МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 35070— 2024

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ

Проектирование

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

gost.e-ecolog.ru

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 Акционерным обществом «Институт по проектированию магистральных трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технология добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 марта 2024 г. № 171-П)

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
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 апреля 2024 г. № 459-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 35070—2024 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июня 2024 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных 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», 2024

В Российской Федерации 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
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Обозначения и сокращения 11
5 Основные положения 12
6 Принципы назначения категорий участков магистральных трубопроводов 15
7 Правила размещения трубопровода 17
8 Трубопроводы 21
8.1 Общие положения 21
8.2 Запорная арматура и ее размещение на магистральном трубопроводе 22
8.3 Узлы пуска, приема, пропуска средств очистки и диагностирования и их размещение на магистральном трубопроводе 23
8.4 Вантузы и их размещение на магистральном трубопроводе 24
8.5 Колодцы, монтируемые на магистральном трубопроводе 24
9 Подземная прокладка трубопроводов 25
9.1 Общие положения 25
9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях 26
9.3 Прокладка трубопроводов на подрабатываемых территориях 28
9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах 28
9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов 29
10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия 31
10.1 Общие положения 31
10.2 Переходы трубопроводов через водные преграды 31
10.3 Переходы трубопроводов через болота и заболоченные участки 34
10.4 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги 35
11 Надземная прокладка трубопровода 37
12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость 38
12.1 Расчетные характеристики материалов 38
12.2 Нагрузки и воздействия 39
12.3 Определение толщины стенки трубопроводов 42
12.4 Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов 42
12.5 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов 45
12.6 Компенсаторы 47
12.7 Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах 47
12.8 Соединительные детали трубопроводов 50
13 Охрана окружающей среды 51
14 Защита трубопроводов от коррозии 52
15 Телемеханизация технологических процессов линейной части магистрального трубопровода . . . 53
15.1 Общие положения 53
15.2 Запорная арматура 53
15.3 Оснащение контрольно-измерительными приборами 53
15.4 Прокладка кабелей контроля и управления 54
16 Система обнаружения утечек 54
17 Автоматическая защита линейной части магистрального трубопровода 55
18 Сети связи магистральных трубопроводов 55
19 Электроустановки магистральных трубопроводов 56
19.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения 56
19.2 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ, кабельные и проводные линии 59
19.3 Электрическое освещение 62

19.4 Освещение помещений производственных зданий 62
19.5 Освещение площадок и мест производства работ вне зданий 62
19.6 Молниезащита и заземление 62
20 Комплекс инженерно-технических средств охраны 63
21 Материалы и изделия 64
21.1 Общие положения 64
21.2 Трубы и соединительные детали 64
21.3 Сварочные материалы 67
21.4 Изделия 67
21.5 Материалы для тепловой изоляции 68
22 Требования пожарной безопасности 69
Приложение А (обязательное) Перечень минимальных расстояний от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, до объектов, зданий и сооружений магистрального трубопровода 70
Приложение Б (обязательное) Характеристики границ охранных зон сооружений линейной части магистрального трубопровода 73
Приложение В (обязательное) Категории участков магистральных трубопроводов 74
Приложение Г (обязательное) Классификация магистральных трубопроводов 77
Приложение Д (обязательное) Расчеты на прочность и устойчивость магистральных трубопроводов и расчетные коэффициенты 78
Приложение Е (обязательное) Определение коэффициента несущей способности тройников 83
Приложение Ж (обязательное) Значения ударной вязкости основного металла и сварных соединений труб, основного металла и сварных соединений соединительных деталей трубопроводов 84
Библиография 85

Поправка к ГОСТ 35070—2024 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
	—	Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

(ИУС № 10 2024 г.)

Поправка к ГОСТ 35070—2024 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

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

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ

Проектирование

Trunk pipeline transport of oil and oil products. Linear part. Design

Дата введения — 2024—06—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает правила проектирования линейной части новых и реконструируемых магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов, включая ответвления от них, диаметром до *DN* 1200 включительно с избыточным давлением до 14 МПа включительно.

1.2 При реконструкции магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов настоящий стандарт распространяется только на проектирование расширяемой или реконструируемой части[1)].

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование участков:

- магистральных трубопроводов, прокладываемых в морских акваториях;
- магистральных трубопроводов, прокладываемых по территориям: селитебным, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов;
- магистральных трубопроводов, введенных в эксплуатацию до ввода в действие настоящего стандарта;
- трубопроводов нефтедобычи и нефтепереработки до узлов подключения к магистральным трубопроводам.

1.4 Настоящий стандарт не учитывает специфические особенности проектирования магистральных трубопроводов для транспортировки:

- газонасыщенной нефти;
- нестабильных конденсатов и нестабильных бензинов, а также их смесей, сжиженных углеводородных газов фракций C_3 и C_4 и их смесей, имеющих при температуре плюс 38,7 °С упругость насыщенных паров 0,1 МПа (абс) и выше;
- нефти и нефтепродуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40 °С.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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

ГОСТ 12.1.030 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

[1)] При замене участка трубопровода требования настоящего стандарта распространяются только на вновь сооружаемый участок трубопровода.

Издание официальное

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 19179 Гидрология суши. Термины и определения

ГОСТ 24950 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных трубопроводов. Технические условия

ГОСТ 27751 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

ГОСТ 28338 (ИСО 6708—80) Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды

ГОСТ 30244 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 30331.1 (IEC 60364-1:2005) Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения

ГОСТ 31447 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия

ГОСТ 31448 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 31565 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 31610.0 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ 31610.32-1—2015/IEC/TS 60079-32-1:2013 Взрывоопасные среды. Часть 32-1. Электростатика. Опасные проявления. Руководство

ГОСТ 32528 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия

ГОСТ 33100 Дороги автомобильные общего пользования. Правила проектирования автомобильных дорог

ГОСТ 33105 Установки электрогенераторные с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования

ГОСТ 33259 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до *PN* 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

ГОСТ 33382 Дороги автомобильные общего пользования. Техническая классификация

ГОСТ 34563 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования

ГОСТ 34826 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Организация и производство строительно-монтажных работ

ГОСТ IEC 60079-14 Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **амбар для нефти [нефтепродуктов]:** Временное грунтовое сооружение, предназначенное для приема и временного хранения нефти [нефтепродуктов], откачанной(ых) из ремонтируемого участка магистрального трубопровода или собранной(ых) при разливе нефти [нефтепродуктов] на участке магистрального трубопровода.

3.2 **вантуз:** Устройство, предназначенное для откачки/закачки/впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ.

Примечание — Под продуктом понимается нефть, нефтепродукты, вода, воздух, газовоздушная смесь, инертная газовая смесь.

3.3

внутритрубное диагностирование: Вид технического диагностирования, состоящего из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля.

[[1], глава II, статья 5]

3.4

внутритрубный инспекционный прибор: Устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

[[1], глава II, статья 5]

3.5 **водная преграда:** Водоток или водоем, пересекаемый линейной частью магистрального трубопровода.

Примечания

1 В соответствии с ГОСТ 19179 водотоки подразделяются на постоянные, течение воды в которых наблюдается в течение всего года или большей его части, и временные, течение воды в которых наблюдается в меньшую часть года, — перемерзающие и/или пересыхающие.

2 Водные преграды являются одним из видов естественных или искусственных препятствий.

3.6

водоем: Водный объект в углублении суши, характеризующийся замедленным движением воды или полным его отсутствием.

[ГОСТ 19179—73, статья 18]

3.7

водоток: Водный объект, характеризующийся движением воды в направлении уклона в углублении земной поверхности.

[ГОСТ 19179—73, статья 15]

3.8 **глубина заложения трубопровода:** Расстояние от верхней образующей трубопровода до поверхности земли.

Примечания

1 При наличии балластирующей конструкции расстояние определяют от поверхности земли до верхней точки балластирующей конструкции.

2 В ряде документов для обозначения данного понятия используют термин «заглубление трубопровода».

3.9 **граница населенного пункта:** Граница, отделяющая земли населенных пунктов от земель иных категорий.

3.10 **граница технического коридора магистральных трубопроводов:** Условная линия, проходящая с внешней стороны территории технического коридора магистральных трубопроводов.

3.11

давление номинальное *PN*: Наибольшее избыточное рабочее давление, выраженное в бар (кгс/см^2), при температуре рабочей среды 20 °С, при котором обеспечивается заданный срок службы (ресурс) корпусных деталей арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности их при температуре 20 °С.

[ГОСТ 9544—2015, пункт 3.1.12]

3.12 **заземление:** Преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

3.13 **заземлитель:** Проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

3.14 **заземляющее устройство:** Совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

3.15

заказчик в строительной деятельности: Юридическое лицо, которое уполномочено застройщиком и от имени застройщика заключать договоры о выполнении инженерных изысканий, о подготовке проектной документации, о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, капитальном ремонте объектов капитального строительства, подготавливает задания на выполнение указанных видов работ, предоставляет лицам, выполняющим инженерные изыскания и/или осуществляющим подготовку проектной документации, строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и капитальный ремонт объектов магистральных трубопроводов, материалы и документы, необходимые для выполнения указанных видов работ, утверждает проектную документацию, подписывает документы, необходимые для получения разрешения на ввод объекта капитального строительства в эксплуатацию, осуществляет иные функции, предусмотренные законодательством в области строительства или нормативными правовыми актами государств — членов Евразийского экономического сообщества.

Примечание — Застройщик вправе осуществлять функции заказчика в строительной деятельности самостоятельно.

[ГОСТ 34366—2017, пункт 3.26]

3.16

запорная арматура: Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

[ГОСТ 24856—2014, статья 3.1.1]

3.17

защитное покрытие (Нрк. *антикоррозионное покрытие*): Слой или система слоев материалов и веществ, наносимых на поверхность металла с целью защиты от коррозии.

[ГОСТ 9.106—2021, статья 105]

3.18 **защитный амбар для нефти [нефтепродуктов]:** Сооружение, предназначенное для приема и временного размещения нефти [нефтепродуктов], собранной(ых) при аварийном разливе нефти [нефтепродуктов] на участке магистрального трубопровода.

Примечание — Защитные амбары являются постоянными сооружениями, входящими в состав линейной части магистрального трубопровода.

3.19 **защитный футляр:** Конструкция из трубы диаметра, большего, чем основной диаметр трубопровода, предназначенная для восприятия внешних нагрузок и предохраняющая от выброса транспортируемого вещества на пересечениях искусственных и естественных препятствий.

Примечание — В качестве защитного футляра могут применяться стальные, железобетонные, пластиковые или композитные трубы в зависимости от принимаемой технологии прокладки защитного футляра с учетом обеспечения его прочности и устойчивости.

3.20 **инертная газовая смесь:** Негорючая смесь газов с ограниченным объемным содержанием кислорода.

3.21 **инженерно-технические средства охраны:** Технические средства охраны и инженерно-технические средства защиты объекта, предназначенные для предотвращения и/или выявления несанкционированных действий в отношении объекта.

3.22

испытательное давление трубопровода: Максимальное давление в секции трубопровода при гидравлических испытаниях на прочность в течение времени, установленного в нормативных документах.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.7]

3.23 **кабельная вставка:** Кабельная линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей.

Примечание — Кабельные линии для передачи электроэнергии прокладывают там, где строительство воздушных линий для передачи электроэнергии невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другим правилам.

3.24

камера приема средств очистки и диагностирования: Техническое устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемой рабочей среды из магистрального трубопровода.

[ГОСТ 34568—2019, пункт 3.5]

3.25

камера пуска средств очистки и диагностирования: Техническое устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемой рабочей среды в магистральный трубопровод.

[ГОСТ 34568—2019, пункт 3.6]

3.26 **категория участка магистрального трубопровода:** Идентификатор, указывающий на принадлежность участка магистрального трубопровода к условной классификационной группе в зависимости от условий его работы, объема и метода неразрушающего контроля, величины давления при испытаниях.

3.27 **контур заземления:** Совокупность горизонтальных и вертикальных электродов, соединенных между собой и расположенных в грунте вокруг заземляемого объекта или сосредоточенных на небольшой площади рядом с заземляемым объектом.

3.28 **линейная часть магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов):** Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий в себя собственно трубопровод, вдольтрассовые линии электропередачи, кабельные линии и сооружения связи, устройства электрохимической защиты от коррозии и иные сооружения и технические устройства, обеспечивающие его эксплуатацию.

Примечание — Терминологическая статья составлена по [1] (глава II, статья 5).

3.29

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

Примечание — Под основным трубопроводом понимается изначально проложенный трубопровод для перекачки нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.12]

3.30 **магистральный нефтепровод [нефтепродуктопровод]:** Единый производственно-технологический комплекс, входящий в систему магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, предназначенный для транспортировки на условиях недискриминационного доступа по территории государства нефти и (или) нефтепродуктов, подготовленных в соответствии с требованиями законодательства государства и измеренных соответствующими обязательным требованиям законодательства средствами измерения, от пунктов приема (отправления) до пунктов сдачи (назначения) потребителям услуг по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральному нефтепроводу [нефтепродуктопроводу] по ценам (тарифам), регулируемым государством.

3.31

мерзлый грунт: Грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий в своем составе видимые ледяные включения и/или лед-цемент и характеризующийся криогенными структурными связями.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.17]

3.32 **микротоннелирование:** Автоматизированная технология проходки тоннеля (выработки) с продавливанием трубной конструкции обделки, выполняемая без вскрытия поверхности земли и присутствия людей в забое.

3.33

минимальные расстояния до объектов магистрального трубопровода: Минимальная приближенность не входящих в состав магистрального трубопровода объектов, зданий и сооружений к объектам магистрального трубопровода, при которой обеспечивается минимально необходимый уровень их защиты от опасных факторов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации объектов магистрального трубопровода.

[[1], глава II, статья 5]

3.34

многолетнемерзлый грунт: Грунт, находящийся в мерзлом состоянии постоянно в течение 3 лет и более.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.18]

3.35 **молниеотвод:** Совокупность молниеприемника, его заземляющего проводника (токоотвода) и несущей конструкции, на которой они размещаются.

3.36

надземный трубопровод: Трубопровод, расположенный над поверхностью земли на опорах.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.19]

3.37

наземный трубопровод: Трубопровод, расположенный на поверхности земли в насыпи.

Примечание — Наземный трубопровод, находящийся в границах смонтированных на нем запорной арматуры, колодцев, оборудования и узлов, части которых расположены за пределами насыпи (без вывода трубопровода в месте их монтажа за пределы насыпи), считается наземным трубопроводом.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.20]

3.38

нефтепродукт: Готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья.

[ГОСТ 26098—84, статья 1]

3.39

нефть: Жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, подготовленная к транспортировке магистральным трубопроводом, железнодорожным, автомобильным и водным транспортом и (или) к использованию в качестве сырья на нефтеперерабатывающих и нефтехимических производствах.

[[2], глава II, статья 4]

3.40

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

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

[ГОСТ 24856—2014, статья 6.1.3]

3.41 **номинальный диаметр магистрального трубопровода:** Параметр, применяемый для магистрального трубопровода в качестве его характеристики, а также в качестве характеристики соединительных деталей и оборудования, предназначенных для монтажа на трубопроводе.

Примечание — Номинальный диаметр магистрального трубопровода не имеет единицы измерения и соответствует ближайшему меньшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

3.42 **нормативное временное сопротивление:** Минимальное значение временного сопротивления, принимаемое по стандартам на трубы для магистральных трубопроводов.

3.43 **нормативный предел текучести:** Минимальное значение предела текучести, принимаемое по стандартам на трубы для магистральных трубопроводов.

3.44 **объекты магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода]:** Входящие в состав магистрального нефтепровода [нефтепродуктопровода] линейная часть и иные объекты, имеющие самостоятельное значение и предназначенные для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных технологических операций при учете и транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным нефтепроводам [нефтепродуктопроводам].

3.45 **ось трубопровода:** Условная линия, проходящая вдоль трубопровода через центр его поперечного сечения.

3.46 **ответвление трубопровода:** Участок магистрального трубопровода, не имеющий нефтеперекачивающей (нефтепродуктоперекачивающей) станции, предназначенный для приема нефти/нефтепродукта от объектов нефтедобычи/нефтепереработки или подачи нефти/нефтепродукта на объекты переработки, накопления, распределения, потребления.

Примечание — Ранее в ряде документов для обозначения данного понятия использовался термин «отвод», однако термином «отвод» обозначается понятие со следующим определением: «Соединительная деталь, предназначенная для изменения направления оси трубопровода в вертикальной/горизонтальной плоскости».

3.47

охранная зона: Территория или акватория с особыми условиями использования, прилегающая к объектам магистрального трубопровода, предназначенная для обеспечения безопасности объектов магистрального трубопровода и создания необходимых условий их эксплуатации, в пределах которой ограничиваются или запрещаются виды деятельности, несовместимые с целями ее установления.

[[1], глава II, статья 5]

3.48 **переход (магистрального трубопровода) через малый водоток [водоем]:** Участок магистрального трубопровода, проложенный через водную преграду шириной менее 25 м при глубине менее 1,5 м или шириной менее 10 м независимо от глубины.

Примечание — Ширина и глубина водной преграды определяются в створе перехода по горизонту воды летне-осенней межени. Глубина принимается по наибольшей величине.

3.49 **переходное кольцо:** Соединительная деталь, предназначенная для соединения разнотолщинных и/или неравнопрочных элементов.

Примечание — В качестве переходного кольца может применяться отрезок трубы (прямая вставка).

3.50 **площадочный объект (магистрального трубопровода):** Объект магистрального трубопровода, предназначенный для выполнения одной или нескольких технологических операций по приему, накоплению, учету, поддержанию необходимого режима перекачки, перевалке нефти/нефтепродуктов, подогреву, смешению нефти.

Примечание — Как правило, в состав площадочного объекта входят здания, сооружения, строительные конструкции, технологические трубопроводы, сети инженерно-технического обеспечения и системы инженерно-технического обеспечения, технологическое оборудование, технические устройства, обеспечивающие соответствие объекта магистрального трубопровода правилам безопасности.

3.51 **подводный переход (магистрального трубопровода):** Участок магистрального трубопровода, проложенный с заглублением в дно через водную преграду шириной 10 м и более при глубине 1,5 м и более или шириной 25 м и более независимо от глубины.

Примечание — Ширина и глубина водной преграды определяются в створе перехода по горизонту воды летне-осенней межени. Глубина принимается по наибольшей величине.

3.52

подземный трубопровод: Трубопровод, расположенный ниже поверхности земли.

Примечание — Подземный трубопровод, находящийся в границах смонтированных на нем запорной арматуры, колодцев, оборудования и узлов, части которых расположены выше поверхности земли (без вывода трубопровода в месте их монтажа на поверхность земли), считается трубопроводом подземным.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.35]

3.53

проектирование: Деятельность, связанная с выполнением инженерных изысканий, разработкой проектной и рабочей документации, предназначенной для осуществления строительства новых, технического перевооружения и реконструкции действующих объектов магистральных трубопроводов.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.37]

3.54

прокладка трубопровода: Способ расположения трубопровода относительно поверхности земли.

Примечание — В зависимости от способа расположения трубопровода относительно земли различают трубопроводы (участки трубопроводов): подземные, наземные и надземные.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.41]

3.55 **прямая вставка:** Отрезок трубы, предназначенный для монтажа или смонтированный на трубопроводе.

3.56 **рабочая поверхность (при определении освещенности):** Поверхность, на которой производится работа и нормируется или измеряется освещенность.

3.57

рабочее давление: Максимальное из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки избыточное давление в секции трубопровода.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.45]

3.58 **рабочее освещение:** Освещение, обеспечивающее нормируемые осветительные условия в помещениях и в местах производства работ вне зданий.

