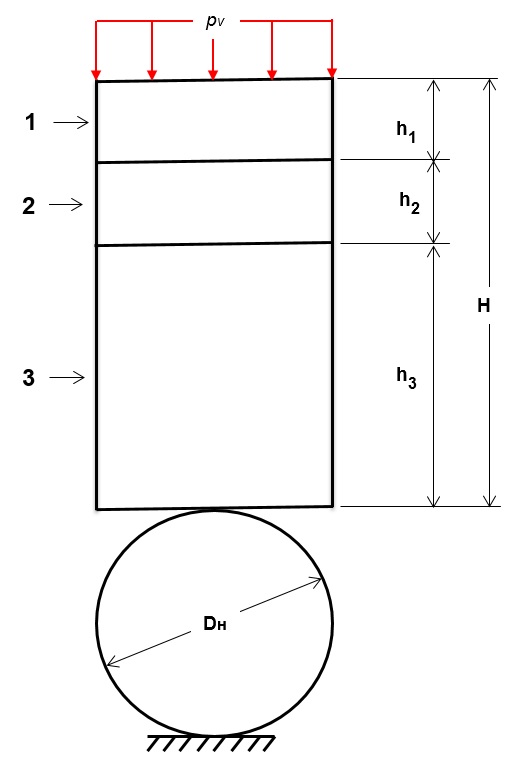


Рисунок А.1 - Схема нагрузок на футляр на переходе МГ через автомобильную дорогу

- временная нагрузка от автомобильного транспорта;

1 – дорожная одежда; 2 - песок; 3 – грунт засыпки

Непосредственно на футляр действуют равномерно распределенные расчетные нагрузки: вертикальная  и горизонтальная  (рисунок А.2).

Суммарную расчетную равномерно – распределенную вертикальную нагрузку , Па, на переходе через автомобильную дорогу (рисунок А.1) следует определять по формуле

(А.1)

где  - нормативная нагрузка от автомобильного транспорта, Па;

 - нормативная нагрузка от весовых составляющих (1  3), Па;

 - коэффициент надежности по нагрузке для весовых нагрузок, принимаемый равным 1,2;

 - коэффициент надежности по временной нагрузке от автомобильного транспорта, принимаемый равным 1,1.

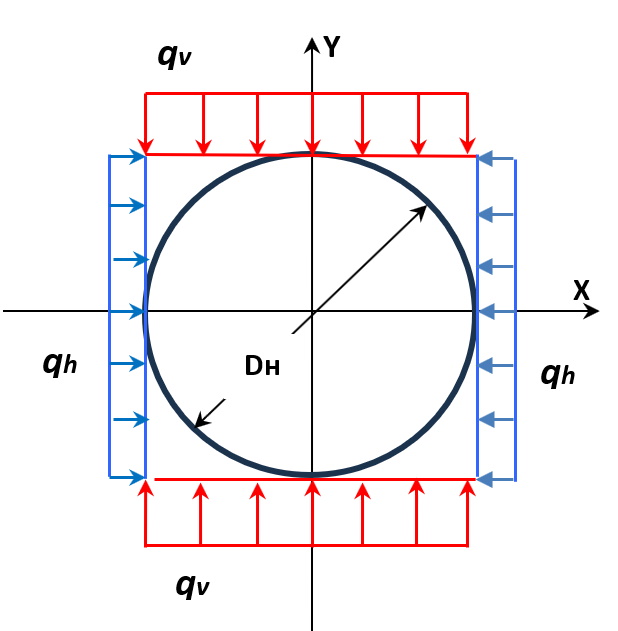


Рисунок А.2 – Нагрузки, действующие непосредственно на футляр

Нормативную нагрузку () следует определять по формуле

, (А.2)

где  - ускорение свободного падения, м/с2;

 - плотность материала, кг/м3;

- толщина слоя материала, м;

 - коэффициент вертикального давления грунта в траншее, учитывающий трение грунта засыпки по стенкам траншеи.

Плотность грунта в формуле (А.2) следует принимать: для талого грунта - плотность грунта при природной влажности; для мерзлого грунта – плотность мерзлого грунта.

Коэффициент  определяется в зависимости от размеров траншеи по формулам:

* для песчаных и супесчаных грунтов засыпки:

; (А.3)

* для глинистых грунтов засыпки:

, (А.4)

где - средняя ширина траншеи, м;

- высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей футляра, м;

Средняя ширина траншеи определяется по формуле

, (А.5)

где - диаметр трубы наружный, м;

- угол между основанием и откосом траншеи (в градусах).

Нормативную временную вертикальную нагрузку от автотранспортных средств на уровне верха футляра (Па) следует определять по формуле

, (А.6)

где - линейная нагрузка, принимаемая равной Н/м;

 - длина участка распределения нагрузки, принимаемая равной м;

*H* - расстояние от верха дорожного полотна до верха футляра, м.

**А.1.2 Вертикальная нагрузка на футляры под железными дорогами**

Схема нагрузок на футляр на переходе МГ через железную дорогу показана на рисунке А.3.

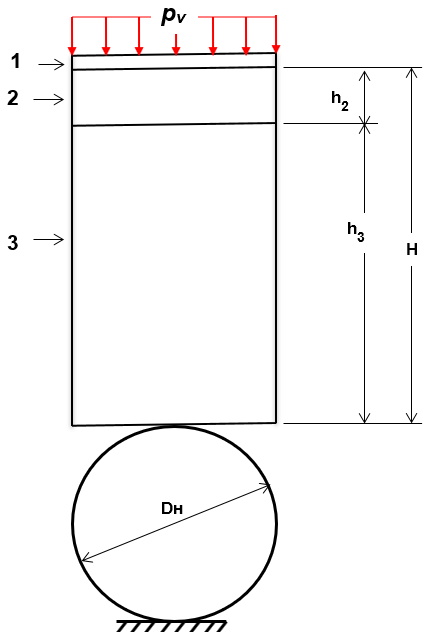


Рисунок А.3 - Схема нагрузок на футляр на переходе МГ через железную дорогу

1 – рельсы и шпалы; 2 – щебень; 3 – грунт засыпки;

- временная нагрузка от ж/д транспорта

Суммарную расчетную равномерно – распределенную вертикальную нагрузку  (Па) на 1 м2 горизонтальной проекции футляра на переходе через железную дорогу (рисунок А.2) следует определять по формуле

, (А.7)

где  - нормативная временная нагрузка от железнодорожного подвижного состава на уровне верха футляра, Па;

 - нормативная нагрузка от веса шпально-рельсовой решетки, Па; для стандартной ж/д колеи 1520 мм с ж/б шпалами  Па;

 - нормативная нагрузка от весовых составляющих (), МПа;

 - коэффициенты надежности по нагрузке; для весовых нагрузок   (), для временной нагрузки от железнодорожного транспорта .