Примечание — Под нормируемыми осветительными условиями понимают освещенность, качество освещения.

3.59 **разлив нефти [нефтепродуктов]:** Выход нефти [нефтепродуктов] на поверхность грунта или водного объекта.

Примечания

1 Разливы нефти [нефтепродуктов] могут являться следствием:

- опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия;
- аварии или инцидента на объекте магистрального трубопровода;
- утечки при производстве работ или при эксплуатации объекта магистрального трубопровода.

2 Разливы нефти [нефтепродуктов] классифицируют и ликвидируют в соответствии с действующим законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

3.60

реконструкция линейного объекта: Изменение параметров линейного объекта магистрального трубопровода или его участка/части, которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования объекта или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон объекта.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.52]

3.61

реконструкция объекта капитального строительства: Изменение параметров объекта капитального строительства или его частей, в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и/или восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные элементы, улучшающие показатели таких конструкций, и/или восстановления указанных элементов.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.53]

3.62

система автоматизации технологического участка МТ: Автоматизированная система управления, предназначенная для комплексной автоматической защиты контролируемого технологического участка МТ, в том числе от повышения давления в трубопроводе выше заданных значений, посредством автоматического перевода технологического участка МТ в безопасное состояние при достижении контролируемыми параметрами аварийных значений.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.54]

3.63 **система молниезащиты:** Система, предназначенная для защиты зданий или сооружений, оборудования и людей от воздействий молнии.

3.64 **система обнаружения утечек (нефти/нефтепродуктов):** Комплекс программно-технических средств, контролирующий герметичность участка магистрального трубопровода в режиме реального времени.

3.65 **соединительная деталь (трубопровода):** Элемент трубопровода, предназначенный для изменения направления оси трубопровода, ответвления от него, заглушения концов, изменения диаметра трубопровода или толщины стенок.

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

3.66 **средство измерений:** Техническое средство, предназначенное для измерений.

3.67 **стесненные условия (размещения объектов):** Условия, при которых отсутствует возможность соблюдения нормативных расстояний между объектами.

3.68 **расчетная схема трубопровода:** Упрощенная, идеализированная схема, которая отражает наиболее существенные особенности исследуемого трубопровода, определяющие его поведение под нагрузкой.

3.69 **теплоизоляционная конструкция:** Конструкция, состоящая из теплоизоляционного материала, гидроизоляционного покрытия и элементов крепления.

3.70 **селитебная территория:** Территория, предназначенная для размещения жилищного фонда, общественных зданий и сооружений, в том числе научно-исследовательских институтов и их комплексов, а также отдельных коммунальных и промышленных объектов, не требующих устройства санитарно-защитных зон, мест общего пользования.

Примечание — Под местами общего пользования понимается благоустроенная территория, предназначенная для отдыха, занятия спортом и т. п.

3.71

технический коридор магистральных трубопроводов: Территория, на которой проложены в одном направлении не менее двух трубопроводов с 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.

[[1], глава II, статья 5]

3.72 **технологический трубопровод (магистрального трубопровода):** Трубопровод для нефти/нефтепродуктов, входящий в состав площадочного объекта магистрального трубопровода.

Примечание — К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы:

- между точками врезки в линейную часть магистрального трубопровода на входе и выходе объекта, включая трубопроводную арматуру;
- резервуарного парка, включая обвязку резервуаров;
- сброса давления от предохранительных клапанов, системы сглаживания волн давления, обвязки емкостей сброса ударной волны, откачки из емкостей сбора утечек;
- сливо-наливных эстакад;
- опорожнения стендеров морских терминалов, установок для рекуперации паров нефти;
- дренажа и утечек от насосных агрегатов, дренажа фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления, узлов учета нефти/нефтепродуктов.

3.73

технологический участок магистрального трубопровода: Работающий в едином гидравлическом режиме участок магистрального трубопровода от одной НПС с резервуарным парком до следующей по направлению перекачки НПС с резервуарным парком или до пункта назначения, для которого предусмотрен технологический режим перекачки нефти/нефтепродуктов.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.61]

3.74

технологическое проектирование: Определение оптимальных технологических решений объекта капитального строительства/реконструкции для выполнения процессов его строительства/реконструкции и эксплуатации с минимальными показателями стоимости, продолжительности, трудоемкости.

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.62]

3.75 **толщина стенки трубы:** Расстояние между внутренней и наружной поверхностями стенки трубы в радиальном направлении.

Примечания

1 Номинальная толщина стенки трубы — толщина, указанная в документах по стандартизации и/или в технических документах на трубы.

2 Расчетная толщина стенки трубы — толщина, определяемая расчетом на прочность.

3 Минимальная толщина стенки трубы — разница между номинальной толщиной стенки трубы и наибольшим предельным значением минусового допуска на толщину стенки трубы.

3.76

трасса трубопровода: Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

[ГОСТ 34182—2014, пункт 3.59]

3.77 **трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов):** Сооружение из цилиндрических труб, соединительных деталей и установленной на них трубопроводной арматуры, предназначенное для транспортировки нефти и нефтепродуктов.

3.78

трубопроводная арматура: Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения.

Примечания

1 Под управлением понимается перекрытие, открытие, регулирование, распределение, смешивание, разделение.

2 Во множественном числе термин не применяется.

[ГОСТ 24856—2014, статья 2.1]

3.79 **узел запорной арматуры:** Площадка с комплексом запорной арматуры, смонтированной на трубопроводе, предназначенном для перекрытия потока на участке трубопровода.

3.80

узел приема средств очистки и диагностирования: Производственная площадка, входящая в состав магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода и оснащенная комплексом оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему внутритрубных устройств по очистке, диагностике, разделительных и герметизирующих устройств, находящихся в потоке перекачиваемых жидких продуктов из линейной части магистральных нефтепроводов или нефтепродуктопроводов.

[ГОСТ 34181—2017, пункт 3.31]

3.81

узел пропуска средств очистки и диагностирования: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по пропуску внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств, минуя перекачивающую станцию магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода.

[ГОСТ 34181—2017, пункт 3.32]

3.82

узел пуска средств очистки и диагностирования: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по запасовке и пуску внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральном нефтепроводе или нефтепродуктопроводе.

[ГОСТ 34181—2017, пункт 3.33]

3.83 **уравнивание потенциалов:** Электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

3.84 **утечка нефти [нефтепродукта]:** Выход нефти [нефтепродукта] из трубопровода, оборудования или сооружения вследствие повреждения или нарушения герметичности.

3.85 **шина:** Проводник с низким сопротивлением, к которому можно присоединить несколько отдельных электрических цепей.

Примечание — Термин «шина» не распространяется на геометрическую форму, габариты или размеры проводника.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

DN — диаметр номинальный;

PN — давление номинальное, МПа;

АВР — автоматическое включение резерва;

АПС — автоматический пункт секционирования;

АСУП — автоматизированная система управления предприятием;

АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;

БК — блок-контейнер;

ВИП — внутритрубный инспекционный прибор;

ВЛ — воздушная линия электропередачи;

ГВВ — горизонт высоких вод;

ГРС — газораспределительная станция;

ГС — головное сооружение (магистрального газопровода);

ДКС — дожимная компрессорная станция;

ДЭС — дизельная электростанция;

ЕАЭС — Евразийский экономический союз;

ЕП — емкость погружная;

ЗА — запорная арматура;

ЗРУ — закрытое распределительное устройство;

ЗУ — заземляющее устройство;

ИБП — источник бесперебойного питания;
ИГС — инертная газовая смесь;
ИТСО — инженерно-техническое средство охраны;
КИП — контрольно-измерительный прибор;
КС — компрессорная станция;
КУРЭ — комбинированная установка резервного электроснабжения;
ЛТМ — линейная телемеханика;
ЛЧ — линейная часть;
ММГ — многолетнемерзлый грунт;
МПСА — микропроцессорная система автоматизации;
МТ — магистральный трубопровод;
ННБ — наклонно-направленное бурение (горизонтально-направленное бурение);
НПС — нефтеперекачивающая (нефтепродуктоперекачивающая) станция;
ПКУ — пункт контроля и управления;
ПРГ — пункт редуцирования газа;
РП — резервуарный парк;
СДКУ — система диспетчерского контроля и управления;
СИ — средство измерений;
СЗМ — система защиты от молнии;
СОД — средство очистки и диагностирования;
СОУ — система обнаружения утечек;
СПРС — система подвижной радиосвязи;
СПХГ — станция подземного хранения газа;
СУП — система уравнивания потенциалов;
СШ — секция шин;
УЗА — узел запорной арматуры;
УЗК — ультразвуковой контроль;
УЗРГ — узел замера расхода газа;
УКПГ — установка комплексной подготовки газа;
УППГ — установка предварительной подготовки газа;
УСО — устройство связи с объектом;
ШТМ — шкаф линейной телемеханики;
ЩСУ — щит станции управления;
ЭПУ — электропитающая установка;
ЭХЗ — электрохимическая защита трубопроводов от коррозии.

5 Основные положения

5.1 При проектировании должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов.

Надземная прокладка трубопроводов допускается в случаях, приведенных в 11.1. Наземная прокладка трубопроводов допускается как исключение при соответствующем обосновании в проектной документации.

5.2 Прокладку трубопроводов осуществляют одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым трубопроводам в техническом коридоре.

Прокладку вновь сооружаемых нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в одном техническом коридоре с трубопроводами для транспортировки иных жидких или газообразных углеводородов предусматривают при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Прокладку реконструируемых нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, проходящих в одном техническом коридоре с другими трубопроводами, предусматривают как вне, так и в пределах одного технического коридора с ними без выполнения соответствующего технико-экономического обоснования.

5.3 Минимальные расстояния от объектов, не входящих в состав МТ, до трубопровода при сближении и параллельном следовании принимают в соответствии с приложением А.

При невозможности обеспечения минимальных расстояний, установленных в приложении А, вследствие стесненных условий (природные факторы, развитая социальная, производственная и

транспортная инфраструктура) допускаются отступления от этих значений в соответствии с нормативными документами государства — члена ЕАЭС.

5.4 Размещение объектов МТ на территориях населенных пунктов, особо охраняемых природных территориях, в зонах санитарной охраны источников питьевого водоснабжения осуществляют в соответствии с нормативными документами государства — члена ЕАЭС.

5.5 При прокладке трубопроводов по территории городов и других населенных пунктов, а также на участке от границы города или населенного пункта до ЗА, устанавливаемой в соответствии с 8.2.3, должны выполняться следующие дополнительные требования[1)]:

- уровень кольцевых напряжений в трубопроводе не должен превышать 30 % от нормативного предела текучести металла труб;
- глубину заложения трубопровода принимают не менее 1,2 м.

Безопасные расстояния от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав МТ, до трубопроводов устанавливаются в соответствии с приложением А.

В стесненных условиях прохождения трассы ЛЧ МТ и при прохождении по селитебным территориям руководствуются требованиями стандартов и правил по проектированию МТ по территории городов и других населенных пунктов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС.

5.6 При подключении проектируемого трубопровода к существующему допускается укладка проектируемого трубопровода соосно с существующим (после демонтажа на участке подключения) вне зависимости от имеющихся расстояний от существующего трубопровода до существующих коммуникаций. Длина участка проектируемого трубопровода, укладываемого соосно с существующим, к которому предусматривается подключение, должна быть минимальной, определяемой исходя из возможности выполнения сварочно-монтажных работ.

При необходимости в проектной документации предусматривают технические решения по обеспечению сохранности существующих коммуникаций в период строительства проектируемого трубопровода. Дополнительные конструктивные требования к проектируемому трубопроводу на участке подключения проектируемого трубопровода к существующему не предъявляются.

5.7 Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии, при пересечении их проектируемыми нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, ВЛ, подземными коммуникациями: канализационными коллекторами, водоводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами, другими коммуникациями, а также при параллельной прокладке нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов и размещении их объектов не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.

Порядок определения технического состояния действующих трубопроводов определяется в соответствии с нормативными документами государства — члена ЕАЭС.

Действующие трубопроводы при пересечении их проектируемыми нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, ВЛ, подземными коммуникациями: канализационными коллекторами, водоводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами, другими коммуникациями закрытыми методами прокладки с обеспечением расстояния между пересекаемым трубопроводом и коммуникацией в свету не менее 3,0 м, а при закрытой прокладке методом ННБ — не менее 5,0 м не подлежат замене трубопроводами более высокой категории. При этом определение технического состояния (дополнительное) действующих трубопроводов в связи с их пересечением указанными коммуникациями не требуется.

При необходимости замены участков действующих трубопроводов для приведения к более высокой категории в пределах требуемых расстояний, замена таких участков трубопроводов предусматривается как без изменения, так и с изменением планового положения (границ полос отвода и/или охранных зон) трубопровода.

При несоответствии имеющихся расстояний от действующего трубопровода на участке его замены без изменения планового положения до существующих объектов и коммуникаций значениям, установленным в приложении А, при проектировании должны предусматриваться необходимые дополнительные технические решения по обеспечению сохранности существующих объектов и коммуникаций на период строительства.

Замена участков действующих трубопроводов с изменением планового положения предусматривается в составе отдельного проекта на реконструкцию действующего трубопровода.

[1)] В Российской Федерации также назначается категория В участка МТ.

5.8 Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, в местах пересечения подлежат приведению в соответствие с требованиями 10.4 и раздела 6.

5.9 Температура нефти или нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, должна быть установлена исходя из возможности транспортировки и правил, предъявляемых к сохранности защитного покрытия и теплоизоляционного покрытия, прочности, устойчивости и надежности трубопровода.

5.10 При проектировании МТ для перекачки нефти или нефтепродуктов с температурой застывания выше температуры окружающей среды, а также для трубопроводов, перекачивающих высоковязкие нефти, выполняется теплогидравлический расчет.

При этом должно быть учтено время безопасной остановки участка МТ — 3 сут, с обеспечением запаса по температуре застывания (помутнения, кристаллизации) нефти или нефтепродукта 2 °С.

По результатам выполненного теплогидравлического расчета должны определяться необходимость наличия теплоизоляционного покрытия и путевого подогрева трубопровода и, при необходимости, уточняться технические характеристики защитного покрытия трубопровода.

Требуемые технические характеристики путевого подогрева трубопровода (пункты подогрева, электроподогрев), теплоизоляционного покрытия и защитного покрытия должны быть подтверждены технико-экономическими расчетами.

5.11 Для обеспечения безопасности ЛЧ МТ и создания необходимых условий их эксплуатации устанавливаются охранные зоны, характеристики которых приведены в приложении Б.

5.12 Значения *DN* МТ, трубопроводной арматуры, соединительных деталей и оборудования, предназначенных для монтажа на трубопроводе, выбирают из ряда, представленного в ГОСТ 28338.

При соответствующем обосновании допускается применение *DN* 1050.

5.13 При проектировании ЛЧ МТ учитывают правила по охране труда в процессе эксплуатации ЛЧ МТ в соответствии с нормативными документами государства — члена ЕАЭС.

5.14 ЛЧ МТ проектируют с учетом применения труб, как правило, с защитным покрытием заводского нанесения и сборных конструкций в блочно-комплектном исполнении из стандартных и типовых элементов и деталей, изготовленных на заводах или в стационарных условиях, обеспечивающих их качественное изготовление.

5.15 В состав ЛЧ МТ входят:

- трубопровод с ответвлениями и лупингами, перемычками и резервными нитками, УЗА, с переходами через естественные и искусственные препятствия, с узлами: подключения НПС; пуска, пропуска и приема СОД; защиты; регулирования давления;
- установки ЭХЗ;
- средства связи, СОУ, телемеханики и помещения для их размещения;
- линии и сооружения технологической связи;
- ВЛ, предназначенные для электроснабжения ЛЧ МТ и устройства электроснабжения и дистанционного управления ЗА и установками ЭХЗ;
- противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;
- защитные амбары, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов, расположенные за пределами НПС; вдольтрассовые проезды, вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним;
- ИТСО;
- информационные знаки, опознавательные знаки местонахождения трубопроводов, указатели, предупреждающие и сигнальные знаки.

Примечание — Состав ЛЧ МТ может уточняться.

5.16 Для обслуживания ЛЧ МТ на труднодоступных участках трассы может быть предусмотрено сооружение вдольтрассового проезда, проектируемого в соответствии со стандартами организации — владельца (оператора) МТ, утвержденного в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

В случае отсутствия у владельца (оператора) МТ стандарта организации по проектированию вдольтрассовых проездов, утвержденного в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС, проектирование вдольтрассовых проездов должно выполняться в соответствии с нормативными документами на проектирование автомобильных дорог промышленных предприятий, утвержденных в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС, а в случае их отсутствия — ГОСТ 33100.

5.17 На ЛЧ МТ должны быть предусмотрены сварные соединения трубопроводов, соединительных деталей и ЗА, за исключением соединений ЗА, предусмотренной в 21.4.3. Все сварные соединения должны быть равнопрочными основному металлу труб.

Выбор применяемых технологий сварки трубопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями стандартов и правил по сооружению МТ, действующих на территории государства — члена ЕАЭС.

5.18 В проектной документации должен предусматриваться контроль сварных соединений трубопроводов, выполняемых при строительстве и реконструкции, неразрушающими методами.

Методы и объемы контроля сварных соединений трубопроводов должны назначаться в соответствии с требованиями стандартов и правил[1)] по сооружению МТ, действующих на территории государства — члена ЕАЭС, в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, условий прокладки (в том числе с учетом 9.4.4), категории трубопровода (его участков).

5.19 В проектной документации должны предусматриваться очистка полости и гидравлические испытания трубопровода на прочность и герметичность (проверка на герметичность), а также внутритрубное диагностирование трубопровода после завершения строительно-монтажных работ до ввода МТ (участка МТ) в эксплуатацию.

Порядок очистки полости и гидравлических испытаний МТ (участка МТ), а также внутритрубного диагностирования трубопровода, значения испытательных давлений трубопровода (участков трубопровода) и время выдержки под испытательными давлениями назначают в соответствии с требованиями стандартов и правил[1)] по сооружению МТ, действующих на территории государства — члена ЕАЭС.

Примечание — В Российской Федерации при определении порядка гидравлических испытаний МТ (участка МТ) также учитывают требования приложения В.

5.20 Метрологическое обеспечение осуществляется в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области обеспечения единства измерений или законодательной метрологии государств — членов ЕАЭС.

Применяемые СИ должны быть утвержденного типа и поверены в соответствии с политикой в области обеспечения единства измерений, согласованной государствами — членами ЕАЭС.

6 Принципы назначения категорий участков магистральных трубопроводов

6.1 В зависимости от природных и антропогенных условий прохождения участка МТ, условий прокладки и эксплуатации, сложности его конструктивного исполнения, а также с учетом трудности выполнения ремонтных работ назначают категории участков МТ, указывающие на принятые величины нормативного запаса прочности участка трубопровода (коэффициента условий работы трубопровода), на методы и объемы неразрушающего контроля сварных соединений трубопровода и величины давлений при испытаниях трубопровода. При этом более значимые (высокие) категории должны назначаться для более ответственных участков МТ.

Категории участков МТ назначают с учетом типа прокладки: подземной, наземной, надземной, диаметра трубопровода для следующих условий прохождения участков МТ:

а) через естественные или искусственные препятствия, в т. ч.:

1) на переходах через водные преграды в зависимости от их характеристик: наличия судоходства, лесосплава, рыбохозяйственного значения, ширины и глубины в пределах непересыхающих участков (русел рек, минимальных подпорных уровней водохранилищ), других характеристик при необходимости,

2) на периодически обводняемых участках водных объектов, прилегающих к ним участков,

3) на переходах через оросительные и деривационные каналы,

4) на переходах через болота с учетом типа болота,

5) на переходах через железные и автомобильные дороги в зависимости от категории дороги,

6) на переходах через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи;

б) в пределах несгораемых мостов, в т. ч. железных и автомобильных дорог в зависимости от категории дороги, дорог для коммуникаций, величины пролета моста;

[1)] В Российской Федерации назначаются согласно СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы».

в) в горной местности при укладке трубопровода в пределах полок, тоннелей;

г) на переходах через селевые потоки, в пределах участков конусов выноса;

д) в пределах прохождения трубопровода по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям;

е) в пустынях при прокладке в слабосвязанных барханных песках;

ж) в пределах поливных и орошаемых земель в зависимости от хозяйственного значения: хлопковых и рисовых плантаций, прочих сельскохозяйственных культур;

и) по территории распространения ММГ в зависимости от величины относительной осадки при оттаивании;

к) на участках прохождения солончаковых грунтов;

л) на участках подхода, отхода и в пределах УЗА;

м) на участках сближения с территориями СПХГ, установками очистки и осушки газа, ГС со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, установленных в приложении А;

н) на участках подхода, отхода и в пределах узлов пуска, приема и пропуска СОД;

п) по обе стороны от пересекаемых подземных коммуникаций и на участках пересечения подземных коммуникаций: канализационных коллекторов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов, водоводов, силовых кабелей и кабелей связи, подземных, наземных и надземных оросительных систем и др.;

р) по обе стороны от пересечения с ВЛ в зависимости от напряжения ВЛ в пределах расстояний, указанных в 19.2.3;

с) вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при *DN* трубопровода 700 и менее; до 500 м при *DN* трубопровода 1000 включительно; до 1000 м при *DN* трубопровода свыше 1000;

т) в одном техническом коридоре с нефтепроводами, нефтепродуктопроводами и газопроводами;

у) на участках сближения с узлами замера расхода газа, пунктами редуцирования газа, ЗА газопроводов высокого давления, узлами пуска, пропуска и приема СОД газопроводов, узлами подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, определяемых в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

Указанный перечень участков МТ уточняют в соответствии с нормами и правилами государства — члена ЕАЭС[1)].

6.2 На участках МТ, для которых не предусмотрено назначение категории в соответствии с 6.1, назначают наименее значимую (низкую) категорию, либо по согласованию с заказчиком может назначаться иная категория.

6.3 Категорию устанавливают как в пределах каждого из указанных в 6.1 участков МТ, так и в пределах каждого из указанных участков совместно с прилегающими участками на протяженности, определяемой в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

6.4 Количество категорий определяют с учетом количества вариантов сочетания принятых для указанных в 6.1 условий прохождения участков МТ величин нормативных запасов прочности трубопровода (коэффициентов условий работы трубопровода), давлений при испытаниях трубопровода, методов и объемов неразрушающего контроля сварных соединений трубопровода.

Примечания

1 Не допускается при определении количества категорий объединять в одну категорию участки (условия прохождения) МТ, для которых предусмотрены различные величины нормативных запасов прочности трубопровода (коэффициентов условий работы трубопровода).

2 Участки (условия прохождения) МТ, для которых предусмотрены различные требования к контролю сварных соединений трубопровода, при определении количества категорий допускается объединять в одну категорию в том случае, если для этих участков (условий прохождения) МТ требования к контролю сварных соединений трубопроводов (объемы и методы контроля, допустимые дефекты или иные) отдельно указаны в соответствующих документах по стандартизации.

6.5 В пределах нескольких смежных участков МТ, характеризующихся схожими условиями прокладки (пересечение МТ болот различных типов и др.), где необходимо назначить разные категории,

[1)] В Российской Федерации категории участков МТ назначают в соответствии с приложением В.

возможно при проектировании устанавливать единую категорию по наиболее высокой категории из требуемых на смежных участках МТ.

Примечания

1 Если по имеющимся условиям прокладки МТ на участке МТ можно назначить разные категории МТ, категорию такого участка назначают по наиболее высокой категории.

2 Категорию участков МТ, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, принимают как для судоходных переходов через водные объекты с учетом ширины и глубины при расчетном минимальном подпорном уровне планируемого водохранилища.

3 В пределах участка МТ, где его прокладка предусмотривается в защитном футляре или тоннеле, устанавливают единую категорию участка МТ с учетом приведенного в примечании 1.

6.6 МТ в зависимости от диаметра могут быть подразделены на классы[1)].

7 Правила размещения трубопровода

7.1 Выбор трассы МТ следует проводить на основе оценки экономической целесообразности и экологической допустимости с учетом природных особенностей территории, расположения населенных пунктов, залегания торфяников, а также транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на МТ.

7.2 Земельные участки для строительства МТ выбирают в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

7.3 Для проезда к ЛЧ МТ должны быть максимально использованы существующие дороги общей сети.

7.4 При выборе трассы МТ необходимо учитывать утвержденные в установленном порядке планы перспективного развития городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, железных и автомобильных дорог и других объектов на ближайшие 20 лет, проектируемого МТ (объектов МТ), наличие зон экологических ограничений, а также условия строительства и обслуживания МТ 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 МТ.

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

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

- кабеля технологической связи данного МТ на переходах через водные преграды в одной траншее, на переходах через железные и автомобильные дороги в одной траншее или в одном защитном футляре, тоннеле, а также при наличии стесненных условий в одной траншее;
- основных ниток трубопроводов на подводных переходах в одной траншее в соответствии с 10.2;
- кабелей для освещения тоннеля (при прокладке трубопроводов в проходном тоннеле);
- кабелей различного назначения в одной траншее (в т. ч. на переходах через железные и автомобильные дороги в одной траншее или в одном защитном футляре, тоннеле), предназначенных для обеспечения безопасности эксплуатации данного МТ, включая те, которые являются частью системы СОУ, ЭХЗ;
- МТ *DN* 500 и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог категорий III, IV и V по ГОСТ 33382.

7.7 Прокладку трубопроводов на оползневых участках предусматривают ниже зеркала скольжения или надземно на опорах, заглубленных ниже зеркала скольжения на глубину, исключающую возможность смещения опор.

7.8 Трассу трубопроводов, пересекающих селевые потоки, выбирают вне зоны динамического удара потока.

[1)] В Российской Федерации МТ подразделяют на классы в соответствии с приложением Г.

7.9 Для трассы трубопроводов следует выбирать наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам опережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, для прогноза этих процессов должны быть проведены предварительные инженерные изыскания.

Прокладку МТ в районах распространения ММГ выполняют в соответствии с подразделом 9.5.

7.10 При прокладке трубопроводов, транспортирующих нефть или нефтепродукты с температурой ниже 0 °С, на участках, сложенных талыми пучинистыми грунтами, необходимо предусматривать мероприятия, осуществление которых исключает возможность проявления недопустимых деформаций оснований под трубопроводом.

7.11 Минимальные расстояния между осями одновременно прокладываемых в одном техническом коридоре параллельных ниток трубопроводов, кроме указанных в 7.16, принимают:

- при подземной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов — по таблице 7.1;
- надземной, наземной и комбинированной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов — в зависимости от условий прокладки.

Таблица 7.1 — Минимальные расстояния между осями одновременно прокладываемых параллельных ниток подземных трубопроводов

DN трубопровода	Минимальные расстояния между осями одновременно прокладываемых параллельных ниток подземных трубопроводов, м	
	нефтепроводов или нефтепродуктопроводов и осью газопроводов	нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
До *DN* 400 включ.	8	5
Св. *DN* 400 до *DN* 700 включ.	9	5
Св. *DN* 700 до *DN* 1000 включ.	11	6
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	13	6
Св. *DN* 1200 до *DN* 1400 включ.	15	—

Примечания

1 Расстояние между осями нефтепроводов и нефтепродуктопроводов разных диаметров принимают равным расстоянию, установленному для трубопровода большего диаметра; до оси газопровода — по диаметру газопровода.

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

7.12 Расстояния между трубопроводом, проектируемым параллельно действующим нефтепроводам, нефтепродуктопроводам и газопроводам при их подземной прокладке, кроме проектируемого в районах, указанных в 7.16, принимают исходя из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в таблице 7.2.

При подключении проектируемого трубопровода к существующему допускается укладка проектируемого трубопровода на расстоянии в свету не менее 1 м от существующего вне зависимости от *DN* трубопровода, при этом длина участка проектируемого трубопровода, укладываемого на указанном расстоянии, должна быть минимальной, определяемой исходя из необходимости обеспечения соосности проектируемого трубопровода с существующим в месте стыковки при подключении за счет упругого изгиба трубопровода с радиусом, определяемым с учетом 8.1.3.

7.13 При невозможности обеспечения расстояний, приведенных в таблице 7.2, допускается при подземной прокладке трубопровода, кроме проектируемого в районах, указанных в 7.16, уменьшать расстояние от проектируемого трубопровода до действующих нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов до расстояний, представленных в таблице 7.1, при условии разработки в проектной документации необходимых технических решений по обеспечению их сохранности при строительстве.

Таблица 7.2 — Минимальные расстояния между осями проектируемого и действующего трубопровода при их подземной прокладке

DN трубопровода	Минимальные расстояния между осями проектируемого и действующего трубопроводов при их подземной прокладке, м		
	на землях, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя		на землях, на которых требуется снятие и восстановление плодородного слоя
	магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода и осью газопровода	магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	
До *DN* 400 включ.	11		20
Св. *DN* 400 до *DN* 700 включ.	14		23
Св. *DN* 700 до *DN* 1000 включ.	15		28
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	16	32	32
Св. *DN* 1200 до *DN* 1400 включ.	18	—	32

Примечания

1 Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия расстояния допускается уменьшать при необходимости, обоснованной при проектировании, исходя из условий и методов производства работ.

2 Для трубопроводов различного назначения и разных диаметров расстояния между их осями при параллельной прокладке принимают по наибольшему из указанных значений.

3 В случае разработки 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.

7.14 Прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от ЗА параллельно проложенных и пересекаемых нефтепроводов и нефтепродуктопроводов предусматривают на расстоянии, установленном для параллельной прокладки до нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

7.15 Прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от ЗА и продувочных свечей газопроводов при параллельной прокладке с газопроводами и при их пересечении предусматривают на расстоянии, установленном для параллельной прокладки нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

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

- между нефтепроводами и нефтепродуктопроводами — в соответствии с 7.11, 7.12 и 7.13;
- между нефтепроводами/нефтепродуктопроводами и газопроводами — 1000 м.

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

7.18 Взаимное пересечение нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, а также пересечение трубопроводов с другими сетями инженерно-технического обеспечения (в том числе водопроводами, канализационными трубопроводами, коллекторами, эстакадами) выполняется под углом не менее 60°.

При бестраншейных способах прокладки взаимное пересечение нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, а также пересечения трубопроводов с другими сетями инженерно-технического обеспечения (в том числе водопроводами, канализационными трубопроводами, коллекторами, эстакадами) допускается предусматривать под углом не менее 30°.

При невозможности обеспечения указанных углов пересечения вследствие стесненных условий (природные факторы, наличие близко расположенных зданий и сооружений, коммуникаций, дорог и др.) или при прокладке трубопровода параллельно существующим коммуникациям допускается уменьшение угла пересечения при разработке необходимых технических решений по защите пересекаемой коммуникации на период производства работ.

7.19 Угол пересечения проектируемого МТ с существующими кабелями не нормируется, при этом при проектировании должны быть предусмотрены необходимые технические решения по обеспечению сохранности кабеля на период производства работ.

7.20 При прокладке трубопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при *DN* трубопровода до 700 включительно и 1000 м — при *DN* трубопровода свыше 700, должно быть предусмотрено устройство с низовой стороны трубопровода защитной канавы или вала, обеспечивающих отвод разлившегося при аварии продукта в места, безопасные для населенных пунктов и промышленных предприятий.

При невозможности отвода разлившегося при аварии продукта в места, безопасные для населенных пунктов и промышленных предприятий, следует предусматривать сбор разлившегося продукта в защитный амбар расчетного объема или повышение категории участка МТ с обеспечением дополнительного запаса по толщине стенки труб от расчетной. При повышении категории участка МТ с обеспечением дополнительного запаса по толщине стенки труб от расчетной устройство защитной канавы, вала и защитного амбара не требуется.

Объем защитного амбара следует рассчитывать исходя из необходимости приема всего объема разлившегося при аварии продукта. Для уменьшения расчетного объема защитного амбара допускается предусматривать установку ЗА, размещаемой с учетом 8.2.

При прокладке трубопровода без устройства защитной канавы, вала и защитного амбара толщину стенки труб следует рассчитывать с учетом повышенной категории[1)] участка МТ в соответствии с разделом 12 и принимать с дополнительным запасом от рассчитанной с учетом повышенной категории не менее:

- 2 мм — для трубопроводов до *DN* 500 включительно;
- 3 мм — для трубопроводов более *DN* 500.

Примечание — Повышение категории и толщины стенки трубопровода предусмотрено на участке прокладки вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже трубопровода на расстоянии от него менее 500 м при *DN* трубопровода до 700 включительно и 1000 м — при *DN* трубопровода свыше 700.

7.21 В местах пересечений МТ с ВЛ напряжением 110 кВ и выше должна быть предусмотрена подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60°. При этом допускается наземная прокладка трубопроводов с учетом требований подраздела 10.3.

При надземной прокладке трубопровода на участках, указанных в 11.1, допускается пересечение надземным трубопроводом ВЛ 110 кВ и выше, при этом трубопроводы защищаются ограждениями, исключающими попадание на трубопровод проводов при их обрыве или отрыве от опоры ВЛ, а также при падении опоры ВЛ, а расстояние от опоры ВЛ до трубопровода должно обеспечивать отсутствие возможности падения опоры ВЛ на защитное ограждение трубопровода.

Защитное ограждение должно выступать по обе стороны от пересечения на расстояние, равное высоте опоры, и должно быть рассчитано на нагрузки от воздействия проводов при их обрыве или при падении опоры ВЛ и на термическую стойкость при протекании токов короткого замыкания, при этом следует исключать попадание потенциала ВЛ на трубопровод и опорные конструкции трубопровода.

7.22 Ширину просеки для прокладки трубопроводов параллельно ВЛ 10 кВ и менее при прохождении по землям лесного фонда принимают с учетом 19.2 так же, как и в стесненных условиях.

7.23 Ширину полосы отвода земель на период строительства (реконструкции) МТ по его участкам определяют при проектировании с учетом:

- временной вдольтрассовой дороги, по которой обеспечивается движение транспортных средств, используемых при строительстве МТ;
- технологического зазора для безопасного проезда транспортных средств параллельно колонне работающих трубоукладчиков;
- полосы, предназначенной для размещения колонны трубоукладчиков; технологического зазора между стрелой трубоукладчика и боковой образующей трубопровода;
- зоны, предназначенной для размещения сваренного в нитку трубопровода; траншеи по ее верху;
- бермы, предназначенной для предотвращения сползания грунта в траншею; зоны, предназначенной для временного размещения отвала минерального грунта;

[1)] В Российской Федерации назначается категория В участка МТ.

- зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по засыпке траншей минеральным грунтом из отвала;
- зоны, предназначенной для временного хранения отвала гумусного слоя, снимаемого с полосы строительства;
- зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по перемещению и разравниванию отвала гумусного слоя; зоны вырубки леса для размещения ВЛ.

8 Трубопроводы

8.1 Общие положения

8.1.1 Диаметр трубопроводов следует определять в соответствии с ГОСТ 34563.

При реконструкции МТ с заменой участков трубопровода диаметр на участке реконструкции должен быть равен диаметру заменяемого трубопровода, если иное не обосновано расчетами, выполненными в соответствии с ГОСТ 34563.

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

8.1.3 Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях определяют расчетом исходя из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения, а также из условия прохождения очистных, разделительных устройств и ВИП.

Допустимые радиусы упругого изгиба трубопровода при проектировании должны приниматься не менее 1000 *DN*.

8.1.4 Длина прямых вставок, вваривaемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм. Допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм при их *DN* не более 500.

Примечание — При необходимости вварки прямой вставки для стыковки участков трубопровода длина прямой вставки должна быть не менее *DN* трубопровода.

8.1.5 При проектировании ЛЧ МТ предусмотрена установка ЗА согласно подразделу 8.2.

8.1.6 Для проведения внутритрубного диагностирования необходимо предусматривать узлы пуска, пропуска и приема СОД согласно подразделу 8.3.

8.1.7 ЛЧ МТ должна быть оборудована вантузами согласно подразделу 8.4.

8.1.8 Размещение ЗА, узлов пуска, пропуска и приема СОД предусмотрено в ограждениях, выполняемых из несгораемых материалов.

8.1.9 Трубопровод в пределах участка, ограниченного камерами пуска и приема СОД, должен иметь постоянный внутренний диаметр без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей.

8.1.10 На перемычках, байпасных трубопроводах и других трубопроводах ЛЧ МТ, по которым не предусмотрен пропуск СОД, допускается установка обратных затворов. Необходимость установки обратных затворов определена в проектной документации.

8.1.11 Трубопровод должен быть оборудован КИП в соответствии с 15.3.

8.1.12 В узлах равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, *DN* которых составляет свыше 0,3 *DN* основного трубопровода, должны быть предусмотрены решения, исключающие возможность попадания очистных, разделительных устройств или ВИП в ответвление.

8.1.13 В местах примыкания трубопроводов ЛЧ к технологическим трубопроводам НПС, узлам пуска, пропуска и приема СОД, к переходам через водные преграды в две нитки и более, в местах примыкания перемычек к трубопроводам ЛЧ и в местах выхода трубопровода из грунта 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, примыкающих к трубопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода предусматривают проведение специальных мероприятий, в том числе устройство незащемленных грунтом (открытых) компенсаторов П-образной, Z-образной или другой формы либо защемленных грунтом (подземных) компенсаторов-упоров таких же конфигураций.

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

8.1.14 ЗА и оборудование ЛЧ МТ должны быть обустроены площадками для их обслуживания, оборудованными стационарными лестницами и ограждениями в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

8.1.15 На трассе трубопровода должна быть предусмотрена установка опознавательных знаков со щитами-указателями, содержащими сведения об охранной зоне МТ (не исключая возможности указания иных сведений), располагаемыми на высоте от 1,5 до 2 м от поверхности земли, в пределах видимости, но не реже чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота трассы трубопровода.

8.2 Запорная арматура и ее размещение на магистральном трубопроводе

8.2.1 На МТ необходимо предусматривать установку равнопроходной ЗА, обеспечивающей прохождение по МТ СОД.

8.2.2 Места размещения ЗА должны приниматься в зависимости от рельефа земной поверхности преимущественно в пониженных участках трассы, доступных для обслуживания с учетом 10.2.17, от возможности размещения ЗА, но не реже чем через 30 км. При соответствующем обосновании расстояние между смежной ЗА допускается принимать более 30 км.

Кроме того, установку ЗА на МТ необходимо предусматривать:

- на обоих берегах пересекаемых водных преград шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более при их глубине 1,5 м и более или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины на минимальном удалении от водной преграды;
- на обоих берегах водных преград, переходы через которые оборудуют резервной ниткой;
- в начале каждого ответвления МТ на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;
- на границах (вблизи границ) болот III типа по ГОСТ 34826 протяженностью свыше 500 м.

Также размещение ЗА допускается предусматривать в начале и/или в конце участков МТ, определенных в 7.20.

Примечания

1 Определение доступности мест размещения ЗА для обслуживания при недостаточности имеющейся дорожной сети предусмотрено одним или несколькими (определяется заказчиком) способами: по вдольтрассовому проезду, проектируемому с учетом 5.16; сооружением вертолетной площадки вблизи места размещения ЗА; с использованием транспорта повышенной проходимости (в том числе вездеходного, на болотном ходу и др.).