Нормативную нагрузку () следует определять по формуле (А.2).

Нормативную временную нагрузку от железнодорожного подвижного состава на уровне верха футляра , Па, следует определять по формуле

, (А.8)

где  - интенсивность временной вертикальной нагрузки от подвижного состава железных дорог, Н/м;

– длина шпалы, м, принимаемая равной  = 2,7 м для колеи 1520 мм;

– расстояние по высоте от основания рельса до верха футляра, м.

Интенсивность временной вертикальной нагрузки от подвижного состава железных дорог определяется согласно таблице А.1 в зависимости от длины загружения , определяемой по формуле

, (А.9)

где  – диаметр футляра наружный, м.

Таблица А.1 – Интенсивность временной вертикальной нагрузки от подвижного состава железных дорог

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| , м | 1,5 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|  | 4,79 | 3,74 | 2,96 | 2,66 | 2,50 | 2,39 | 2,31 | 2,25 | 2,19 | 2,14 |
| Примечание – Для промежуточных значений длин загружения величину нагрузки определять по интерполяции. | | | | | | | | | | |

**А.1.3 Вертикальная нагрузка на газопроводы**

Вертикальную равномерно распределенную нагрузку на газопровод, прокладываемый траншейным способом, от веса грунта засыпки, , Па, вычисляют по формуле

, (А.10)

где – ускорение свободного падения м/с2;

 - плотность грунта засыпки, кг/м3;

- высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;

 - коэффициент вертикального давления грунта в траншее, учитывающий трение грунта засыпки по стенкам траншеи, вычисляемый по формулам (А.3) - (А.5).

**А.1.4 Проверка овальности труб**

Отклонение формы поперечного сечения трубы газопровода/защитного футляра от кольцевой характеризуется овальностью сечения, которая вычисляется по формуле

100, %, (А.11)

где , *-*максимальный и минимальный наружные диаметры одного и того же поперечного сечения трубы, м;

 - диаметр трубы наружный, м.

При определении овальности сечения трубы рассматривается кольцо («катушка»), единичной длины (1 м), нагруженное равномерно распределенными суммарными расчетными нагрузками.

Овальность сечения трубы следует определять итерационно по формуле

, (%); (А.12)

где - номер итерации;

- суммарная равномерно распределенная вертикальная нагрузка, Па;

 - суммарные равномерно распределенная горизонтальная нагрузка, Па;

 - цилиндрическая жесткость сечения трубы, Н\*м;

*r* - средний радиус поперечного сечения трубы, м, вычисляемый по формуле

, (А.13)

где  - диаметр трубы наружный, м;

*t* - толщина стенки трубы, м.

Цилиндрическая жесткость сечения трубы определяется по формуле

, (А.14)

где  - модуль упругости материала трубы, Па;

*t* - толщина стенки трубы, м;

- коэффициент Пуассона материала трубы.

Суммарную расчетную равномерно – распределенную горизонтальную нагрузку на трубу , Па, определяют по формуле

; (А.15)

где - номер итерации;

 - суммарная расчетная равномерно – распределенная вертикальная нагрузка (Па), определяемая для защитных футляров по формуле (А.7), для газопроводов – по формуле (А.10);

 – нормативный угол внутреннего трения грунта, градусы;

 - обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечном перемещении трубы, Па/м;

 – среднее по сечению горизонтальное перемещение точек контура поперечного сечения трубы на *j*-й итерации, м.

Обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечном перемещении трубы определяется зависимостью

, (А.16)

где  – модуль упругости грунта, Па;

 – коэффициент Пуассона грунта;

 – диаметр трубы наружный, м;

 – единичная длина трубы ();

 – коэффициент, учитывающий объем грунта засыпки в траншее;

– расстояние от оси трубы до верха засыпки, м.

Среднее по сечению горизонтальное перемещение точек контура поперечного сечения трубы определяется по формуле

, (А.17)

где  – овальность поперечного сечения трубы (%), определяемая по формуле (А.11). При следует принять: , ;

 – диаметр трубы наружный, м.

Коэффициент  определяется по формуле

, (А.18)

где  – диаметр трубы наружный, м;

– расстояние от дневной поверхности грунта до верха трубы (толщина слоя грунта засыпки).

Итерационный процесс, заданный формулами (А.12), (А.15), (А.17), прекращают при выполнении условия

, (А.19)

где – относительная погрешность, принимаемая равной 0,05.

При выполнении условия (А.19) в качестве расчетных значений овальности сечения и суммарной равномерно – распределенной горизонтальной нагрузки на трубу принимают текущие значения: , .

При прокладке на участках с со специфическими грунтами, участках, на которых по результатам инженерных изысканий возможно развитие опасных природных процессов, расчетное значение суммарной равномерно – распределенной горизонтальной нагрузки на трубу следует дополнительно умножить на коэффициент 0,25.

Расчетное значение овальности должно удовлетворять условию

, (А.20)

Если сечение трубы не удовлетворяет условию (А.20), то требуемую минимальную толщину стенки трубы , удовлетворяющую условию допускаемой овальности, следует определить по формуле

; (А.21)

(А.22)

где  – диаметр трубы наружный, м;

 – коэффициент Пуассона материала трубы;

 - суммарная расчетная равномерно – распределенная вертикальная нагрузка на футляр, Па;

 – модуль упругости материала трубы, Па;

 – допускаемая овальность поперечного сечения, %;

 - суммарная расчетная равномерно – распределенная горизонтальная нагрузка на трубу при овальности , Па, вычисляемая по формуле

, (А.23)

где  - суммарная расчетная равномерно – распределенная вертикальная нагрузка (Па);

 – нормативный угол внутреннего трения грунта, градусы;

 - обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечном перемещении трубы, Па/м;

 – среднее по сечению горизонтальное перемещение точек контура поперечного сечения трубы при овальности , вычисляемое по формуле

. (А.24)

**А.1.5 Проверка прочности труб**

Проверку прочности трубы газопровода/защитного футляра при действии весовых нагрузок от грунта и нагрузок от транспорта следует выполнять по формуле

, (А.25)

где  - продольная сила, Н/м;

*M* - изгибающий момент Н;

*F* - площадь продольного сечения стенки трубы, м2/м;

*W* - момент сопротивления продольного сечения стенки трубы, м3/м;

 - расчетное сопротивление материала трубы, Па.