2 Требования к местам размещения ЗА вблизи естественных и искусственных препятствий (преград), по ограничению длин участков между смежной ЗА могут уточняться заказчиком (а также дополняться, не исключая представленные в настоящем пункте).

8.2.3 На МТ вблизи участков, прокладываемых по территории городов и населенных пунктов, необходимо предусматривать размещение ЗА на расстоянии не менее 200 м от границы перспективной застройки города или населенного пункта, а в пределах городов и других населенных пунктов — в соответствии с требованиями стандартов и правил по сооружению МТ на территории городов и других населенных пунктов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС.

8.2.4 При прокладке нефтепровода и нефтепродуктопровода параллельно газопроводу ЗА должна быть размещена с обеспечением минимальных разрывов (по радиусу):

- от ЗА, смонтированной на магистрали газопровода — 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;
- продувочных свечей газопроводов *DN* 1000 и более — 50 м;
- продувочных свечей газопроводов менее *DN* 1000 — 15 м.

8.2.5 ЗА, устанавливаемая на ЛЧ МТ, за исключением ЗА, указанной в 21.4.3, должна быть оборудована электроприводом и обеспечена электроснабжением в соответствии с 19.1.5.

8.2.6 ЗА, устанавливаемая на ЛЧ МТ, за исключением ЗА, указанной в 21.4.3, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление и контроль положения затвора.

8.2.7 ЗА и мощность привода должны обеспечивать открытие/закрытие арматуры при аварии на МТ с учетом перепада рабочего давления на затворе, рассчитываемого с учетом геодезической отметки ЗА, наибольшей геодезической отметки трубопровода в пределах участка МТ, ограниченного НПС, на которых возможен сброс продукта из остановленного участка МТ в емкости, технологических режимов перекачки и назначения ЗА.

8.2.8 Размещение ЗА, устанавливаемой вблизи водных преград и болот III типа по ГОСТ 34826, должно быть предусмотрено в замкнутом контуре обвалования для локализации разлива нефти или нефтепродуктов в случае потери герметичности ЗА, расположенной внутри ограждения. Размеры обвалования устанавливают при проектировании. Обустройство площадок ЗА следует выполнять в соответствии с 8.3.9.

8.3 Узлы пуска, приема, пропуска средств очистки и диагностирования и их размещение на магистральном трубопроводе

8.3.1 На ЛЧ МТ, в том числе на лупингах и ответвлениях протяженностью более 3 км, на резервных нитках независимо от протяженности, а также на участках, в пределах которых диаметр трубопровода отличается от диаметра трубопровода прилегающих участков, надлежит предусматривать узлы пуска и приема СОД.

Узлы пуска и приема СОД на участках ЛЧ МТ длиной менее 3 км, расположенных между площадочными объектами МТ, предусматривать не требуется.

В стесненных условиях прохождения МТ при отсутствии возможности размещения допускается не предусматривать узлы пуска и приема СОД на участках ЛЧ МТ, расположенных между площадочными объектами МТ, лупингах и ответвлениях длиной 3 км и более, а также на резервных нитках независимо от протяженности. При этом проведение внутритрубного диагностирования указанных участков следует предусматривать с применением камер пуска и приема СОД, монтируемых на трубопроводе на период выполнения внутритрубного диагностирования.

8.3.2 Узлы пуска и приема СОД устанавливают с учетом максимального перспективного развития МТ с расстоянием между ними не более предусмотренного в ГОСТ 34563.

8.3.3 Параметры узлов пуска и приема СОД, которыми оборудуют МТ, должны обеспечивать возможность безопасного выполнения работ по запасовке, пуску, приему и извлечению очистных, разделительных устройств и ВИП. Конструкцию камер пуска и приема СОД определяют при проектировании.

8.3.4 Допускается предусматривать сооружение узлов пуска и приема СОД в едином обваловании и ограждении, при этом технологическая схема узла пуска и приема СОД должна позволять осуществлять работу МТ как с работающей, так и с остановленной НПС.

8.3.5 Узлы пуска и приема СОД должны быть оборудованы закрытой (не сообщающейся с внешней средой) системой опорожнения камер пуска и приема СОД от нефти или нефтепродукта, в состав которой входят трубопроводы отвода газовоздушной смеси, дренажные трубопроводы и дренажная емкость, оборудованная дыхательным клапаном, СИ уровня нефти или нефтепродукта и насосом откачки.

8.3.6 Для НПС, не оборудованных узлами пуска или приема СОД, должны быть предусмотрены узлы пропуска СОД, обвязка которых должна позволять осуществлять пропуск СОД без остановки НПС.

8.3.7 Испытания узлов пуска, приема и пропуска СОД должны быть проведены с учетом требований 5.19. Внутритрубное диагностирование трубопроводов обвязки узлов пуска, приема и пропуска СОД не предусмотрено.

8.3.8 Размещение узлов пуска, пропуска и приема СОД следует предусматривать в замкнутом контуре обвалования для локализации разлива нефти или нефтепродукта в случае потери герметичности ЗА, камер пуска и приема СОД и другого оборудования, располагаемого внутри ограждения. Размеры обвалования устанавливают при проектировании.

8.3.9 При проектировании должны быть предусмотрены решения по предотвращению инфильтрации по поверхности площадки и внутренних откосов обвалования и, при необходимости, по защите противофильтрационного экрана (слоя) от ультрафиолетового излучения и механических воздействий. Сбор поверхностных и талых вод с обвалованных площадок следует предусматривать в приямок. Для исключения сброса с обвалованных площадок на рельеф должен предусматриваться вывоз поверхностных и талых вод передвижной техникой.

Допускается при соответствующем обосновании предусматривать отвод поверхностных и талых вод из приямка по стальному трубопроводу с защитным покрытием усиленного типа в соответствии с ГОСТ 9.602. Отводящий трубопровод должен быть оборудован стальной задвижкой, монтируемой за обвалованием в пределах ограждения; на торце отводящего трубопровода, расположенного над приямком, должен быть устроен сифон, препятствующий попаданию воды в горизонтальный участок трубопровода при закрытой задвижке.

8.4 Вантузы и их размещение на магистральном трубопроводе

8.4.1 На ЛЧ МТ надлежит предусматривать установку вантузов, предназначенных для опорожнения и заполнения трубопровода нефтью или нефтепродуктом, при выполнении плановых и ремонтных работ:

- в высоких точках по рельефу местности, определяемых при проектировании, для впуска и выпуска воздуха или ИГС;
- с двух сторон от ЗА, установленной на МТ в соответствии с 8.2, в пределах ограждения УЗА.

8.4.2 На переходах МТ через водные преграды и болота III типа по ГОСТ 34826, оборудованных ЗА по 8.2.2, допускается предусматривать установку трех вантузов: двух вантузов у ЗА, расположенной на низком берегу; одного вантуза со стороны водной преграды у ЗА, расположенной на высоком берегу.

8.4.3 На резервных нитках, оборудованных камерами пуска и приема СОД, вантузы не устанавливают.

8.4.4 Размещение вантузов, устанавливаемых вблизи ЗА, следует предусматривать внутри ограждения УЗА, а при наличии обвалования — внутри обвалования. При обосновании допускается размещение вантузов, устанавливаемых вблизи ЗА, вне ограждения УЗА.

Размещение вантузов, устанавливаемых на МТ вне ограждения УЗА предусматривают в ограждении или без ограждения с учетом 9.1.3.

8.4.5 Размещение вантузов на подземных трубопроводах следует предусматривать в колодцах согласно 8.5.

8.4.6 Конструкция вантузов предусматривается с постоянным размещением ЗА в колодце или с размещением ЗА только на период выполнения работ с использованием вантуза с учетом 8.4.7.

8.4.7 Если монтаж ЗА на патрубке вантуза предусматривают только на период выполнения работ с использованием вантуза, должно предусматриваться фланцевое соединение ЗА с патрубком вантуза. При этом необходимо предусматривать наличие в патрубке вантуза специального запорного устройства (пробки или другого), позволяющего выполнять монтаж и демонтаж ЗА без опорожнения трубопровода и монтаж на патрубке вантуза фланцевой заглушки в период отсутствия ЗА.

8.4.8 В качестве ЗА вантузов следует применять клиновые задвижки и шаровые краны.

8.4.9 Конструкция вантуза должна обеспечивать возможность проведения гидравлических испытаний вантуза совместно с трубопроводом.

8.4.10 Рекомендуемые диаметры вантузов для установки на трубопровод представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 — Рекомендуемые диаметры вантузов для установки на трубопровод

Трубопровод	Вантуз
DN 150	*DN* 50
От *DN* 150 включ. до *DN* 300 включ.	От *DN* 50 включ. до *DN* 100 включ.
DN 350, *DN* 400	От *DN* 100 включит. до *DN* 150 включ.
От *DN* 500 до *DN* 1200 включ.	От *DN* 150 включ. до *DN* 200 включ.

8.5 Колодцы, монтируемые на магистральном трубопроводе

8.5.1 Для монтажа оборудования (вантузов, преобразователей давления, сигнализаторов прохождения СОД и т. п.) на подземном или наземном трубопроводе должны предусматриваться герметичные колодцы, конструкция которых обеспечивает сохранность защитного покрытия трубопровода.

8.5.2 При установке колодцев в пределах ограждения глубина заложения колодца от крышки колодца до поверхности земли не нормируется. При этом возможно предусматривать монтаж колодцев, обеспечивающих размещение крышки колодца и других частей его конструкции выше планировочного уровня земли.

8.5.3 При монтаже колодцев вне огороженных площадок при подземной прокладке трубопровода глубина заложения колодца от крышки колодца до поверхности земли должна составлять не менее 0,6 м, а на землях сельскохозяйственного назначения — не менее 1,0 м.

8.5.4 В колодцах должна быть предусмотрена установка запорного устройства на крышке. При открытии/закрытии крышки должно быть исключено искрообразование.

8.5.5 Варианты оснащения колодцев техническими средствами охраны, способ передачи информации должны быть определены при проектировании с учетом технической возможности передачи сигналов.

9 Подземная прокладка трубопроводов

9.1 Общие положения

9.1.1 Глубину заложения трубопровода надлежит принимать не менее, м:

- менее *DN* 1000 . . . . . 0,8;
- от *DN* 1000 и более (до *DN* 1200) 1,0;
- на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению 1,1;
- в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований 1,0;
- в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автомобильного транспорта и сельскохозяйственных машин 0,6;
- на пахотных и орошаемых землях 1,0;
- при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных) каналов (от дна канала) . . . . . 1,1.

Глубину заложения трубопровода в дополнение к указанным величинам следует определять с учетом раздела 12.

9.1.2 Глубина заложения трубопровода в пределах ограждения УЗА, узлов пуска, пропуска и приема СОД определяется с учетом необходимости обеспечения доступа к узлам и предусматривается меньше значений, представленных в 9.1.1.

9.1.3 Глубину заложения трубопровода на участке монтажа колодцев вне огороженных площадок следует определять с учетом 8.5.3.

9.1.4 Глубину заложения трубопровода на участке монтажа колодцев в пределах огороженных площадок определяют по 9.1.1 и 9.1.2.

9.1.5 Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих горячие продукты при положительном перепаде температур в металле труб, должна быть дополнительно проверена расчетом на продольную устойчивость трубопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с 12.4.

9.1.6 Расстояния в свету по вертикали от инженерных коммуникаций до проектируемого трубопровода при пересечении должны приниматься не менее, м:

- от нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов 0,35;
- силовых кабелей напряжением до 220 кВ включительно, кабелей связи и кабелей контроля и управления 0,5;
- кабелей связи при условии механической защиты кабеля связи, решения по которой принимают при проектировании 0,15;
- силовых кабелей напряжением до 220 кВ включительно и кабелей контроля и управления, проложенных в трубах на участке пересечения с запасом не менее чем по 2 м в каждую сторону от трубопровода 0,25;
- кабельных маслонаполненных линий напряжением до 220 кВ включительно 1,0;
- водопроводов питьевого назначения . . . . . 0,4.

Трубопроводы требуется располагать ниже водопроводов питьевого назначения при пересечении с ними. Допускается располагать трубопроводы выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки в месте пересечения трубопроводов МТ в защитном футляре или при монтаже защитного футляра на водовод питьевого назначения, при этом концы защитного футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м в каждую сторону от места пересечения.

9.1.7 Ширину траншеи по низу назначают не менее:

- *DN* + 300 мм — для трубопроводов до *DN* 700;
- 1,5 *DN* — для трубопроводов *DN* 700 и более.

При *DN* трубопровода 1200, прокладке трубопровода в защитном футляре из труб *DN* 1200 и более, в траншеях с откосом свыше 1 : 0,5 ширину траншеи по низу допускается уменьшать до значения *DN* + 500 мм.

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи назначают с учетом габаритов забалластированного трубопровода из условия обеспечения запаса по ширине траншеи не менее 400 мм.

Примечание — Возможность применения труб *DN* более 1200 для защитного футляра предусмотрена в 10.4.4.

9.1.8 Крутизна откосов траншеи должна назначаться в соответствии с требованиями нормативных документов по сооружению МТ, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

9.1.9 Для трубопроводов *DN* 1000 и более в зависимости от рельефа местности должна быть предусмотрена предварительная планировка трассы. При планировке строительной полосы в районе подвижных барханов последние срезают до уровня межгрядовых (межбарханных) оснований, не затрагивая естественно уплотненный грунт. После засыпки уложенного трубопровода полоса барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси трубопровода в обе стороны должна быть укреплена связующими веществами (нейрозин, отходы крекинг-битума и т. д.).

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

Примечание — На продольном профиле указывают проектные отметки низа, и/или верха, и/или оси трубопровода. Допускается в качестве проектных отметок трубопровода указывать проектные отметки смонтированных на трубопроводе балластирующих устройств, бетонного покрытия и других элементов, покрытий и конструкций, определяющих габариты трубопровода и влияющих на глубину заложения трубопровода и глубину траншеи.

9.1.10 При прокладке трубопроводов в скальных, валунных, глыбовых, галечниковых, щебенистых грунтах, а также в ММГ и при засыпке этими грунтами предусматривают мероприятия по исключению повреждения защитного покрытия и теплоизоляционного покрытия трубопровода (устройство подсыпки и/или обсыпки трубопровода и др.).

9.1.11 При проектировании подземных трубопроводов для прокладки в районах распространения просадочных грунтов необходимо учитывать величину возможной просадки грунта в основании трубопровода и возникающие при этом дополнительные напряжения в трубопроводе от изгиба.

Тип просадочности и величину допускаемой просадки грунтов определяют в соответствии с нормами и правилами государства — члена ЕАЭС[2)].

9.1.12 При прокладке трубопроводов по направлению уклона местности свыше 20 % предусматривают мероприятия, направленные на исключение эрозии грунта засыпки траншеи и прилегающих к ней участков склона (устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта, например глинистого, так и из искусственных материалов).

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

9.1.14 При наличии вблизи трассы развивающихся оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопровода, предусматривают мероприятия по их укреплению.

9.1.15 На трассе трубопроводов предусматривают установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга попарно на расстоянии не менее 80 м друг от друга.

9.1.16 На участке трассы с сильно пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. В теле насыпей должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений. При необходимости, предусматривают мероприятия для предотвращения эрозии грунта насыпи.

9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях

9.2.1 В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности предусматривается прокладка трубопровода преимущественно в долинах рек вне зоны затопления или по водораздельным участкам, избегая неустойчивых и крутых склонов, а также районов селевых потоков.

Примечание — При проектировании МТ под сильно пересеченным рельефом местности понимается рельеф, для прокладки трубопровода по которому необходимо предусматривать его уполаживание в строительной полосе (устройство срезок, полок) или применение специальных методов выполнения работ (анкеровку машин и механизмов и др.).

[1)] В Российской Федерации действуют СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты», СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы».

[2)] В Российской Федерации действует СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений».

9.2.2 В оползневых районах при малой толщине сползающего слоя грунта предусматривается подземная прокладка с глубиной заложения трубопровода ниже плоскости скольжения.

Оползневые участки большой протяженности необходимо обходить выше оползневого склона.

9.2.3 При пересечении селей применяют, как правило, надземную прокладку.

При подземной прокладке через селевой поток или конус выноса глубину заложения предусматривают не менее чем на 0,5 м ниже возможного размыва русла при обеспеченности 5 %. При пересечении конусов выноса укладка трубопровода предусматривается по кривой, огибающей внешнюю поверхность конуса, на глубине ниже возможного размыва в пределах блуждания русел.

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

9.2.4 При проектировании трубопроводов, укладка которых должна проводиться на косогорах с поперечным уклоном 8° и более, необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы — полки.

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

9.2.6 При проектировании трубопроводов, укладка которых должна проводиться на косогорах с поперечным уклоном более 8° до 12° включительно, необходимо предусматривать устройство полки с отсыпкой насыпи непосредственно на косогоре.

9.2.7 При поперечных уклонах косогора более 12° до 18° включительно необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

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

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

$$\operatorname{tg} \alpha_к \le \frac{\operatorname{tg}\varphi_{гр}}{n_у}, \quad (1)$$

где $\alpha_к$ — угол наклона косогора, град;

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

$n_у$ — коэффициент запаса устойчивости насыпи против сползания, принимаемый равным 1,4.

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

9.2.11 Траншея для укладки трубопровода должна предусматриваться в материковом грунте вблизи подошвы откоса на расстоянии, обеспечивающем нормальную работу землеройных машин. Для отвода поверхностных вод у подошвы откоса, как правило, предусматривается кювет с продольным уклоном не менее 0,2 %. В этом случае полке откоса придают уклон 2 % в обе стороны от оси траншеи. При отсутствии кювета полка должна иметь уклон не менее 2 % в сторону откоса.

9.2.12 При прокладке в горной местности двух параллельных ниток трубопроводов и более допускается предусматривать укладку ниток трубопроводов на одной полке.

9.2.13 При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на одной полке расстояние между ними может быть уменьшено при соответствующем обосновании до 3 м. Допускается прокладка двух МТ *DN* 300 и менее в одной траншее.

9.2.14 При проектировании трубопроводов по узким гребням водоразделов предусматривается срезка грунта на ширине от 8 м включительно до 12 м включительно с обеспечением уклона 2 % в одну или в обе стороны.

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

9.2.15 В зависимости от инженерно-геологических условий, рельефа и протяженности горной местности, экономической целесообразности и других условий допускается прокладка трубопроводов в тоннелях. Обоснование экономической целесообразности должно быть приведено в проектной документации.

При прокладке трубопроводов в проходных тоннелях необходимо предусматривать естественную вентиляцию; в исключительных случаях допускается искусственная вентиляция. Обоснование необходимости применения искусственной вентиляции должно быть приведено в проектной документации.

В непроходных тоннелях на период эксплуатации вентиляцию допускается не предусматривать.

9.3 Прокладка трубопроводов на подрабатываемых территориях

9.3.1 Проектирование трубопроводов на подрабатываемых территориях осуществляют в соответствии с нормами и правилами государства — члена ЕАЭС[1)] и настоящего стандарта. Воздействие деформации земной поверхности на трубопроводы следует учитывать при расчете трубопроводов на прочность в соответствии с разделом 12.

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

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

9.3.4 Пересечение шахтных полей трубопроводами предусматривают:

- на пологопадающих пластах — вкрест простирания;
- крутопадающих пластах — по простиранию пласта.

9.3.5 Конструктивные мероприятия по защите подземных трубопроводов от воздействия горных выработок должны назначаться по результатам расчета трубопроводов на прочность и осуществляться путем увеличения деформативной способности трубопроводов в продольном направлении за счет применения компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от защемления грунтом. Расстояния между компенсаторами устанавливают расчетом в соответствии с разделом 12.