Продольную силу , Н/м, вычисляют по формуле

, (А.26)

где  – суммарная равномерно распределенная нагрузка на горизонтальную проекцию трубы на уровне верха трубы, Па;

*r* – средний радиус поперечного сечения трубы, м.

Изгибающий момент, Н, вычисляют по формуле

, (А.27)

где  – расчетная вертикальная нагрузка на горизонтальную проекцию трубы на уровне верха трубы, Па;

 - расчетная горизонтальная нагрузка на трубу, Па;

*r* – средний радиус поперечного сечения трубы, м.

Площадь поперечного сечения стенки , м2/м, вычисляют по формуле

; (А.28)

где *t* – толщина стенки трубы, м.

Момент сопротивления продольного сечения стенки трубы , м3/м, вычисляют по формуле

, (А.29)

где  *t* – толщина стенки трубы, м.

Расчетное сопротивление материала трубы , Па, вычисляют по формуле

, (А.30)

где  – нормативное сопротивление (нормативный предел текучести) материала трубы, Па;

 – коэффициент надежности по материалу, значения которого следует принимать равными:

 = 1,100 – для бесшовных труб;

 = 1,050 – для сварных труб.

В случае невыполнения условия прочности (А.25) расчетную толщину стенки трубы , удовлетворяющую условию прочности, следует определять по формуле

. (А.31)

где  – продольная сила, Н/м;

 – расчетное сопротивление материала трубы, Па;

 – изгибающий момент Н.

Толщину стенки трубы защитного футляра из конструктивных соображений следует принимать *Dн*/90, но не менее:

- для труб *Dн* < 1000: 6 мм;

- для труб *Dн*  1000: 12 мм.

Толщину стенки трубы газопровода из конструктивных соображений следует принимать в соответствии с п. 13.2.2.

Расчетную толщину стенки трубы следует принимать из условия

(А.32)

с округлением в большую сторону с точностью до 0,1 мм. В качестве номинальной толщины стенки трубы следует принять ближайшее большее значение по сортаменту стандарта или технического условия на трубы.

В формуле (А.32) через обозначены соответственно толщины стенок из условий овальности, прочности и конструктивных соображений.

**А.2. Укладка защитных футляров методом прокола/продавливания**

**А.2.1 Нагрузки на защитный футляр**

При прокладке футляра методом прокола/продавливания (рисунок А.4) нагрузки на него следует определять в зависимости от отношения высоты засыпки над футляром *H* к высоте свода обрушения .

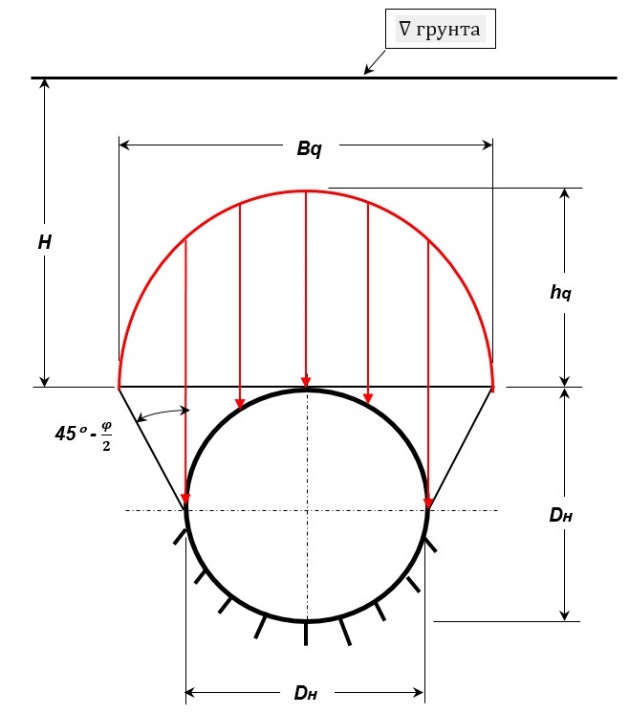


Рисунок А.4 – Схема нагрузок на футляр при прокладке способом прокола/продавливания

Если , то давление на футляр от весовых нагрузок и нагрузок от транспорта выполняются как при траншейном способе прокладки согласно требованиям разделов А.1.1, А.1.2 и А.1.3.

Если , то давление на футляр определяется по формулам (А.33) – (А.37).

Нормативное вертикальное давление на футляр от веса свода обрушения принимается равномерно распределенным по ширине футляра и определяется в зависимости от плотности грунта по формуле

. (А.33)

Высота  определяется в зависимости от ширины свода обрушения :

; (А.34)

; (А.35)

где  – нормативный угол внутреннего трения грунта, градусы;

 - коэффициент крепости грунта, учитывающий его внутреннее сопротивление разрушению. Для обычных грунтов принимаются следующие значения коэффициента :

- плотные глины: 1,0;

- суглинки: 0,8;

- растительная земля: 0,6;

- сыпучий грунт (песок, мелкий гравий, насыпной грунт): 0,5;

 - прочность грунта на одноосное сжатие, МПа.

Расчетную вертикальную нагрузку на футляр , Па, вычисляют по формуле

, (А.36)

где  - нормативное вертикальное давление на футляр от веса свода обрушения, Па, определяемое по формуле (А.33);

 - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным 1,2.

Расчетную горизонтальную нагрузку на футляр , Па, вычисляют по формуле

, (А.37)

где  - расчетная вертикальная нагрузка на футляр, Па;

 – нормативный угол внутреннего трения грунта, градусы.

При расчете нагрузок на футляр от грунта свода обрушения по формулам (А.33) – (А.37) нагрузки от транспорта не учитывают.

**А.2.2 Проверка овальности футляра**

Если , то проверка овальности футляра выполняется как при траншейном способе прокладки в соответствии с требованиями раздела А.1.3.

Если , то проверка овальности футляра выполняется по формулам (А.38) - (А.40).

Овальность сечения футляра определяют по формуле

, (%), (А.38)

где - суммарная равномерно распределенная вертикальная нагрузка на футляр, определяемая по формуле (А.36), Па;

 - суммарная равномерно распределенная горизонтальная нагрузка на футляр, определяемая по формуле (А.37), Па;

 - цилиндрическая жесткость футляра, Н\*м, определяемая по формуле (А.14);

*r* - средний радиус поперечного сечения футляра, м.

Овальность сечения футляра должна удовлетворять условию (А.20). Если сечение футляра не удовлетворяет условию (А.20), то требуемую минимальную толщину стенки футляра , удовлетворяющую условию допускаемой овальности, следует определить по формуле

; (А.39)

, (А.40)

где  – диаметр наружный футляра, м;

  – коэффициент Пуассона материала футляра;

 - суммарная расчетная равномерно – распределенная вертикальная нагрузка на футляр, Па;

 - суммарная расчетная равномерно – распределенная горизонтальная нагрузка на футляр, Па;

 – модуль упругости материала футляра, Па;

 – допускаемоя овальность поперечного сечения футляра, %.

**А.2.3 Проверка прочности футляра**

Проверка прочности футляра и определение расчетной толщины стенки стальной трубы футляра выполняются в соответствии с требованиями раздела А.1.5.

# Приложение Б

# (рекомендуемое)

# Методика определения толщин стенок штампованных и штампосварных тройников

**Б.1 Условные обозначения**

Следующие условные обозначения, показанные на рисунке Б.1, относятся только к приложению Б.

– наружный диаметр основной (магистральной) трубы тройника, м

– внутренний диаметр ответвления тройника, измеряемый в продольной плоскости симметрии на уровне образующей наружной поверхности основной трубы, м

– наружный диаметр ответвления тройника, м

– высота расчетной зоны усиления тройника, м

– расчетная толщина стенки трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к магистрали тройника и материал тройника, м, определяется в соответствии с положениями 13.2.1

– расчетная толщина стенки трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к ответвлению тройника и материал тройника, м, определяется в соответствии с положениями 13.2.1

– расчетная толщина стенки основной трубы тройника, м

– расчетная толщина стенки ответвления, м

– толщина стенки ответвления, измеряемая в продольной плоскости симметрии на расстоянии от образующей наружной поверхности основной трубы, м

– радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии, м

– полудлина расчетной зоны усиления тройника, м

**Б.2 Исходное условие прочности тройника**

Условие прочности тройника, которое соответствует принципу замещения площадей, представляется в виде условия

. (Б.1)

Входящие в неравенство (Б.1) составляющие расчетной площади усиления тройника определяются на основании геометрических размеров рисунка Б.1 по формулам:

; (Б.2)

; (Б.3)

; (Б.4)

; (Б.5)

|  |  |
| --- | --- |
| в которых коэффициент  и геометрические размеры вычисляют по формулам   * при : ; * при : ; * при : | ; (Б.6) |

; (Б.7)

; (Б.8)

; (Б.9)

; (Б.10)

; (Б.11)

, (Б.12)

где – коэффициент несущей способности тройника;

, – коэффициенты, значения которых следует принимать в зависимости от конкретной технологии изготовления тройников.



а)

б)

а) при б) при

Рисунок Б.1 – Сечение тройника продольной плоскостью симметрии (фрагмент)

Для тройников по схеме а) рисунка Б.1 для предварительных расчетов допускается принимать значения коэффициента равными . Для тройников по схеме б) рисунка Б.1 (при ) из выражений (Б.11), (Б.12) следует, что .

Коэффициент определяется по формуле

при ,

при . (Б.13)

Значения радиуса закругления , мм, могут находиться в пределах

. (Б.14)

Для предварительных расчетов величина может быть принята по формуле

. (Б.15)

**Б.3 Определение коэффициента несущей способности тройника**

Коэффициент несущей способности тройника определяется на основании равенства (Б.1), выражений (Б.2) – (Б.15) и допущения о том, что расчетные толщины стенок и пропорциональны соответствующим диаметрам

, (Б.16)

. (Б.17)

Уравнение (Б.17) является нелинейным относительно искомого неизвестного . Решение следует выполнять методом последовательных приближений, задаваясь каким-либо значением и проверяя выполнение условия (Б.17). В качестве конечного значения следует принять его минимальное значение (при заданной точности вычислений), при котором удовлетворяется условие (Б.17).

Для тройников, у которых отношение диаметра ответвления к диаметру магистрали выводится из условия

, (Б.18)

коэффициент принимается (без решения уравнения (Б.17)) равным коэффициенту, вычисленному при .

Расчетное значение коэффициента несущей способности тройника , используемое далее для определения всех необходимых размеров тройника, принимается из условия

, (Б.19)

где – значение коэффициента , найденное из уравнения (Б.17).

**Б.4 Упрощение уравнения (Б.17) для варианта конструкции тройника по схеме а) рисунка Б.1**

Учитывая, что для данной конструкции тройника , уравнение (Б.17) упрощается и приобретает вид формулы

. (Б.20)

**Б.5 Расчетные и номинальные толщины магистрали и ответвления тройника**

Расчетная толщина магистрали тройника находится по формуле (Б.10), а расчетная толщина ответвления – по формуле (Б.12).

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с принятой практикой изготовления тройников.

Примечания

1 Допускается выполнять расчет по уравнению (Б.17) при конкретных значениях радиуса закругления , полудлины и высоты , указанных в технических условиях предприятия-изготовителя. При этом принятые в расчете значения и не должны превышать значений, получаемых из выражений (Б.7) и (Б.8) соответственно.

2 Допускается конструкция тройника без удлинительного кольца при условии, что высота удовлетворяет требованиям прочности тройника.

3 При решении уравнения (Б.17) в качестве расчетных диаметров тройника следует принимать диаметры присоединяемых труб к магистрали и ответвлению тройника соответственно.

4 Высота выдавленной части ответвления тройника должна быть не менее величины .

5 Фактическая длина тройника не должна быть менее величины .

# Приложение В

# (рекомендуемое)

# Определение толщин стенок сварных тройников

# без усиливающих элементов

**В.1 Условные обозначения**

Следующие условные обозначения, показанные на рисунке В.1, относятся только к приложению В.