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

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

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

9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах

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

Интенсивность возможных землетрясений для различных участков трубопроводов определяют в соответствии с требованиями действующих нормативных документов[2)], по картам сейсмического районирования и списку населенных пунктов, расположенных в сейсмических районах, с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

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

Балльность интенсивности сейсмических воздействий определяют по MSK—64 [3].

9.4.2 Сейсмостойкость трубопроводов должна быть обеспечена:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;

[1)] В Российской Федерации действует СП 21.13330.2012 «СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах».

[2)] В Российской Федерации определяют согласно СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

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

Прохождение трассы трубопровода в перечисленных условиях предусматривается в случае особой необходимости и при соответствующем технико-экономическом обосновании. При этом в проектной документации должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность трубопровода.

9.4.4 Сварные соединения трубопроводов, прокладываемых в районах с сейсмичностью согласно 9.4.1, следует подвергать радиографическому контролю в объеме 100 % вне зависимости от категории участка трубопровода.

9.4.5 Не допускается жесткое соединение трубопроводов со стенами зданий (при прохождении через стену), сооружениями и оборудованием.

В случае необходимости таких соединений предусматриваются устройство криволинейных вставок или компенсирующие устройства, размеры и компенсационная способность которых должны быть определены расчетом.

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

9.4.6 При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и упругого изгиба трубопровода без возникновения ненормативного напряженно-деформированного состояния трубопровода.

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

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

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

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

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

9.4.11 На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы предусматривается автоматическая система контроля и отключения аварийных участков трубопровода.

9.4.12 Для трубопроводов *DN* 500 и более на участках пересечений активных тектонических разломов и участках с сейсмичностью 6 баллов по MSK—64 [3] и более необходимо предусматривать инструментальный мониторинг[1)] колебаний трубопровода и окружающего грунтового массива при землетрясениях.

9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов

9.5.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах распространения ММГ, выполняют в соответствии с техническими регламентами, стандартами, нормативными документами в области технического регулирования, распространяющимися на проектирование для условий ММГ, с учетом положений настоящего стандарта.

[1)] Проведение инструментального мониторинга может быть предусмотрено с использованием инженерно-сейсмометрических станций для записи колебаний грунтового массива при землетрясениях и иных технических средств, позволяющих определить интенсивность землетрясения и/или интенсивность воздействия на трубопровод.

9.5.2 Выбор трассы для ЛЧ МТ следует проводить на основе:

- мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100000;
- схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;
- карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
- карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

9.5.3 При выборе трассы для подземных трубопроводов на ММГ по возможности избегают участков с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватыми грунтами. Бугры пучения обходят с низовой стороны.

9.5.4 В зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания должны быть рассмотрены следующие принципы использования ММГ в качестве основания трубопровода:

- принцип I — ММГ основания используют в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации трубопровода;
- принцип II — ММГ основания используют в оттаявшем (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения трубопровода) или оттаивающем (с допущением оттаивания грунтов в процессе эксплуатации трубопровода) состоянии.

9.5.5 Для трубопроводов, проходящих через участки с распространением ММГ, необходимо выполнять теплотехнические расчеты взаимодействия ММГ и трубопровода на весь период эксплуатации трубопровода, которые должны включать:

- расчет остывания транспортируемого по трубопроводу продукта с целью установления температуры по длине трубопровода;
- расчет глубины оттаивания и промерзания грунта[1)] в основании трубопровода;
- расчеты по I и II группам предельных состояний с учетом процессов, происходящих в окружающем массиве грунта в результате устройства трубопровода: просадки и термокарста при оттаивании, пучении при промораживании.

Примечание — Группы предельных состояний определяются по ГОСТ 27751.

9.5.6 Основным принципом использования ММГ в качестве основания для трубопроводов и их сооружений является принцип I.

9.5.7 При прокладке трубопроводов на участках с малольдистыми ММГ допускается оттаивание ММГ в процессе строительства или эксплуатации, если оно не сопровождается термокарстовыми процессами и потерей несущей способности трубопровода, определяемой в соответствии с требованиями раздела 12. На участках с таликами рекомендуется использовать грунты основания в талом состоянии. Допускается промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке трубопроводов, транспортирующих нефть или нефтепродукты с отрицательной температурой, а также на участках надземной прокладки трубопроводов в случае недостаточной несущей способности талых грунтов, при этом должны быть разработаны технические решения по обеспечению их мерзлого состояния в период эксплуатации трубопровода.

9.5.8 Технические решения по теплоизоляции трубопровода или применения систем термостабилизации грунта должны быть определены исходя из обеспечения устойчивого положения трубопровода с учетом результатов теплотехнических расчетов и теплогидравлических расчетов, выполняемых с учетом 5.10.

9.5.9 На участках просадочных (при оттаивании) ММГ небольшой протяженности должно быть предусмотрено проведение мероприятий, снижающих тепловое воздействие на них трубопровода и обеспечивающих восстановление их мерзлого состояния в зимний период, таких как теплоизоляция трубопровода, термостабилизация[2)] (промораживание) грунтов.

9.5.10 Глубину прокладки подземного трубопровода определяют принятым конструктивным решением, обеспечивающим проектное положение трубопровода с учетом правил охраны окружающей среды.

[1)] В Российской Федерации расчет глубины оттаивания и промерзания грунта проводят согласно СП 25.13330.2020 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».

[2)] В Российской Федерации требования к термостабилизаторам грунта приведены в ГОСТ Р 70001—2022 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термостабилизаторы грунтов сезоннодействующие индивидуальные. Общие технические условия».

9.5.11 Способ прокладки трубопровода выбирают в зависимости от температуры и физических свойств грунта. При чередовании просадочных ММГ и талых грунтов целесообразно выполнять объединение участков до 5 км и более с устройством надземной прокладки трубопровода.

9.5.12 Правила по надземной прокладке МТ на участках ММГ представлены в разделе 11.

9.5.13 Для ЛЧ МТ, проходящей через участки с распространением ММГ, необходимо в проектной документации разработать решения по геотехническому мониторингу[1)], позволяющие контролировать тепловой режим грунтов в основании трубопровода и перемещение конструкций фундаментов сооружений для оценки соответствия проектным значениям, а также напряженно-деформированное состояние трубопровода.

Продолжительность геотехнического мониторинга в зависимости от принципа использования ММГ в качестве основания назначается для сооружений, построенных:

- по принципу I — в течение всего периода эксплуатации сооружения;
- принципу II с допущением оттаивания грунта в период эксплуатации — в течение 10 лет;
- принципу II с использованием предварительного оттаивания грунтов — в течение 5 лет.

Допускается изменение продолжительности проведения геотехнического мониторинга при наличии соответствующего обоснования.

10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

10.1 Общие положения

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

10.1.2 Прокладка трубопроводов через естественные и искусственные препятствия должна выполняться траншейным и бестраншейными способами: ННБ, микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки и др.

Выбор способа прокладки трубопровода должен быть выполнен с учетом имеющихся (при наличии) экологических и иных ограничений и технико-экономического обоснования.

10.1.3 При соответствующем обосновании допускается надземная прокладка трубопроводов через естественные и искусственные препятствия согласно положениям раздела 11.

10.2 Переходы трубопроводов через водные преграды

10.2.1 Переходы трубопроводов через водные преграды проектируют на основании данных гидрологических, инженерно-геологических, гидрогеологических 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[2)] работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и правил 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 уполномоченными органами государственной власти и заинтересованными организациями.

10.2.2 Границами перехода через водную преграду, определяющими его длину, являются:

- для однониточного перехода и основной нитки многониточного перехода — участок, ограниченный ЗА, установленной на берегах, а при ее отсутствии — участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности;
- для резервной нитки многониточного перехода — участок, ограниченный ЗА, отключающей резервную нитку от основной(ых).

[1)] В Российской Федерации мероприятия по геотехническому мониторингу разрабатывают согласно требованиям СП 25.13330.2020 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».

[2)] Под выправительными работами понимают работы по строительству и эксплуатации гидротехнических сооружений, связанные с регулированием действия речных потоков для обеспечения нормальных условий судоходства или лесосплава, защиты берегов и сооружений от местных подмывов или отложений наносов.

Примечание — В настоящем пункте установлены требования только к определению границ перехода через водную преграду, а не технические требования, влияющие на назначение категорий участков МТ, к конструкции и способам прокладки трубопровода на переходе и др.

10.2.3 Створы переходов через реки выбирают на участках с минимальной шириной заливаемой поймы, а при траншейном способе строительства, кроме того, на устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла. Створ подводного перехода рекомендуется предусматривать под углом 90° к динамической оси потока, но не менее 60°, избегая участков, сложенных скальными грунтами.

10.2.4 Створы переходов через реки при подземном прохождении бестраншейными способами строительства выбирают на участках с минимальной шириной заливаемой поймы с учетом топографических условий в месте перехода, геологических и гидрогеологических условий бурения (проходки); угол пересечения русла рек не нормируется. При этом при пересечении водных преград на участке излучин створ перехода может быть расположен в пределах излучины при условии обеспечения глубины заложения трубопровода (или тоннеля) в соответствии с требованиями 10.2.6.2.

Примечание — Расстояние от створа перехода через реку до излучин при выборе створа перехода в соответствии с условиями настоящего пункта не нормируется.

10.2.5 Выбор створа перехода трубопровода проводят с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема или водотока и их прогнозируемых изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода, а также возможного размещения строительно-монтажных площадок.

10.2.6 Сооружение переходов через водные преграды следует предусматривать с заглублением ниже дна пересекаемых водных преград. Глубину заложения трубопровода до дна устанавливают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

10.2.6.1 При пересечении водных преград траншейным способом проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании должна назначаться не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля предельного размыва русла, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водной преграды. При пересечении водных преград траншейным способом, дно которых сложено скальными породами, величину глубины заложения трубопровода принимают не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водной преграды.

10.2.6.2 При пересечении водных преград с применением ННБ, микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки или другими способами, сочетающими технологии, используемые в вышеуказанных способах, проектная отметка верха трубопровода (тоннеля) назначается не менее чем на 3,0 м ниже прогнозируемого профиля предельного размыва русла, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом срока службы перехода, но не менее 6,0 м от естественных отметок дна водной преграды.

10.2.7 Переходы трубопроводов через реки и каналы предусматривают, как правило, ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, гидротехнических сооружений (не относящихся к объектам магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов и других коммуникаций), пристаней, речных вокзалов, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилищ и мест массового обитания рыб.

При соответствующем обосновании допускается располагать переходы трубопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов, нерестилищ и мест массового обитания рыб.

10.2.8 Минимальные расстояния от объектов, указанных в 10.2.7, до оси трубопроводов на участках переходов трубопроводов через водные преграды следует принимать в соответствии с приведенными в приложении А, как для подземной прокладки.

10.2.9 При пересечении водных преград расстояние между параллельными трубопроводами определяют исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, скважин ННБ, тоннелей, возможности укладки в них трубопроводов.

На многониточном переходе трубопроводов, на котором предусмотрена одновременная прокладка нескольких основных трубопроводов (основных ниток) и одного резервного (резервной нитки), допускается прокладка основных ниток трубопроводов в одной траншее. Расстояние между параллельными нитками, прокладываемыми в одной общей траншее, и ширину траншеи устанавливают при проекти-

ровании исходя из условий производства работ по устройству подводной траншеи и из возможности укладки в нее трубопроводов.

10.2.10 Минимальные расстояния между параллельными трубопроводами, сооружаемыми на пойменных участках перехода трубопровода через водную преграду, принимают такими же, как для трубопроводов, сооружаемых вне перехода.

Примечание — При соответствующем обосновании при проектировании допускается принимать минимальные расстояния между трубопроводами на пойменных участках перехода трубопровода через водную преграду по таблице 7.1.

10.2.11 Характеристики трубопроводов на переходах через водные преграды в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности следует рассчитывать против всплытия в соответствии с требованиями раздела 12.

10.2.12 Ширину подводных траншей по дну назначают с учетом режима водной преграды, методов ее разработки, балластировки трубопровода, необходимости водолазного обследования трубопровода, уложенного в подводную траншею, способа укладки трубопровода и условий прокладки кабеля линии связи данного трубопровода.

10.2.13 Крутизну откосов подводных траншей назначают с учетом необходимости обеспечения устойчивости откосов грунтов в обводненном состоянии и условий производства работ.

10.2.14 Профиль трассы трубопровода принимают с учетом минимального допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа русла водной преграды и его расчетной деформации (предельного профиля размыва русла), геологического строения дна и берегов, необходимой балластировки и способа укладки трубопровода.

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

10.2.16 Защита трубопровода от водной эрозии при пересечении водных преград обеспечивается его заглублением, предусматриваемым в соответствии с 10.2.6.1 и 10.2.6.2.

При соответствующем обосновании предусматривают решения по противоэрозионной защите грунта обратной засыпки траншеи и срезок и по предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, противоэрозионных перемычек, струенаправляющих дамб и т. д.). Параметры инженерной защиты устанавливают в проектной документации.

10.2.17 ЗА, устанавливаемую на переходах трубопроводов через водные преграды по 8.2.2, размещают на отметках не ниже отметок ГВВ обеспеченности 10 % и за пределами участка ледохода.

На берегах горных рек ЗА размещают на отметках не ниже отметок ГВВ обеспеченности 2 %.

Примечание — Допускается размещать ЗА на пойменном участке водной преграды в пределах участка возможного ледохода на отметках выше отметок ледохода. При необходимости, определяемой при проектировании, следует предусматривать дополнительные мероприятия по недопущению воздействия ледохода на объекты МТ (устройство ледозащитных сооружений и др.).

10.2.18 На переходах трубопроводов через водные преграды предусматривают сооружение резервных ниток в соответствии с 10.2.18.1—10.2.18.6.

10.2.18.1 На переходах трубопроводов через водные преграды шириной в межень 75 м и более, сооружение которых предусматривается траншейным способом или над водной преградой в соответствии с разделом 11, предусматривают сооружение резервной нитки. При этом допускается предусматривать прокладку перехода в одну нитку при условии обоснования такого решения при проектировании.

10.2.18.2 Переходы трубопроводов через водные преграды шириной в межень 75 м и более, сооружение которых предусматривается бестраншейными способами, предусматривают в одну нитку. При этом допускается предусматривать сооружение резервной нитки на переходе при условии обоснования такого решения при проектировании.

В границах участка бестраншейной прокладки толщина стенки трубопровода должна приниматься с запасом от рассчитанной в соответствии с данными раздела 12 и толщины стенки на прилегающих участках перехода, не менее:

- 2 мм — для трубопроводов до *DN* 500 включительно;
- 3 мм — для трубопроводов более *DN* 500.

10.2.18.3 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню ГВВ при обеспеченности 10 % и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 календарный дней, а также при пере-

сечении горных рек и соответствующем обосновании (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м и горных рек. При отсутствии информации об уровне ГВВ при обеспеченности 10 % и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 календарных дней допускается использовать данные уровня ГВВ при обеспеченности 50 %.

10.2.18.4 При пересечении несколькими трубопроводами водной преграды шириной 75 м и более допускается сооружение одной общей резервной нитки при обосновании такого решения при проектировании.

10.2.18.5 При необходимости транспортировки по трубопроводу вязких нефти и нефтепродуктов, временное прекращение подачи которых не допускается, допускается предусматривать прокладку трубопроводов через водные преграды шириной менее 75 м в две нитки при обосновании такого решения при проектировании.

10.2.18.6 Допускается при необходимости, определяемой при проектировании, предусматривать резервную нитку с диаметром, отличным от диаметра основной нитки.

10.2.19 Узлы пуска и приема СОД, устанавливаемые на переходах трубопроводов через водные преграды по 8.3, должны быть расположены:

- на отметках не ниже отметок ГВВ обеспеченности 10 % и выше отметок ледохода;
- на переходах горных рек — на отметках не ниже отметок ГВВ обеспеченности 2 %;
- вне пределов водоохранной зоны.

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

10.2.21 Участки трубопроводов в пределах подводной траншеи или заливаемых пойм должны быть рассчитаны на устойчивость положения против всплытия в опорожненном состоянии в соответствии с требованиями раздела 12. Для обеспечения устойчивости положения предусматривают специальные конструкции и устройства для балластировки и закрепления трубопровода (балластирующие устройства, утяжеляющие покрытия, анкеры и др.).

10.2.22 Переходы через водные преграды шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом продольной жесткости труб, обеспечивая закрепление трубопровода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой балластирующих или анкерных устройств.

10.2.23 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при их пересечении МТ должны быть предусмотрены сигнальные знаки в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

10.3 Переходы трубопроводов через болота и заболоченные участки

10.3.1 На болотах и заболоченных участках следует предусматривать подземную прокладку трубопроводов.

Как исключение, при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка).

10.3.2 Болота по характеру передвижения по ним строительной техники разделяют на типы I, II и III в соответствии с ГОСТ 34826.

10.3.3 При соответствующем обосновании при подземной прокладке трубопроводов через болота типов II и III по ГОСТ 34826 длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

10.3.4 Прокладка трубопроводов на болотах, за исключением прокладываемых надземно, предусматривается, как правило, прямолинейно с минимальным количеством поворотов.

В местах поворота применяется упругий изгиб трубопроводов, при этом допускается использование кривых искусственного гнутья при условии укладки трубопровода на минеральное основание и при положительном результате расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода, выполненного в соответствии с разделом 12.

10.3.5 Участки трубопроводов в границах ГВВ не ниже обеспеченности 1 %, прокладываемые через болота и в пределах обводненных участков, должны быть рассчитаны на устойчивость положения против всплытия в опорожненном состоянии в соответствии с разделом 12. Для обеспечения устойчивости положения предусматривают специальные конструкции и устройства для балластировки и закрепления трубопровода (утяжеляющие покрытия, балластирующие или анкерные устройства и др.).

10.3.6 Крутизну откосов и ширину подводных траншей по дну назначают в соответствии с подразделом 10.2.

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

Допускается прокладка трубопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелколесья или соответствующих материалов. Выстилка (материал) должна (должен) быть покрыта (покрыт) слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывают трубопровод.

10.3.8 Размеры насыпи при укладке в ней трубопровода *DN* свыше 700 с расчетным перепадом положительных температур на данном участке определяют расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий.

10.3.9 Высота насыпи должна обеспечивать глубину заложения трубопровода до ее верха не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки.

Ширина насыпи поверху должна назначаться не менее 1,5 *DN* трубопровода, но не менее 1,5 м, величина откосов насыпи — в зависимости от свойств грунта, но не круче 1 : 1,25.

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

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

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

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

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

10.4 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

10.4.1 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги предусматривают в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях, при соответствующем обосновании, в выемках дорог. Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается.

10.4.2 Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°.

При прокладке в стесненных условиях или вдоль действующих коммуникаций допускается угол пересечения трубопровода принимать не менее 60°, а для трубопроводов, прокладка которых предусматривается по территории города или населенного пункта, — до 45° включительно.

10.4.3 Угол пересечения трубопроводов с некатегорийными дорогами (лесные, полевые и т. п.), а также вдольтрассовыми проездами, предназначенными только для обслуживания трубопровода и его инфраструктуры, не нормируется.

10.4.4 Прокладка участков трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги со всеми видами покрытия, за исключением грунтового, песчаного или состоящего из песчано-гравийной смеси, а также щебеночного без связующего, должна быть предусмотрена в защитном футляре или в тоннеле.

Для защитного футляра следует применять трубы с *DN* больше *DN* трубопровода не менее чем на 200 мм. Минимальные размеры проходного сечения тоннеля[1)] должны быть больше *DN* трубопровода на 200 мм.

[1)] Минимальные размеры проходного сечения тоннеля (для прокладки трубопровода) определяют расстояниями между внутренними поверхностями (стенками) обделки, определяемыми по линиям, проходящим через центр поперечного сечения тоннеля.

Требования к прокладке трубопровода на участке защитного футляра или тоннеля представлены в 14.7—14.9.

Концы защитного футляра или тоннеля должны быть выведены на расстояние:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги — от осей крайних путей и от подошвы откоса насыпи — 50 м, но не менее 50 м от бровки откоса выемки и крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва), при наличии;

б) при прокладке трубопровода через автомобильные дороги категорий I и II по ГОСТ 33382 — от бровки земляного полотна 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Концы защитных футляров или тоннелей, устанавливаемых на участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги категорий III, IV и V по ГОСТ 33382, следует выводить на 5 м от бровки земляного полотна.

10.4.5 Глубину заложения трубопровода под железными дорогами общей сети определяют в соответствии с нормативными документами государства — члена ЕАЭС[1)], которая должна быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра или тоннеля, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, — не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа.

Глубину заложения трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, следует принимать не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра или тоннеля, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, — не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

При прокладке трубопроводов под автомобильными дорогами без защитного футляра или тоннеля глубину заложения трубопровода следует принимать не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубопровода, а в выемках и на нулевых отметках — не менее указанного в 9.1.1 от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

Защитный футляр или тоннель на переходе МТ под железными и автомобильными дорогами должен рассчитываться на нагрузки от веса грунта и воздействия от подвижного транспорта.

Характеристики подвижного транспорта (масса и, при необходимости, другие) при выполнении расчетов должны приниматься в соответствии со сведениями, предоставляемыми владельцами пересекаемой железной или автомобильной дороги, а при отсутствии сведений — согласно нормативным документам государства — члена ЕАЭС[2)].

При отсутствии защитного футляра или тоннеля необходимо при расчете трубопровода на прочность и устойчивость учитывать напряжения, возникающие в трубопроводе от веса грунта и от воздействия подвижного транспорта.

При необходимости для снижения нагрузки от подвижного транспорта на автомобильных дорогах можно предусматривать укладку дорожных плит и/или другие технические решения, применение которых обосновано при проектировании.

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

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

10.4.8 Минимальное расстояние по горизонтали в свету до трубопровода, прокладываемого подземно, в местах его перехода через железные дороги общей сети следует принимать:

- от стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог — 20 м;
- труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах — 30 м.

[1)] В Российской Федерации действует СП 227.1326000.2014 «Пересечения железнодорожных линий с линиями транспорта и инженерными сетями».

[2)] В Российской Федерации действуют СП 34.13330.2021 «СНиП 2.05.02-85* Автомобильные дороги», СП 227.1326000.2014 «Пересечения железнодорожных линий с линиями транспорта и инженерными сетями».

11 Надземная прокладка трубопровода

11.1 Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах распространения ММГ, горных выработок, оползней, на неустойчивых грунтах, на участках селей с учетом 9.2.3 и на переходах через естественные и искусственные препятствия. При этом должно быть предусмотрено проведение необходимых дополнительных мероприятий, обеспечивающих надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов, смонтированной арматуры, оборудования.

В каждом конкретном случае надземная прокладка трубопроводов должна иметь технико-экономическое обоснование.

11.2 При надземной прокладке трубопровода необходимость наличия и требуемые теплотехнические свойства теплоизоляционного покрытия трубопровода должны быть определены с учетом теплогидравлических расчетов трубопровода, выполненных с учетом 5.10.

11.3 При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков предусматривают проектные решения по компенсации продольных перемещений. При любых способах компенсации продольных перемещений трубопроводов применяют отводы с учетом 8.1.3. Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом требований раздела 12.

11.4 При прокладке трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия используют несущую способность самого трубопровода. При соответствующем обосновании прокладку трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия предусматривают с размещением трубопровода по траверсам пролетных конструкций (балкам, эстакадам и др.), определяемых при проектировании. В отдельных случаях допускается предусматривать для прокладки трубопроводов мосты.

Величины пролетов трубопровода назначаются в зависимости от принятой схемы прокладки трубопровода с учетом требований раздела 12.

11.5 На участках подземной прокладки трубопровода, прилегающих к участкам надземной прокладки, необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов в местах их выхода из грунта. Для уменьшения величины продольных перемещений в местах выхода трубопроводов из грунта допускается применение подземных компенсирующих устройств, выполняемых за счет поворотов трубопровода вблизи перехода (компенсатора-упора) с целью восприятия продольных перемещений подземного трубопровода на участке, примыкающем к надземному. В местах выхода трубопровода из грунта опоры допускается не устанавливать. При этом в местах выхода трубопровода из грунтов, имеющих недостаточную несущую способность, предусматривают проведение мероприятий по обеспечению его проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.).

11.6 Опоры трубопроводов и применяемые на участках надземной прокладки МТ конструкции, за исключением тепловой изоляции трубопроводов при выполнении 21.4, проектируют из несгораемых материалов.

11.7 При проектировании следует предусматривать применение свайных фундаментов опор МТ, изготовленных в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС[1)], и заполнение внутренней полости сваи[2)] согласно положениям ГОСТ 34826:

- выше глубины сезонного промерзания грунта и в пределах ММГ — бетоном класса не ниже В7.5 или раствором марки не ниже М100;
- ниже глубины сезонного промерзания грунта — бетоном класса прочности не ниже В7.5, раствором марки не ниже М100 или сухой цементно-песчаной смесью.

Допускается заполнение внутренней полости свай альтернативными материалами, предусмотренными ГОСТ 34826.

11.8 При проектировании надземных трубопроводов предусматривают электроизоляцию трубопровода от опор. При этом должно быть предусмотрено обеспечение мер защиты персонала при грозовых разрядах.

[1)] В Российской Федерации для устройства опор МТ применяют сваи, изготовленные из стальных труб по ГОСТ Р 57991—2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки. Общие технические условия».

[2)] В Российской Федерации предусматривается в соответствии с СП 24.13330.2021 «СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты» и СП 25.13330.2020 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».

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

11.10 Высоту прокладки трубопроводов необходимо принимать в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности по 9.5.7—9.5.9, но не менее чем на 0,5 м выше максимального уровня снегового покрова.

Высота прокладки надземных трубопроводов на участках, где предусматривается использование ММГ основания по принципу I, должна быть определена с учетом необходимости сохранения температуры ММГ не выше максимально допустимой температуры, обеспечивающей требуемую несущую способность свайных фундаментов.

При необходимости, должны быть предусмотрены решения по снижению теплового воздействия на ММГ от трубопровода (перекачивающего нефть/нефтепродукты с положительной температурой), в том числе применение опор из теплоизолирующих материалов или с теплоизолирующими вставками.

При прокладке трубопровода на участках ММГ должно предусматриваться выполнение требований 9.5.13.

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

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

- оврагов и балок — не менее 0,5 м до уровня воды при 5 %-ной обеспеченности;
- несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, — не менее 0,2 м до уровня воды при 1 %-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;
- судоходных и сплавных рек — не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и расположению мостов.

Высотные отметки низа трубы или пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливают отдельно в каждом конкретном случае, но должны превышать уровень ГВВ 1 %-ной обеспеченности не менее чем на 1 м.

При проектировании трубопровода над водной преградой должна быть предусмотрена инженерная защита опорных сооружений.

11.13 При прокладке трубопроводов через железные дороги общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов принимается в соответствии с величиной габарита С по ГОСТ 9238.

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

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

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

12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

12.1 Расчетные характеристики материалов

12.1.1 Значение коэффициента условий работы трубопровода m при расчете на прочность, устойчивость и оценке возможности возникновения недопустимых пластических деформаций должно назначаться в зависимости от категории участка трубопровода.

12.1.2 Значение коэффициента надежности по материалу k_1 должно назначаться в зависимости от технологии производства листового проката, труб и объема контроля.

12.1.3 Значение коэффициента надежности по материалу k_2 должно назначаться в зависимости от типа сварного шва трубы и отношения $R^н_2/R^н_1$.

12.1.4 Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений $R^н_1$ и $R^н_2$ принимают равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по стандартам на трубы.

12.1.5 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2, МПа, определяют с учетом коэффициента условий работы трубопровода, коэффициентов надежности по материалу и коэффициента надежности по ответственности трубопровода по формулам:

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

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

где m — коэффициент условий работы трубопровода;

k_1, k_2 — коэффициенты надежности по материалу;

$k_н$ — коэффициент надежности по ответственности трубопровода, назначается в зависимости от *DN* трубопровода.

12.1.6 Численные значения коэффициентов m, k_1, k_2 и $k_н$ — в соответствии с приложением Д.

12.1.7 Основные физические характеристики стали для труб — в соответствии с приложением Д.

12.1.8 Значения характеристик грунтов принимают по данным инженерных изысканий с учетом прогнозирования их свойств в процессе эксплуатации.

12.2 Нагрузки и воздействия

12.2.1 Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания следует принимать в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

12.2.2 При расчете трубопроводов учитывают нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке принимают по приведенным в таблице 12.1.

Таблица 12.1 — Нагрузки и воздействия, учитываемые при расчете трубопроводов

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	–	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	–	1,00
Длительные	Внутреннее давление для участков ЛЧ нефтепроводов от *DN* 700 включ. до *DN* 1200 включ. и участков ЛЧ нефтепродуктопроводов *DN* 700: - от НПС с РП до НПС без РП - от НПС без РП до НПС без РП	+	+	1,15
	Внутреннее давление для участков ЛЧ нефтепроводов от *DN* 700 до *DN* 1200 и участков ЛЧ нефтепродуктопроводов *DN* 700: - от НПС с РП до НПС с РП, работающей постоянно только с подключенным РП; - от НПС без РП до НПС с РП, работающей постоянно только с подключенным РП, а также для всех участков нефтепроводов и нефтепродуктопроводов менее *DN* 700	+	+	1,10

[1)] В Российской Федерации действует СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия».

Окончание таблицы 12.1

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный	
Длительные	Масса продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	–	+	1,40
	Ветровая нагрузка	–	+	1,20
	Гололедная нагрузка	–	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	–	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+	1,00
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 ММГ при оттаивании)	+	+	1,00
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	–	1,05

Примечания

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

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

3 Плотность воды принимают с учетом условий 12.2.10.

4 Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации МТ возможно попадание воздуха в трубопровод или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукта.

12.2.3 Рабочее давление определяют в соответствии с ГОСТ 34563.

12.2.4 Вес транспортируемой(ого) нефти/нефтепродукта в 1 м трубопровода $q_{прод}$, Н/м, определяют по формуле

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

где $\rho_н$ — плотность транспортируемой нефти или нефтепродукта, кг/м^3;

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

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, см.

12.2.5 Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы $q_{лед}$, Н/м, определяют по формуле

$$q_{лед} = 0{,}17 \cdot b \cdot D_н, \quad (5)$$

где b — толщина слоя гололеда, мм, определяемая в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)];

$D_н$ — наружный диаметр трубы, см.

12.2.6 Нормативную снеговую нагрузку $p^н_с$, Н/м^2, на горизонтальную проекцию конструкции надземного трубопровода и примыкающего эксплуатационного мостика определяют в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

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

12.2.7 Нормативный температурный перепад в металле стенок труб принимают равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется статически неопределимая система (сваривают захлесты, приваривают компенсаторы, проводят засыпку трубопровода и т. п., т. е. когда фиксируют трубопровод). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания следует определять раздельно для участков трубопровода, относящихся к разным категориям.

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

Принятые в расчете максимальная и минимальная значения температуры, при которых фиксируют расчетную схему трубопровода максимально и минимально допустимую температуру продукта на выходе из НПС должны указывать в проектной документации.

12.2.9 При расчете трубопровода на прочность, устойчивость и при выборе типа изоляции учитывают температуру нефти и нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортировки продукта.

12.2.10 Выталкивающая сила воды $q_в$, Н/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода при отсутствии течения воды, определяют по формуле

$$q_в = \frac{\pi}{4} \cdot D^2_{н.и} \cdot \gamma_в \cdot g, \quad (6)$$

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

$\gamma_в$ — плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м^3.

Примечание — При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластическое состояние, при определении выталкивающей силы вместо плотности воды принимают плотность разжиженного грунта, определяемую с учетом данных изысканий.

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

$$q_{вет} = (q^с_н + q^д_н) \cdot D_{н.и}, \quad (7)$$

где $q^с_н$ — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки, Н/м^2, определяемое в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[2)];

$q^д_н$ — нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, Н/м^2, определяемое в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[3)];

[1)] В Российской Федерации принимают согласно СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия».

[2)] На территории Российской Федерации определяется согласно СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия».

[3)] На территории Российской Федерации определяется согласно СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия», как для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью.

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

12.2.13 Надземные трубопроводы, подвергающиеся очистке полости и внутритрубному диагностированию с пропуском СОД, дополнительно рассчитывают на динамические воздействия СОД.

12.2.14 Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных трубопроводов назначается в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

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

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

12.3 Определение толщины стенки трубопроводов

12.3.1 Расчетную толщину стенки трубопровода δ, см, определяют по формуле

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_н}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (8)$$

где n — коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 12.1;

p — рабочее (нормативное) давление, МПа.

12.3.2 Толщину стенки труб, определенную по формуле (8), принимают не менее 1/100 *DN.*

При этом толщина стенки труб должна быть не менее:

- 3 мм — для труб *DN* 200 и менее;
- 4 мм — для труб более *DN* 200;
- 12 мм — для труб *DN* 1000 и более[2)].

Толщина стенки должна удовлетворять условию, при котором значение давления, определяемое в соответствии с 21.2.14, было не менее значения рабочего давления.

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

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

12.4.1 Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы проверяют на прочность, возможность возникновения недопустимых пластических деформаций, общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

12.4.2 Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении проводят по условию

$$|\sigma_{прN}| \le \psi_1 \cdot R_1, \quad (9)$$

где $\sigma_{прN}$ — продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, определяемое согласно приложению Д, МПа;

ψ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$) определяемый по формуле

[1)] На территории Российской Федерации назначается согласно СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

[2)] Толщина стенки труб для МТ *DN* 1000 и более должна приниматься не менее 12 мм с учетом уровня ответственности, связанного с объемом экономических, социальных и экологических последствий в случае его разрушения.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (10)$$

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н}, \quad (11)$$

где $\delta_н$ — номинальная толщина стенки трубы, см.

12.4.3 Продольные осевые напряжения $\sigma_{прN}$, МПа, определяют от расчетных нагрузок и воздействий. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

Определение продольных осевых напряжений для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта — в соответствии с приложением Д.

Определение дополнительных продольных осевых растягивающих напряжений, вызываемых горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, — в соответствии с приложением Д.

12.4.4 Проверку на возможность возникновения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов необходимо проводить по условиям:

$$\left|\sigma^н_{пр}\right| \le \psi_2 \cdot \frac{m}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R^н_2; \quad (12)$$

$$\sigma^н_{кц} \le \frac{m}{0{,}9 \cdot k_н} R^н_2, \quad (13)$$

где $\sigma^н_{пр}$ — максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода, определяемые в соответствии с правилами строительной механики согласно приложению Д, МПа. При определении жесткости и напряженного состояния отвода учитывают условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления;

ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma^н_{пр} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma^н_{пр} < 0$) определяемый по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R^н_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{m}{0{,}9k_н}R^н_2}, \quad (14)$$

где $\sigma^н_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma^н_{кц} = \frac{pD_{вн}}{2\delta_н}. \quad (15)$$

Увеличение толщины стенки для выполнения условий формулы (12) и формулы (13) должно быть технико-экономически обосновано с учетом конструктивных решений, температуры транспортируемого продукта и температуры фиксации статически неопределимой системы.

12.4.5 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении должна быть выполнена в плоскости наименьшей жесткости системы с учетом значения коэффициента условий работы трубопровода.

Условие проверки общей устойчивости трубопровода в продольном направлении — в соответствии с приложением Д.

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

Продольная устойчивость подземных трубопроводов проверяется для криволинейных участков в плоскости изгиба трубопровода. Продольная устойчивость подземных трубопроводов на прямолинейных участках проверяется исходя из предположения, что в вертикальной плоскости трубопровод упруго изогнут с радиусом изгиба 5000 *DN*.

12.4.7 Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода *S* определяется от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики согласно приведенным в приложении Д.

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

$$Q_{акт} \le \frac{1}{k_{н.в}} \cdot Q_{пас}, \quad (16)$$

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

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

$k_{н.в}$ — коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, для участков перехода, принимаемый в соответствии с таблицей 12.2.

Таблица 12.2 — Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия для участков перехода

Участок перехода	Значение коэффициента
Через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ обеспеченности 1 %	1,05
Русловые через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10
Русловые через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки	1,15
Нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, для которых возможно их опорожнение и замещение продукта воздухом	1,03

Расчет балластировки для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов — в соответствии с приложением Д.

12.4.9 Вес засыпки трубопроводов на русловых участках переходов через реки и водохранилища при расчете балластировки трубопроводов не учитывают, при этом при проверке продольной устойчивости трубопровода как сжатого стержня допускается учитывать[1)] вес грунта засыпки толщиной 1,0 м. При проверке продольной устойчивости трубопроводов как сжатого стержня на обводненных участках удерживающую способность грунта учитывают.

12.4.10 Расчетную несущую способность анкерного устройства $Б_{анк}$, Н, определяют по формуле

$$Б_{анк} = z \cdot m_{анк} \cdot P_{анк}, \quad (17)$$

где z — количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$m_{анк}$ — коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 1,0 при z, равном 1,0, или при z, более или равном 2,0, и $D_н/D_{анк}$, более или равным 3,0, а при z, более или равном 2, и $D_н/D_{акн}$, более или равным 1,0 и менее или равным 3,0, определяемый по формуле

$$m_{анк} = 0{,}25 \cdot \left(1 + \frac{D_н}{D_{анк}}\right), \quad (18)$$

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

$$P_{анк} = \frac{Ф_{анк}}{k_н}, \quad (19)$$

[1)] При обязательном соблюдении требований 10.2.6.1.

где $Ф_{анк}$ — несущая способность анкера, Н, определяемая расчетом или по результатам полевых испытаний согласно требованиям нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)];

$k_н$ — коэффициент надежности анкера, принимаемый равным 1,4, если несущая способность анкера определена расчетом, или 1,25, если несущая способность анкера определена результатом полевых испытаний статической нагрузкой;

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

12.5 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

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

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

$$|\sigma_{пр}| \le \psi_3 \cdot R_2, \tag{20}$$

где $\sigma_{пр}$ — максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые согласно 12.5.3;

ψ_3 — коэффициент, учитывающий двуосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$), определяемый по формуле (с учетом примечаний к 12.5.3)

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_2}, \tag{21}$$

R_2 — расчетное сопротивление, МПа, определяемое по формуле (3). При расчете на усталость (динамическое воздействие ветра) значение R_2 понижают умножением на коэффициент, определяемый в соответствии с требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[2)].

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

от расчетных нагрузок и воздействий

$$|\sigma_{прN}| \le \psi_3 R_2; \tag{22}$$

$$\left|\sigma_{прM}\right| \le 0{,}635 \cdot R_2 \cdot (1 + \psi_3) \cdot \sin\frac{\left(\sigma_{прN} + \psi_3 \cdot R_2\right) \cdot \pi}{(1 + \psi_3) \cdot R_2}; \tag{23}$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma^н_{пр} \le \psi_3 \cdot \frac{m}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R^н_2, \tag{24}$$

где $\sigma_{прM}$ — абсолютное значение максимальных изгибных напряжений, МПа, от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений).