– наружный диаметр основной трубы (магистрали) тройника, м

– наружный диаметр ответвления тройника, м

– внутренний диаметр ответвления тройника, м

– высота расчетной зоны усиления тройника в направлении ответвления, м

– расчетная толщина стенки трубы, имеющей диаметр и материал магистрали тройника, м

– расчетная толщина стенки трубы, имеющей диаметр и материал ответвления тройника, м

– расчетная толщина стенки магистрали тройника, м

– расчетная толщина стенки ответвления, м

– нормативный предел текучести материала магистрали тройника, м

– нормативный предел текучести материала ответвления тройника, м

**В.2 Исходное условие прочности тройника**

(В.1)

Расчетная площадь усиления тройника А и входящие в неравенство (В.1) составляющие и показаны на рисунке В.1 и определяются по формулам:

; (В.2)

; (В.3)

; (В.4)

; (В.5)

, (В.6)

где , – предварительные значения расчетных толщин стенок, соответственно, магистрали и ответвления тройника.

**В.3 Основные допущения при решении неравенства (В.1)**

; (В.7)

; (В.8)

, (В.9)

где – коэффициент несущей способности тройника.

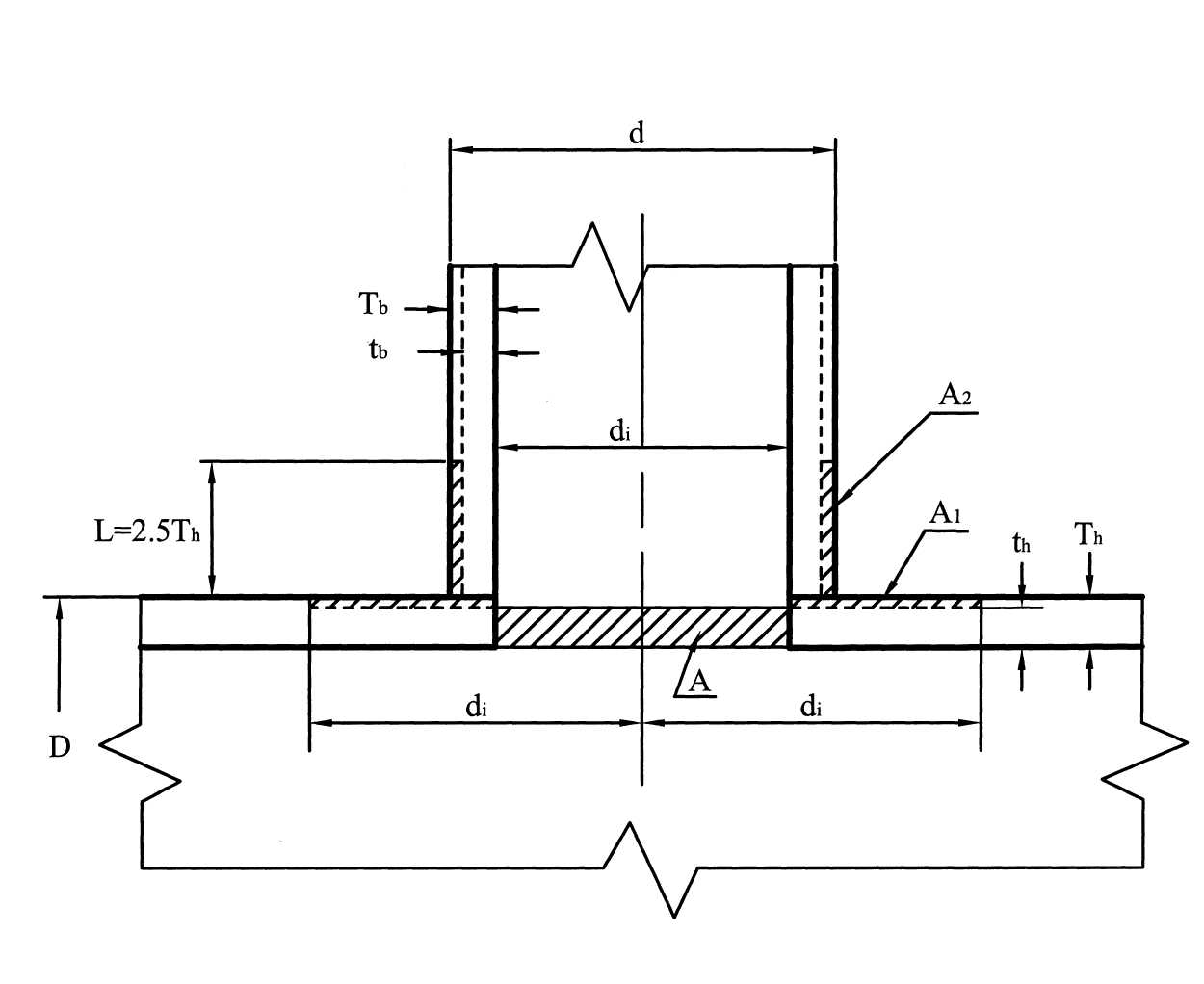


Рисунок В.1 – Схема для расчета сварного тройника

(сечение продольной плоскостью симметрии – фрагмент)

**В.4 Определение коэффициента несущей способности тройника**

Коэффициент несущей способности тройника находится из решения квадратного уравнения относительно , получаемого при подстановке в равенство (В.1) выражений для составляющих (В.2) – (В.4) при учете зависимостей (В.5) − (В.9):

; (В.10)

; (В.11)

; (В.12)

. (В.13)

Расчетная толщина магистрали тройника определяется для прямой трубы, имеющей диаметр и материал магистрали тройника, в соответствии с положениями 13.2.1–13.2.4.

Расчетная толщина ответвления тройника определяется для прямой трубы, имеющей диаметр и материал ответвления тройника, в соответствии с положениями 13.2.1–13.2.4.

Примечание – Расчетная толщина стенки ответвления тройника должна составлять не менее 6 мм.

В результате получается решение для коэффициента несущей способности тройника в виде формулы

. (В.14)

**В.5 Расчетные и номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника**

Расчетные толщины стенок магистрали и ответвления тройника получаются из формул:

; (В.15)

, (В.16)

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с 13.2.7.

# Приложение Г

# (рекомендуемое)

# Определение расчетного радиуса кривизны участка подземного магистрального газопровода

Г.1 Данная методика определения расчетного радиуса кривизны подземного газопровода предназначена для применения при оценке общей устойчивости участка газопровода с выпуклыми углами поворота трассы в вертикальной плоскости.