Примечания

1 Если расчетное сопротивление $R_2 > R_1$, то в формулах (22), (23) вместо R_2 принимают R_1.

2 Для надземных бескомпенсаторных переходов при количестве пролетов не более четырех допускается при расчете по формулам (20), (22) и (23) вместо ψ_3 принимать ψ_2.

12.5.4 Продольные усилия и изгибающие моменты в балочных, шпренгельных, висячих и арочных надземных трубопроводах определяют в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривают как стержень (прямолинейный или криволинейный).

---

1) В Российской Федерации действует СП 24.13330.2021 «СНиП 2.02.03-85* Свайные фундаменты».

2) В Российской Федерации действует СП 16.13330.2017 «СНиП II-23-81* Стальные конструкции».

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

12.5.5 При определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных трубопроводах учитывают изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода. Изгибающие моменты в бескомпенсаторных переходах трубопроводов необходимо определять с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных трубопроводов должен быть выполнен с учетом перемещений трубопровода на примыкающих подземных участках трубопроводов.

12.5.6 Балочные системы надземных трубопроводов следует рассчитывать с учетом трения на опорах, при этом принимают меньшее или большее из возможных значений коэффициента трения в зависимости от того, что опаснее для данного расчетного случая.

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

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

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

12.5.9 Расчет оснований, фундаментов и непосредственно опор проводят по потере несущей способности (прочности и устойчивости положения) или непригодности к нормальной эксплуатации, связанной с разрушением их элементов или недопустимо большими деформациями опор, опорных частей, элементов пролетных строений или трубопровода.

12.5.10 Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части рассчитывают на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

При расчете опор учитывают глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (пучение и просадку), 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 от других условий.

12.5.11 Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и изменений длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, должны быть определены в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации продольных деформаций трубопроводов с учетом сопротивлений перемещениям трубопровода на опорах.

На уклонах местности и участках со слабонесущими грунтами применяют системы прокладок надземных трубопроводов с неподвижными опорами, испытывающими минимальные нагрузки, например прокладку змейкой с неподвижными опорами, расположенными в вершинах звеньев по одну сторону от воздушной оси трассы.

12.5.12 Нагрузки на неподвижные («мертвые») опоры надземных балочных систем трубопроводов принимают равными сумме усилий, передаваемых на опору от примыкающих участков трубопровода, если эти усилия направлены в одну сторону, и разности усилий, если эти усилия направлены в разные стороны. В последнем случае меньшую из нагрузок принимают с коэффициентом, равным 0,8.

12.5.13 Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры балочных надземных систем трубопроводов рассчитывают на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопровода к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на неподвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения.

В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, принимают равным 0,01 значения максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

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

12.6 Компенсаторы

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

$$\sigma_{комп} + |\sigma_M| \le R_2 - 0{,}5 \cdot \sigma_{кц}, \quad (25)$$

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

σ_M — дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые согласно общим правилам строительной механики с учетом изменения жесткости отвода.

Примечание — При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на ЛЧ МТ), допускается в формуле (25) вместо расчетного сопротивления R_2 принимать нормативное сопротивление $R_2^н$.

12.6.2 Значение расчетных продольных напряжений в компенсаторе $\sigma_{комп}$ определяют по правилам строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода $k_ж$ и коэффициента увеличения продольных напряжений $m_к$.

Расчет продольных напряжений для П-, Z- и Г-образных компенсаторов — в соответствии с приложением Д.

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

$$k_ж = \frac{\lambda_к}{1{,}65}; \quad (26)$$

$$m_к = \frac{0{,}9}{\lambda_к^{2/3}}; \quad (27)$$

$$\lambda_к = \frac{\delta_н \cdot \rho_к}{r_c^2}, \quad (28)$$

где $\rho_к$ — радиус изгиба оси отвода, см;

r_c — средний радиус отвода, см;

$\lambda_к$ — коэффициент кривой трубы.

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

12.6.5 С целью уменьшения размеров компенсаторов применяется их предварительная растяжка или сжатие, при этом на чертежах следует указывать значения растяжки или сжатия в зависимости от температуры, при которой проводят сварку замыкающих стыков.

12.7 Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах

12.7.1 Трубопроводы, прокладываемые в сейсмических районах, независимо от вида прокладки (подземной, наземной или надземной) рассчитывают на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий, определяемых требованиями нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

[1)] В Российской Федерации определяют согласно СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

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

- на условные статические нагрузки, определяемые с учетом сейсмического воздействия. При этом предельные состояния принимают как для трубопроводов, прокладываемых вне сейсмических районов;
- сейсмические воздействия, получаемые на основании анализа записей сейсмометрических станций (в виде акселерограмм, велосиграмм, сейсмограмм), ранее имевших место землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. Значения принимаемых максимальных расчетных ускорений по акселерограммам должны быть не менее указанных в таблице 12.3.

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

Таблица 12.3 — Максимальные расчетные ускорения

Сила землетрясения, балл	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение a_c, см/с^2	100	200	400	800
Примечание — Балл по шкале сейсмической интенсивности MSK-64 [3].				

12.7.3 Расчет надземных трубопроводов на опорах выполняют на действие сейсмических сил, направленных:

- вдоль оси трубопровода, при этом определяют значения напряжений в трубопроводе, а также проводят проверку конструкций опор на действие горизонтальных сейсмических нагрузок;
- по нормали к продольной оси трубопровода (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), при этом определяют значения смещений трубопровода, достаточность длины ригелей, при которой не произойдет сброса трубопровода с опоры, и значения дополнительных напряжений в трубопроводе, а также проверяют конструкции опор на действие горизонтальных и вертикальных сейсмических нагрузок.

Дополнительно необходимо проводить поверочный расчет трубопровода на нагрузки, возникающие при взаимном смещении опор.

Сейсмические нагрузки на надземные трубопроводы определяют согласно требованиям нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

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

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

12.7.5 Напряжение в прямолинейных подземных или наземных (в насыпи) трубопроводах $\sigma_{прN}$, МПа, от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода, определяют по формуле

$$\sigma_{прN} = \frac{\pm 0{,}04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_п \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0}{c_р}, \quad (29)$$

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

k_0 — коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода и определяемый по 12.7.7;

$k_п$ — коэффициент повторяемости землетрясений, определяемый по 12.7.8;

a_c — сейсмическое ускорение, см/с^2, определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования с учетом 12.7.2;

E_0 — модуль упругости, МПа;

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

[1)] В Российской Федерации определяют согласно СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

$c_р$ — скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, см/с, в грунтовом массиве, определяемая при инженерных изысканиях; на стадии разработки проектной документации допускается принимать согласно данным, приведенным в таблице 12.4.

Таблица 12.4 — Скорость распространения продольной сейсмической волны

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны $c_р$, км/с	Коэффициент защемления трубопровода в грунте m_0
1 Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и др., кроме водонасыщенных	0,12	0,50
2 Песчаные маловлажные	0,15	0,50
3 Песчаные средней влажности	0,25	0,45
4 Песчаные водонасыщенные	0,35	0,45
5 Супеси и суглинки	0,30	0,60
6 Глинистые влажные, пластичные	0,50	0,35
7 Глинистые, полутвердые и твердые	2,00	0,70
8 Лесс и лессовидные	0,40	0,50
9 Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и др., кроме водонасыщенных	0,12	0,50
10 Песчаные маловлажные	0,15	0,50
11 Песчаные средней влажности	0,25	0,45
12 Песчаные водонасыщенные	0,35	0,45
13 Супеси и суглинки	0,30	0,60
14 Глинистые влажные, пластичные	0,50	0,35
15 Глинистые, полутвердые и твердые	2,00	0,70
16 Лесс и лессовидные	0,40	0,50
17 Торф	0,10	0,20
18 Низкотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	2,20	1,00
19 Высокотемпературные мерзлые грунты (песчаные, глинистые, насыпные)	1,50	1,00
20 Гравий, щебень и галечник	1,10	См. примечание 2
21 Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильновыветренные)	1,50	См. примечание 2
22 Скальные породы (монолитные)	2,20	—
Примечания 1 В настоящей таблице приведены наименьшие значения $c_р$, которые уточняются при инженерных изысканиях. 2 Значения коэффициента защемления трубопровода в грунте m_0 принимают по грунту засыпки.		

12.7.6 Коэффициент защемления трубопровода в грунте m_0 определяют на основании материалов инженерных изысканий. Для предварительных расчетов его допускается принимать по данным, приведенным в таблице 12.4.

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

12.7.7 Коэффициент k_0, учитывающий степень ответственности трубопровода, зависит от характеристики трубопровода и определяется по таблице 12.5.

Таблица 12.5 — Коэффициент, учитывающий степень ответственности трубопровода

Характеристика трубопровода	Значение коэффициента k_0
1 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы от *DN* 1000 включительно до *DN* 1200 включительно. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы любого диаметра, обеспечивающие функционирование особо ответственных объектов. Переходы трубопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу в межень 25 м и более	1,5*
2 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы от *DN* 500 включительно до *DN* 800 включительно	1,2
3 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы менее *DN* 500	1,0
* При сейсмичности площадки 9 баллов по шкале сейсмической интенсивности MSK-64 [3] и выше коэффициент k_0 для трубопроводов, указанных в пункте 1, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.	

12.7.8 Повторяемость сейсмических воздействий принимают по картам сейсмического районирования территории согласно требованиям нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

Значения коэффициента повторяемости землетрясений $k_п$ — в соответствии с приложением Д.

12.7.9 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия выполняют согласно требованиям нормативных документов, действующих на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

12.8 Соединительные детали трубопроводов

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

$$\delta_д = \frac{n \cdot p \cdot D_д}{2 \cdot \left(R_{1(д)} + n \cdot p\right)} \cdot \eta_B, \tag{30}$$

где $D_д$ — наружный диаметр соединительной детали, см;

η_B — коэффициент несущей способности деталей, который следует принимать:

- для штампованных отводов — по таблице 12.6;
- тройников — по приложению Е;
- конических переходников с углом наклона образующей $\gamma < 12°$ и выпуклых днищ $\eta_B = 1$;

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

Толщину стенки основной трубы тройника δ_M, см, определяют так же, как и $\delta_д$, по формуле (30); толщину стенки ответвления δ_0, см, — по формуле

$$\delta_0 = \delta_M \frac{R_{1(M)}}{R_{1(O)}} \cdot \frac{D_0}{D_M}, \tag{31}$$

где $R_{1(O)}$, $R_{1(M)}$ — расчетные сопротивления материала ответвления и магистрали тройника, МПа;

D_0 — наружный диаметр ответвления тройника, см;

D_M — наружный диаметр основной трубы тройника, см.

Примечание — Толщину стенки переходников следует рассчитывать по большему диаметру.

Толщину стенки после расточки концов соединительных деталей под сварку трубопроводом $\delta_{к.д}$, см (толщина свариваемой кромки), определяют исходя из условия

$$\delta_{к.д} \geq \frac{n \cdot p \cdot D_д}{2 \cdot \left(R_{1(д)} + n \cdot p\right)}, \tag{32}$$

[1)] В Российской Федерации определяют согласно СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

Таблица 12.6 — Коэффициент несущей способности детали для штампованных отводов

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

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

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2 + 3 \cdot \sigma_{кр}^2)^{1/2} \le R_2^н, \quad (33)$$

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

13 Охрана окружающей среды

13.1 Проектирование новых и реконструируемых МТ должно быть выполнено в соответствии с нормативными документами государств — членов ЕАЭС в области охраны окружающей среды и межгосударственных соглашений.

13.2 При проектировании МТ следует учитывать все факторы и виды воздействия на окружающую среду, а также нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду. При этом должно быть предусмотрено проведение мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду, по предупреждению и устранению ее загрязнения, по рекультивации нарушенных и загрязненных земель, должны быть применены безопасные способы размещения отходов производства и потребления, а также ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и наиболее совершенные существующие технологии.

13.3 Мероприятия по охране окружающей среды и экологическое обоснование выбора решений по строительству и эксплуатации МТ предусматриваются в рамках самостоятельных разделов в составе проектной документации.

13.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха разрабатывают на основе расчетов выбросов от источников загрязнения атмосферного воздуха для того, чтобы обеспечить непревышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами.

13.5 Проектируемые мероприятия по обращению с отходами и их удалению следует проводить в соответствии с нормативными документами, современными методами и технологиями утилизации производственных и коммунальных отходов, исключающими их долговременное накопление на строительных площадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

13.6 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод должны быть направлены на рациональное использование и охрану вод и водных биоресурсов на пересекаемых водных объектах и используемых в качестве источника водоснабжения.

13.7 Принимаемые технические решения должны полностью исключить утечки из трубопровода при его нормальной эксплуатации.

13.8 Обустройство мест хранения горюче-смазочных веществ, компонентов буровых растворов, шламов и других производственных площадок должно быть запроектировано таким образом, чтобы исключить попадание загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды.

13.9 С целью уменьшения негативного воздействия на земельные ресурсы все строительно-монтажные работы проводят исключительно в пределах полосы отвода при наличии всех необходимых и утвержденных разрешительных документов.

13.10 Все нарушенные в ходе хозяйственной деятельности земли должны быть рекультивированы.

13.11 Мероприятия для защиты объектов животного мира в местах строительства и эксплуатации МТ должны исключать: нарушения путей массовой миграции объектов животного мира; их попадание в водозаборные сооружения, объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт; столкновение с проводами.

13.12 При установлении сроков строительства должны быть учтены ограничения на проведение строительных работ в периоды массовой миграции объектов животного мира, в местах их размножения и линьки, выкармливания молодняка, нереста, нагула и ската молоди рыбы.

13.13 При пересечении водных объектов рыбохозяйственного назначения и при их использовании в качестве источника водоснабжения должны быть предусмотрены рыбоохранные и компенсационные мероприятия в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

13.14 Производственный экологический контроль (мониторинг) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации ЛЧ МТ, а также при авариях на ее отдельных участках и программа специальных наблюдений на участках, подверженных опасным природным воздействиям, должны включать в себя мониторинг за состоянием атмосферы, водных объектов, почвенного покрова, а также биологический мониторинг, мониторинг состояния геологической среды, эрозионных процессов, процессов подтопления и заболачивания на разных стадиях жизненного цикла производственного объекта.

14 Защита трубопроводов от коррозии

14.1 Защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки должна быть осуществлена комплексно: защитными покрытиями и средствами ЭХЗ.

14.2 При проектировании средств защиты стальных трубопроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) от подземной и атмосферной коррозии руководствуются положениями ГОСТ 31448, ГОСТ 9.602, других стандартов в области ЭХЗ и защиты от коррозии МТ, действующих на территории государств — членов ЕАЭС[1)].

14.3 При сооружении ЛЧ МТ для труб, соединительных деталей трубопровода, ЗА и другого оборудования рекомендуется применять защитные покрытия заводского нанесения.

14.4 В качестве защитного покрытия зоны сварных стыков следует использовать термоусаживающиеся манжеты на основе полиэтилена и полипропилена, жидкие материалы на основе эпоксидов, термореактивных материалов.

14.5 Защита трубопроводов от атмосферной коррозии должна быть осуществлена атмосферостойкими покрытиями заводского и/или трассового нанесения.

14.6 Допускается применение не указанных в разделе защитных покрытий, обеспечивающих защиту трубопровода от подземной и атмосферной коррозии, использование которых обосновано при проектировании.

14.7 На участках прокладки рабочего трубопровода в защитных футлярах или тоннелях должны быть предусмотрены решения, обеспечивающие сохранность защитного покрытия трубопровода при монтаже и эксплуатации:

- опорно-направляющие кольца (с опорами скольжения или роликами);
- защитные футеровочные материалы;
- предварительная прокладка в защитный футляр, тоннель полиэтиленового трубопровода, для последующей укладки в него рабочего трубопровода;
- наличие на внутренней поверхности защитного футляра, тоннеля материала, способствующего скольжению трубопровода, имеющего защитное покрытие.

Примечания

1 В проектной документации предусматривается одно из указанных решений. При соответствующем обосновании возможно применение нескольких из указанных решений одновременно.

2 Допускается применение обоснованных при проектировании не указанных в настоящем пункте решений, обеспечивающих сохранность защитного покрытия и теплоизоляционного покрытия трубопровода при монтаже и эксплуатации.

3 Под рабочим трубопроводом понимается трубопровод для перекачки нефти или нефтепродукта при его размещении в других трубопроводах (защитных футлярах и т. п.).

4 Диаметр и толщину стенки полиэтиленового трубопровода следует определять исходя из условия обеспечения минимальной разности внутреннего диаметра защитного футляра или тоннеля и диаметра (внешнего) полиэтиленового трубопровода 100 мм, внутреннего диаметра полиэтиленового трубопровода и диаметра (внешнего с учетом толщины защитного покрытия и теплоизоляционного покрытия) рабочего трубопровода 100 мм. Допускается уменьшение указанных значений до 50 мм при условии, что их сумма составляет не менее 150 мм.

[1)] В Российской Федерации также руководствуются положениями ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», ГОСТ Р ИСО 21809-2—2013 «Трубы с наружным покрытием для подземных и подводных трубопроводов, используемых в транспортных системах нефтяной и газовой промышленности. Часть 2. Трубы с эпоксидным покрытием. Технические условия».

14.8 При проектировании должна быть предусмотрена защита пространства между защитным футляром, тоннелем и трубопроводом (манжета и др.) от попадания грунта и воды.

14.9 При прокладке трубопровода на опорах между трубой и ложементом опоры следует использовать защитные прокладки (материалы, покрытия, мастики) для обеспечения сохранности защитного покрытия и теплоизоляционного покрытия.

14.10 ЭХЗ ЛЧ МТ должна обеспечивать непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода и его защитных футляров на участках подземной и наземной прокладки.

15 Телемеханизация технологических процессов линейной части магистрального трубопровода

15.1 Общие положения

15.1.1 Система телемеханизации технологических процессов (далее — система телемеханизации) ЛЧ МТ должна быть создана для централизованного контроля технологических параметров и управления технологическим оборудованием ЛЧ МТ по командам диспетчера с целью обеспечения безопасной транспортировки нефти/нефтепродуктов.

15.1.2 ШТМ следует размещать в помещениях или БК ПКУ.

15.1.3 Режим функционирования системы телемеханизации ЛЧ МТ должен быть непрерывным.

15.1.4 Телемеханизация узлов пуска, пропуска, приема СОД (за исключением узлов подключения НПС) должна быть выполнена в составе системы телемеханизации ЛЧ МТ.

15.1.5 Автоматизация узлов подключения НПС должна быть выполнена в составе системы автоматизации НПС.

15.1.6 При разработке технических решений по системе телемеханизации следует учитывать требования стандартов и рекомендаций в области информационной безопасности в рамках реализации цифровой повестки ЕАЭС.

15.2 Запорная арматура

15.2.1 Схема управления ЗА, установленной на ЛЧ МТ, за исключением ЗА, указанной в 21.4.3, должна быть выполнена таким образом, чтобы обеспечить возможность дистанционного и местного управления. Для обеспечения защиты от самопроизвольного движения ЗА и несанкционированного управления следует применять электроприводы ЗА с внешней пусковой аппаратурой, установленной в ПКУ.

15.2.2 Ключ выбора режима управления ЗА должен находиться в ШТМ (в шкафу УСО МПСА НПС на узле подключения НПС) и обеспечивать переключение следующих режимов:

- «дистанционное управление»;
- «местное управление»;
- «отключено».

Допускается располагать ключ выбора режима управления ЗА в отдельном шкафу управления ЗА, размещенном в ПКУ.