Г.2 Расчетный радиус кривизны является характеристикой начального изгиба заглубленного в грунт газопровода. Под расчетным радиусом понимается минимальный радиус кривизны оси трубы, если изгиб имеет место на всей длине волны выпучивания, что обычно наблюдается при свободном (упругом) изгибе газопровода. Таким образом, если длина хорды кривой больше или равна критической длине волны выпучивания, то в качестве расчетного радиуса принимается фактический радиус кривизны оси трубы, т. е. имеет место условие

при , , (Г.1)

где– критическая длина волны выпучивания, м;

– минимальный радиус кривизны оси газопровода, м;

– угол поворота оси трассы газопровода, градусы.

Г.3 Поворот газопровода может выполняться с применением отводов (колен) машинного гнутья или заводских отводов с радиусом кривизны оси не менее 5 *DN* (в соответствии с рисунком Г.1). В этом случае условие (Г.1) обычно не соблюдается, т. е. перемещение газопровода происходит на длине, включающей и примыкающие к отводам первоначально прямолинейные участки. Зная длину волны выпучивания, расчетный радиус определяют как радиус кривой, проходящей через начало и конец волны выпучивания и вершину угла поворота.

Г.4 Так как длина волны выпучивания зависит от расчетного радиуса кривизны оси, то решение выполняется методом последовательных приближений. Вначале задаются возможной длиной волны выпучивания, примерно в (40 – 70) .

Г.5 В зависимости от схемы угла поворота трассы (см. рисунок Г.1) в первом приближении определяется расчетный радиус .

Г.5.1 Схема а) рисунка Г.1.

Считается, что угол поворота трассы , длина хорды кривой менее длины волны выпучивания и длина каждого из прямолинейных примыкающих участков такова, что выполняется неравенство

. (Г.2)

Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

, (Г.3)

где – расчетная (критическая) длина волны выпучивания, м;

– угол поворота газопровода в вертикальной плоскости, градусы;

– радиус кривизны оси (кривой), м.

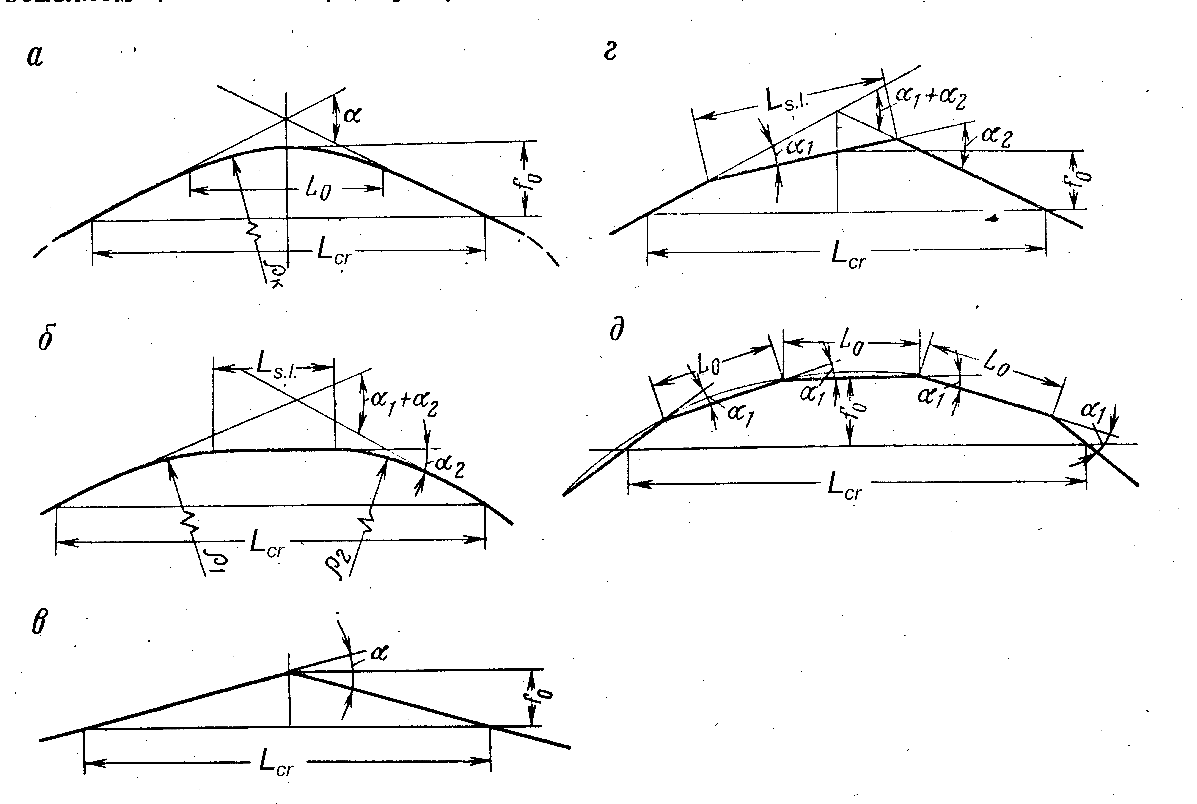


Рисунок Г.1 – Расчетная схема вертикальных выпуклых углов поворота

Г.5.2 Схема б) рисунка Г.1.

Расчетный участок состоит из двух кривых вставок с углами поворота и и прямолинейного участка между ними, причем каждый из углов менее 9°. Также выполняется неравенство

. (Г.4)

Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

. (Г.5)

Г.5.3 Схема в) рисунка Г.1.

Расчетный участок состоит из одного угла поворота, выполненного с помощью колен радиусом не более *.* Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

. (Г.6)

Г.5.4 Схема г) рисунка Г.1.

Расчетный участок состоит из двух углов поворота, выполненных с помощью колен (). Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

. (Г.7)

Г.5.5 Схема д) рисунка Г.1.

Расчетный участок представляет собой кривую угла поворота, замененную ломаной линией с одинаковыми углами, образованными коленами с радиусом кривизны и углами , и с равными расстояниями между ними. Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

. (Г.8)

Г.6 Определив расчетный радиус кривизны для выбранной рассматриваемой схемы поворота оси газопровода по одной из приведенных формул (Г.3), (Г.5) – (Г.8), вычисляют расчетную длину волны выпучивания по формуле

, (Г.9)

где – изгибная жесткость сечения газопровода, МН∙м2;

– предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

– расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

Г.7 Во втором приближении длина волны выпучивания принимается как среднее значение между предшествующим и вычисленным значениями.

Таким образом, в результате нескольких приближений определяется расчетный радиус кривизны .

# Приложение Д

# (обязательное)

# Критерии сейсмостойкого проектирования газопроводов

Д.1 Периоды повторяемости проектного и максимального расчетного землетрясений следует принять следующими:

* для ПЗ – 200 лет;
* для МРЗ – 1000 лет.

Д.2 Для оценки сейсмостойкости газопровода проводят расчеты, аналогичные расчетам при НУЭ с учетом сейсмических воздействий, а также выполняют проверки в соответствии критериальными требованиями, соответствующими различным видам отказов газопровода при землетрясениях.

Д.3 Рассматриваются следующие виды предельных состояний газопровода:

* разрыв газопровода;
* местная потеря устойчивости стенки газопровода;
* гофрообразование по телу трубы;
* образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, ЗТВ, по телу трубы;
* общая потеря устойчивости газопровода.

Д.4 Разрыв газопровода связан, как правило, с действием внутреннего давления, когда происходит раскрытие стенки трубопровода под действием кольцевых напряжений.

Д.5 Для исключения разрывов необходимо ограничивать уровень кольцевых напряжений по отношению как к пределу текучести, так и к пределу прочности материала труб (указанные ограничения выполняются согласно формуле (13.8)). Увеличивать толщину стенки трубы следует лишь в случае, если невозможны другие пути снижения напряжений до уровня допустимых.

Д.6 Местная потеря устойчивости стенки газопровода (местное смятие) происходит при общем изгибе газопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений.

Д.7 Для предотвращения местного смятия необходимо ограничивать уровень изгибных деформаций в сечении газопровода. Для изгибных деформаций следует выполнять проверку условий при моделировании:

* на стадии ПЗ

, (Д.1)

где – общая изгибная деформация;

– деформация, соответствующая максимуму на диаграмме «изгибающий момент – изгибная деформация»;

* на стадии МРЗ

. (Д.2)

При сочетании изгиба с растяжением/сжатием в критерии для стадии ПЗ следует использовать максимальную фибровую деформацию сжатия, взятую по модулю. В критерии для стадии МРЗ следует использовать максимальную по модулю фибровую деформацию.

Деформация характеризует деформационную способность трубы при изгибе. Величину допускается определять по результатам испытаний труб на изгиб или численного моделирования с использованием откалиброванной расчетной модели. При отсутствии результатов испытаний труб на изгиб деформацию вычисляют по формуле

, (Д.3)

где – толщина стенки трубы расчетная, м;

– наружный диаметр газопровода, м.

Д.8 Гофрообразование происходит при высоких уровнях осевых деформаций сжатия.

Д.9 Для предотвращения гофрообразования необходимо нормировать уровни осевых деформаций сжатия в газопровода при условии

, (Д.4)

где – осевая деформация сжатия;

– осевая деформация сжатия, при которой начинается гофрообразование;

– относительная допустимая осевая деформация сжатия, которая принимается равной:

* 0,80 – для стадии ПЗ;
* 1,00 – для стадии МРЗ.

Д.10 Осевая деформация сжатия , при которой начинается гофрообразование, представляет собой деформацию, соответствующую точке начала потери устойчивости (точке максимума диаграммы «продольная сжимающая сила – осевая деформация»). Эту диаграмму необходимо рассчитывать с учетом нелинейного поведения материала трубы и при учете всех нагрузок (осевых, изгибных, внутреннего давления), действующих на газопровод в рассматриваемом варианте расчета.

Величину допускается определять по результатам испытаний труб на сжатие или по результатам численного моделирования с использованием откалиброванной расчетной модели.

Д.11 Образование трещин в кольцевых сварных швах происходит при высоких уровнях осевых деформаций растяжения.

Д.12 Для исключения данного вида отказа следует обеспечить достаточно высокий относительный (в сравнении с основным материалом труб) уровень предела текучести материала сварного шва (условие является одинаковым как для стадии ПЗ, так и для стадии МРЗ), а также ограничить абсолютные продольные деформации растяжения в газопроводе согласно условиям:

; (Д.5)

, (Д.6)

где – нормативный предел текучести основного металла трубы;

– нормативный предел текучести материала сварного шва/ЗТВ;

– деформация растяжения в сечении газопровода;

– то же, допустимая, которая принимается равной:

* 0,02 (2 %) – для стадии ПЗ;
* 0,04 (4 %) – для стадии МРЗ.

Д.13 Общая потеря устойчивости газопровода в вертикальной плоскости происходит при действии значительных сжимающих осевых усилий и недостаточной балластировке.

Д.14 Для обеспечения общей устойчивости газопровода при сейсмических воздействиях необходимо нормировать величину заглубления газопровода с достаточным запасом по отношению к глубине, рассчитанной при НУЭ. Для стадии ПЗ соблюдают условие

, (Д.7)

где  – требуемая величина заглубления (засыпки) газопровода (от поверхности земли до верха газопровода);

– расчетная величина заглубления, обеспечивающая общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ.

Д.15 Расчетную величину заглубления , обеспечивающую общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ, необходимо рассчитывать с учетом диаграмм взаимодействия трубопровода с грунтом, физической нелинейности материала труб и возможной выпуклости участков газопровода в вертикальной плоскости.

Д.16 Методы определения общей изгибной деформации, осевой деформации сжатия, деформаций растяжения в сечении газопровода должны базироваться на применении моделей МКЭ, учитывающих упругопластические деформации материала труб (физическую нелинейность), а также геометрическую нелинейность в поведении системы «трубопровод – грунт» при сейсмических воздействиях.

# Приложение Е

# (рекомендуемое)

# Классификация сварочных материалов различного назначения в зависимости от класса прочности металла труб

Таблица Е.1 – Покрытые электроды для ручной дуговой сварки

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация электродов по | |
| ГОСТ 9467 | AWSA5.1/А5.1М:2004 [4]  AWSA5.23/A5.23M:2007 [5] |
| Для сварки корневого слоя шва кольцевых стыковых соединений труб | До К60 включ. | Э46А–Ц;  Э50А–Ц | Е 6010;  Е 7010 |
| Св. К60 до К65 включ. | Э50А–Ц | Е 7010 |
| Для сварки «горячего прохода» кольцевых стыковых соединений труб | До К54 включ. | Э46А–Ц;  50А–Ц | Е 6010;  Е 7010 |
| Св. К54 до К60  включ. | Э50А–Ц | Е 7010 |
| Св. К60 до К65 включ. | Э55–Ц | E 8010 |
| Для сварки корневого, подварочного слоев шва кольцевых стыковых соединений труб | До К60 включ. | Э50А–Б | Е 7016 |
| Св. К60 до К65 включ. | Э55–Б;  Э60 | E 8018;  Е 9016 |
| Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва кольцевых и продольных стыковых, угловых, нахлесточных соединений труб | До К54 включ. | Э50А–Б;  Э55–Б | Е 7016, Е 7018;  Е 8018 |
| Св. К54 до К60 включ. | Э60–Б | Е 8018; Е 9018 |
| Св. К60 до К65 включ. | Э70–Б | Е 9018;  Е 10018 |

Таблица Е.2 – Сварочные проволоки и флюсы для автоматической сварки под флюсом

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация проволок по | |
| ГОСТ 2246 | AWSA5.23/A5.23M:2007 [5] |
| Для сварки поворотных кольцевых и продольных стыковых соединений труб | До К54 включ. | Легированная | F 8 А 0 Е 12; F 7 A 4 EM 12K |
| Св. К54 до К60 включ. | Легированная | F 8 А 0 Е А1; F 8 A6 ENi5;  F 8 A5 – EG; F 9 А 2 Е А2 |
| Св. К60 до К65 включ. | Легированная | F 10 А 4 ЕА3; F 10 A 4 EM 2 |

Таблица Е.3 – Сварочные проволоки сплошного сечения для сварки в защитных газах

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация проволок по | |
| ГОСТ 2246 | AWSA5.18/А5.18М:2005 [6]  AWSA5.28/А5.28М:2005 [7] |
| Для автоматической сварки технологического продольного шва труб; механизированной сварки корневого слоя шва и автоматической сварки «горячего прохода» неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в углекислом газе | До К65 включ. | Легированная | ER 70 S–6; ЕR 70 S–Х |
| Для автоматической сварки всех слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в смесях защитных газов | До К54 включ. | Легированная | ER 70 S–6; ЕR 70 S–G |
| Св. К54 до К60 включ. | Легированная | ЕR 70 S–6; ЕR 70 S–G;  ЕR 80 S–G |
| Св. К60 до К65 включ. | Легированная | ЕR 70 S–G;  ЕR 90 S–G;  ЕR100 S–G |

Таблица Е.4 – Порошковые проволоки для сварки в защитных газах

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация проволок по | |
| ГОСТ 26271 | AWSA5.20/A5.20M:2005 [8]  AWSA5.29/А5.29М:2010 [9] |
| Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в смесях защитных газов | До К54 включ. | ПГ 44–А2В | E 71ТХ–ХM |
| Св. К54 до К60 включ. | ПГ 49–А4У  ПГ 49–А2В;  ПГ 54–А5В | E 71ТХ–ХM;  E 81ТХ–ХM |
| Св. К60 до К65 включ. | ПГ 59–А5В | E 91ТХ–ХM;  E 101ТХ–ХM |

Таблица Е.5 – Самозащитные порошковые проволоки

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Типы (классификация) проволок по | |
| ГОСТ 26271 | AWSA5.29/А5.29М:2010 [8] |
| Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов | До К54 включ. | ПС 44–2В | E 71Т |
| Св. К54 до К60 включ. | ПС 49–2В;  ПС 54–А5В | E 71Т;  Е 81Т |
| Св. К60 до К65 включ. | ПС 59–5В | E 91Т;  E 101Т |

Таблица Е.6 – Сварочные проволоки для аргонодуговой сварки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация проволок по ГОСТ 2246 |
| Для сварки неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов | До К54 включ. | Легированная |
| Для сварки угловых соединений газопроводов | До К54 включ. с трубами до К65 включ. |

Таблица Е.7 – Сварочные проволоки для газовой сварки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назначение | Класс прочности металла труб | Классификация проволок по ГОСТ 2246 |
| Для сварки неповоротных кольцевых стыковых и угловых соединений газопроводов | До К54 включ. | Низкоуглеродистая, легированная |

# Библиография

|  |  |
| --- | --- |
| [1] Шкала сейсмической интенсивности MSK–64, 1964 г. | |
| [2] Стандарт Американского нефтяного  института  API 1104:2001 | Сварка трубопроводов и связанного с ними оборудования  (Welding of pipelines and  related facilities) |
| [3] Технический регламент Евразийского  экономического союза  ТР ЕАЭС 049/2020 | О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов |
| [4] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA5.1/А5.1М:2004 | Спецификация для покрытых электродов из углеродистой стали для ручной дуговой сварки (Specification for carbon steel electrodes for shielded metal arc welding) |
| [5] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA5.23/A5.23M:2007 | Спецификация для электродной проволоки из низколегированной стали и флюсов для дуговой сварки под флюсом  (Specification for low–alloy steel electrodes and fluxes for submerged arc welding) |
| [6] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA5.18/А5.18М:2005 | Спецификация для электродной проволоки и прутков из углеродистой стали для дуговой сварки в защитных газах  (Specification for carbon steel electrodes and rods for gas–shielded arc welding) |
| [7] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA 5.28/А5.28М:2005 | Спецификация для электродной проволоки и прутков из низколегированной стали для дуговой сварки в защитных газах (Specification for low–alloy steel electrodes and rods for gas–shielded arc welding) |
| [8] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA 5.20/A5.20M:2005 | Электроды из углеродистой стали для дуговой сварки порошковой проволокой  (Carbon steel electrodes for flux cored arc welding) |
| [9] Стандарт американского  общества по сварке  AWSA 5.29/А5.29М:2010 | Спецификация для электродов из низколегированной стали для дуговой сварки порошковой проволокой  (Specification for low–alloy steel electrodes from low–alloyed steel for flux cored arc welding) |

|  |
| --- |
| УДК 725.74:628.161:006.354 ОКС 75.2000 У57 ОКП 01 3000  Ключевые слова: магистральный газопровод, конструктивные требования, нагрузка, воздействие, давление, прочность, устойчивость |

1. В РФ классификация по категориям участков газопроводов соответствует СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*» [↑](#footnote-ref-1)
2. В РФ обеспечивают выполнение положений Федерального закона от 30 декабря 2009 года № 384-Ф3. [↑](#footnote-ref-2)
3. В Российской Федерации следует руководствоваться «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ-7). [↑](#footnote-ref-3)
4. для РФ толщину слоя гололеда следует принимать по СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» [↑](#footnote-ref-4)