В положении режима ключа «отключено» схема управления должна быть обесточена. В положении режима ключа «местное управление» разрешено управление от кнопок местного управления: «открыть», «закрыть», «остановить», и не принимаются команды дистанционного управления: «открыть», «закрыть, «остановить» от контроллера ЛТМ (МПСА НПС). В положении режима ключа «дистанционное управление» разрешено управление от контроллера ЛТМ (МПСА НПС) от кнопок: «открыть», «закрыть, «остановить» и заблокировано управление от кнопок местного управления: «открыть», «закрыть», «остановить».

15.3 Оснащение контрольно-измерительными приборами

15.3.1 По обе стороны от УЗА (кроме обратных затворов) следует устанавливать СИ давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.2 После УЗА следует устанавливать сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце после УЗА).

15.3.3 На выходе узла пуска СОД должны быть установлены СИ давления (при подземной прокладке МТ устанавливают в колодце).

15.3.4 На камере пуска СОД следует устанавливать СИ давления, сигнализатор прохождения СОД, сигнализатор контроля герметичности камеры.

15.3.5 На узле пуска СОД, являющемся узлом подключения НПС, между последней задвижкой на линии отвода от НПС к ЛЧ МТ и последним тройником должно быть установлено СИ температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.6 На выходе узла пуска СОД следует устанавливать сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.7 На входе и выходе узла пропуска СОД следует устанавливать СИ давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.8 На выходе узла пропуска СОД должен быть установлен сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.9 На узле пропуска СОД после первой задвижки следует устанавливать сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.10 На узле пропуска СОД между первым тройником и задвижкой на линии отвода от ЛЧ МТ к НПС должно быть установлено СИ температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.11 На узле пропуска СОД между последней задвижкой на линии отвода от НПС к ЛЧ МТ и последним тройником следует устанавливать СИ температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.12 На входе узла приема СОД должны быть установлены СИ давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.13 На камере приема СОД следует устанавливать СИ давления, сигнализатор прохождения СОД, сигнализатор контроля герметичности камеры.

15.3.14 На узле приема СОД, являющимся узлом подключения НПС, между первым тройником и первой задвижкой на линии отвода от ЛЧ МТ к НПС должно быть установлено СИ температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.15 На емкостях узлов пуска и приема СОД следует устанавливать СИ уровня. Насосы емкостей должны быть оборудованы КИП в соответствии с требованиями завода — изготовителя насоса.

15.3.16 Над приямком сбора поверхностных сточных вод внутри обвалования узлов пуска и приема СОД следует устанавливать сигнализатор уровня, сигнализирующий о затоплении площадки при подъеме уровня воды или нефти/нефтепродуктов на 0,2 м выше отметки поверхности земли.

15.3.17 Над приямком сбора поверхностных сточных вод внутри обвалования узлов пуска и приема СОД резервных ниток подводных переходов МТ, установленных на расстоянии менее 1 км от уреза воды, должен быть установлен дублирующий сигнализатор затопления площадки узлов приема и пуска СОД.

15.3.18 В колодцах отбора давления, врезных СИ температуры нефти/нефтепродуктов следует устанавливать сигнализаторы затопления колодцев.

15.3.19 Установка стационарных датчиков контроля загазованности на ЛЧ МТ (УЗА, узлы пуска, пропуска, приема СОД, узлы подключения НПС и др.), а также в колодцах не требуется.

Примечание — Контроль загазованности (воздушной среды) при проведении работ на ЛЧ МТ выполняют переносным газоанализатором и индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

15.4 Прокладка кабелей контроля и управления

15.4.1 Прокладка кабелей от БК ПКУ до площадок УЗА, узлов пуска, пропуска, приема СОД, узлов подключения НПС и др. должна быть выполнена по эстакаде или надземным кабельным конструкциям. Прокладка кабельной продукции в земле допускается по заданиям заказчика в соответствии с требованиями стандартов и правил, действующих на территории государства — члена ЕАЭС.

15.4.2 Все контрольные кабели от исполнительных механизмов до систем автоматизации и телемеханизации, в том числе на участке между исполнительным механизмом и ЩСУ (или другим помещением, в котором располагается коммутационная аппаратура), должны быть экранированные.

16 Система обнаружения утечек

16.1 Все технологические участки МТ должны быть оснащены СОУ. В рамках реконструкции участка действующего МТ, не оснащенного СОУ, допускается не оснащать СОУ этот участок реконструкции МТ до оснащения СОУ всего технологического участка.

16.2 СОУ должна обеспечивать непрерывный мониторинг герметичности ЛЧ МТ в пределах технологического участка.

16.3 Для обеспечения работы СОУ, построенной на базе гидродинамической модели, должен быть предусмотрен следующий минимально необходимый объем оснащения ЛЧ МТ СИ расхода:

- на ЛЧ МТ до или после узла подключения НПС без РП;
- ЛЧ МТ до и после узла подключения НПС с РП;
- подводящем трубопроводе путевой(ого) подкачки/отбора;
- трубопроводе лупинга (в начале или конце).

На ЛЧ следует устанавливать СИ расхода, конструкция которых обеспечивает беспрепятственное движение СОД. На тех трубопроводах, где не осуществляется пропуск СОД, допускается установка фланцевых неполнопроходных расходомеров.

Места установки СИ расхода следует определять исходя из условий сохранения функции измерения расхода во всех режимах работы МТ, в том числе при неработающей НПС.

16.4 При указании в задании на проектирование технологический участок МТ может быть оснащен дополнительной СОУ, основанной на иных принципах обнаружения утечек, отличных от принципов, в которых использованы гидродинамические модели.

17 Автоматическая защита линейной части магистрального трубопровода

17.1 Вновь проектируемый технологический участок МТ должен быть оснащен системой автоматизации технологического участка МТ, обеспечивающей автоматическую защиту контролируемого технологического участка МТ, в том числе от повышения давления в трубопроводе выше заданных значений, посредством автоматического перевода технологического участка МТ в безопасное состояние при достижении контролируемыми параметрами аварийных значений.

17.2 Реконструируемый технологический участок МТ допускается оснащать системой автоматизации технологического участка МТ в случае повышения рабочих давлений на ЛЧ или на выходе НПС свыше допустимых значений, предусмотренных в проектной документации.

17.3 Не допускается оснащение отдельного участка МТ, не являющегося технологическим участком МТ, системой автоматизации технологического участка МТ.

18 Сети связи магистральных трубопроводов

18.1 В составе МТ предусмотрены линии технологической связи, которые служат для централизованного управления работой трубопроводов. Требования к топологии сетей связи, технологиям и средствам связи, применяемым для создания сетей связи, а также принципы их построения устанавливаются предприятиями магистрального трубопроводного транспорта.

18.2 Система связи должна обеспечивать организацию технологических сетей связи для функционирования АСУТП МТ и АСУП МТ.

18.3 Связь вдоль трассы МТ обеспечивают путем строительства кабельных, радиорелейных, спутниковых и иных линий связи по заданиям заказчика с учетом схемы размещения объектов МТ. Узлы связи рекомендуется размещать на территории площадочных объектов МТ. Сооружения ЛЧ МТ следует подключать к вдольтрассовым линиям связи.

18.4 Оборудование связи сооружений ЛЧ МТ должно быть автоматизировано и размещаться в помещениях или БК ПКУ, БК связи, климатических шкафах.

18.5 Промежуточные станции радиорелейной линии связи размещают вдоль трубопровода в местах, обеспечивающих нормальную работу оборудования связи, соблюдение требований прямой видимости, удобство строительства и эксплуатации линии связи и по возможности вблизи к УЗА. При этом расстояния от мачты (башни) и сооружения радиорелейной линии технологической связи, а также СПРС должны быть не менее 15 м до оси трубопровода независимо от его диаметра.

18.6 Прокладка кабельных линий связи должна быть предусмотрена в грунте или путем подвеса на опорах отдельных ВЛ или совместно с ВЛ попутного направления.

При прокладке кабельной линии связи в грунте на участках параллельного прохождения с ЛЧ МТ размещение кабельной линии связи должно быть предусмотрено на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода *DN* 500 или менее и не менее 9 м от оси трубопровода свыше *DN* 500, при этом:

- на участках государственного лесного фонда, в стесненных условиях допускается уменьшать расстояние от кабеля связи до оси трубопровода до 6 м независимо от диаметра трубопровода;

- при прокладке в горных районах размещение кабеля связи следует предусматривать, как правило, с нагорной стороны в отдельной траншее на расстоянии не менее 3 м от оси трубопровода независимо от диаметра трубопровода;

- на переходах МТ через водные преграды, переходах через железные и автомобильные дороги, в стесненных условиях, на участках лесного фонда, в горных районах, а также в других обоснованных при проектировании случаях допускается предусматривать прокладку кабеля в одной траншее или в одном защитном футляре или тоннеле с трубопроводом. При соответствующем обосновании допускается укладка кабеля связи внутри сплошного бетонного покрытия трубопровода в специальных кабельканалах.

На участках надземной прокладки трубопровода по эстакаде допускается предусматривать прокладку кабеля совместно с трубопроводом по совмещенной (с эстакадой трубопровода) эстакаде на расстоянии не менее 1 м от боковой образующей трубопровода (теплоизоляционной конструкции труб).

При прокладке вдоль трубопровода волоконно-оптического кабеля-датчика систем мониторинга трубопровода при соответствующем обосновании его волокна могут быть использованы для организации линий технологической связи.

18.7 Расстояния в свету по вертикали от проектируемого кабеля связи до пересекаемых действующих трубопроводов ЛЧ МТ следует применять в соответствие с 9.1.6, а при пересечении методом ННБ — не менее 5 м от защитного футляра, в котором предусмотрена прокладка кабеля связи.

18.8 Сооружения ЛЧ МТ объектовыми и локальными системами оповещения Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также иными системами оповещения не оснащаются.

18.9 Для целей соблюдения единых положений по безопасности МТ состав и технические решения по организации встречного обмена информацией на участках пересечения государственной границы должны быть предусмотрены на этапе проектирования. В состав технических решений должны входить сети и системы связи, обеспечивающие безопасную эксплуатацию технологических и производственных систем МТ.

18.10 При разработке технических решений по сетям и системам связи должны быть учтены требования стандартов и рекомендаций в области информационной безопасности в рамках реализации цифровой повестки ЕАЭС.

19 Электроустановки магистральных трубопроводов

19.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения

19.1.1 Электроприемники I категории — это электроприемники, перерыв электроснабжения которых влечет за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяют особую группу электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники II категории — это электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, к нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемники, не подходящие под определения электроприемников I и II категорий.

19.1.2 Электроприемники I категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допускается лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно быть предусмотрено дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут

быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Применение ДЭС должно учитывать время, необходимое для подготовки к приему нагрузки.

19.1.3 Электроприемники II категории в нормальных режимах рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии следует выполнять двумя кабелями, каждый из которых выбирают по наибольшему длительному току ВЛ. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более 1 сут допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

19.1.4 Для электроприемников III категории электроснабжение выполняют от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

19.1.5 Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в таблице 19.1. Категории неуказанных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения принимаются в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС.

19.1.6 Для электроприемников особой группы I категории бесперебойность электроснабжения и допустимое время перерыва электроснабжения должны быть обеспечены в обязательном порядке; отнесение к этой группе других электроприемников допускается только в обоснованных случаях.

Таблица 19.1 — Допустимое время перерыва электроснабжения электроприемников на ЛЧ МТ

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1 Технологическая ЗА, задействованная в общестанционных защитах	Особая группа I	Время на АВР	В качестве 3-го источника электропитания используется ДЭС 3-й степени автоматизации по ГОСТ 33105 с учетом времени, необходимого для подготовки ДЭС к приему нагрузки
2 ЗА, устанавливаемая на границах переходов через водные преграды и на границах переходов через болота, узлов пуска и приема СОД на резервных нитках	I		
3 ЗА, не указанная в строках 1, 2, насосы откачки ЕП, электрообогрев трубопроводов и импульсных линий	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 2 ч	
4 Охранное (рабочее) освещение УЗА	I	Время на АВР	
5 Охранное освещение камер СОД	I		
6 Наружное освещение камер СОД на ЛЧ	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 1 сут	В качестве 3-го источника электропитания используется ДЭС 3-й степени автоматизации по ГОСТ 33105 с учетом времени, необходимого для подготовки ДЭС к приему нагрузки

Продолжение таблицы 19.1

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электро-приемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
7 Станция катодной защиты	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 1 сут	В качестве 3-го источника электропитания используется ДЭС 3-й степени автоматизации по ГОСТ 33105 с учетом времени, необходимого для подготовки ДЭС к приему нагрузки
8 Собственные нужды ПКУ, КУРЭ	II		
9 Собственные нужды ДЭС	I	Время на АВР	1-й ввод от СШ ЩСУ, 2-й ввод от СШ генератора ДЭС
10 ШТМ	Особая группа I	Не допускается	Два ввода от СШ ЩСУ (система электропитания в составе ШТМ должна предусматривать 3 ч автономной работы)
11 Шкаф СОУ	Особая группа I		Два ввода от СШ ЩСУ (система электропитания в составе шкафа СОУ должна предусматривать 3 ч автономной работы)
12 Вторичные приборы шкафа дополнительного технологического оборудования	Особая группа I		От ИБП ПКУ
13 Электронные приводы задвижек, требующие подачи резервного питания	I	Время на АВР	От ИБП ПКУ
14 Программируемое логическое устройство управления микроклиматом БК ПКУ и клапаны с электрическим приводом (клапаны должны оснащаться электрическим приводом с возвратной пружиной)	I		
15 Шкаф комплекса технических средств охраны	Особая группа I	Не допускается	Один ввод от СШ ЩСУ (в шкафу комплекса технических средств охраны устанавливают собственный ИБП)
16 Шкаф пожарной сигнализации	Особая группа I		Один ввод от СШ ЩСУ (в шкафу пожарной сигнализации устанавливают собственный ИБП)
17 ЭПУ СПРС	II	—	Два ввода от СШ ЩСУ на основной и резервный выпрямители ЭПУ
18 Шкаф телекоммуникационный	Особая группа I	Не допускается	Один ввод от СШ ЩСУ (в шкафу телекоммуникационном устанавливают собственную ЭПУ) либо при наличии ЭПУ СПРС два ввода от ЭПУ СПРС
19 Пункт наблюдения	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 1 сут	В качестве резервного источника применяют мобильную передвижную ДЭС мощностью не менее 10 кВт

Окончание таблицы 19.1

Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электро-приемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
20 Вертолетные площадки	III	Не более 1 сут	В качестве резервного источника применяют мобильную передвижную ДЭС мощностью не менее 10 кВт
21 БК связи, включая антенно-мачтовые сооружения	III	—	
22 Передвижные ремонтные установки и агрегаты	III	Не более 1 сут	Запитываются от специально предусмотренных в БК розеток/щитков с учетом их допустимой нагрузочной способности на время производства работ
23 Шкаф управления АПС в БК ПКУ	I	Время на АВР	

19.1.7 Выбор мощности основных источников питания при преобладании электроприемников I и II категории производится исходя из того, что при выходе из строя одного из них оставшийся в работе должен обеспечить работу питаемого участка МТ без ущерба для его основной деятельности на время, необходимое для ввода в действие выбывшего. В данном режиме определяют возможность и/или целесообразность автоматического или ручного отключения неответственных потребителей (при наличии).

Мощность аварийного(ых) резервного(ых) источника(ов) автономных источников питания определяют исходя из надежного питания электроприемников особой группы в рабочих и переходных режимах (например, пусковых) и из поддержания инфраструктуры участка ЛЧ МТ на минимально допустимом уровне.

19.1.8 При определении объема резервирования и пропускной способности систем электроснабжения совпадение планового ремонта элементов оборудования и аварии в системе электроснабжения или возникновения двух аварий одновременно в системе электроснабжения учитывают только в случаях питания электроприемников особой группы.

19.1.9 В случае применения ДЭС в качестве резервного источника электроснабжения запас топлива должен обеспечивать работу ДЭС в течение 24 ч в автономном режиме исходя из расчета работы ДЭС на максимально возможную нагрузку.

19.2 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ, кабельные и проводные линии

19.2.1 Электроснабжение вдольтрассовой ВЛ должно быть обеспечено от ячеек ЗРУ — 6(10) кВ НПС, а при их отсутствии — от сторонних источников электроснабжения.

19.2.2 Расстояния от оси ВЛ до зданий, сооружений и наружных технологических установок (ЗА), транспортировки, производства, изготовления, использования или хранения взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ, а также до взрыво- и пожароопасных зон и предусматриваемых в соответствии с 7.20 амбаров должны составлять не менее полуторократной высоты опоры ВЛ.

Минимальные расстояния от ВЛ до предусматриваемых в соответствии с 7.20 канав и валов и условия их пересечения определяют согласно требованиям стандартов на проектирование защитных сооружений организации — владельца (оператора) МТ.

19.2.3 Расстояния по горизонтали при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами, включая переходы через естественные и искусственные препятствия, должны быть не менее приведенных в таблице 19.2.

Таблица 19.2 — Наименьшие расстояния по горизонтали от ВЛ до подземных коммуникаций

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
1 При сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части трубопровода:	—							

Окончание таблицы 19.2

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
1.1 МТ по транспортировке нефти, нефтепродуктов, аммиака, газа с давлением газа свыше 1,2 МПа	10	15	20	25	25	30	40	40
1.2 трубопроводов сжиженных углеводородных газов	Не менее 1000 м							
2 При сближении и параллельном следовании в стесненных условиях и при пересечении от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры до любой части трубопроводов, указанных в пункте 1	5	5	10	10	10	15	25	25
3 При пересечении, сближении и параллельном следовании от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры:	—							
3.1 до немагистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, трубопроводов сжиженных углеводородных газов и аммиакопроводов и до газопроводов с давлением газа 1,2 МПа и менее	5	5	10	10	10	10	10	25
3.2 до водопровода, канализации (напорной и самотечной), водостоков, дренажей тепловых сетей	2	2	3	3	3	3	3	10

19.2.4 Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с надземными и наземными трубопроводами (включая ЗА, переходы через естественные и искусственные препятствия) должны быть не менее приведенных в таблице 19.3.

Таблица 19.3 — Наименьшие расстояния от проводов ВЛ до наземных, надземных трубопроводов, канатных дорог

Пересечение, сближение и параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
Расстояние по вертикали (в свету) при пересечении: от неотклоненных проводов ВЛ до любой части трубопроводов (насыпи), защитных устройств, трубопровода или канатной дороги в нормальном режиме	3*	4	4	4,5	5	6	8	12
то же, при обрыве провода в смежном пролете	2*	2*	2*	2,5	3	4	—	—
Расстояния по горизонтали: а) при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части:	—							
- трубопровода магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода	50 м, но не менее высоты опоры							
- трубопровода магистрального газопровода с избыточным давлением св. 1,2 МПа	Не менее удвоенной высоты опоры, но не менее 50 м							

Окончание таблицы 19.3

Пересечение, сближение и параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
- трубопровода сжиженных углеводородных газов	Не менее 1000 м							
- трубопровода аммиакопровода	3-кратная высота опоры, но не менее 50 м							
- немагистральных нефтепровода и нефтепродуктопровода, газопровода с избыточным давлением газа 1,2 МПа и менее, водопровода, канализации (напорной и самотечной), водостока, тепловой сети	Не менее высоты опоры**							
- помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок:								
- КС и ГРС								
- на газопроводах с давлением св. 1,2 МПа	80	80	100	120	140	160	180	200
- на газопроводах с давлением газа 1,2 МПа и менее	Не менее высоты опоры плюс 3 м							
- НПС	40	40	60	80	100	120	150	150
б) при пересечении от основания опоры ВЛ до любой части:								
- трубопровода, защитных устройств трубопровода	Не менее высоты опоры							
- то же, на участках трассы в стесненных условиях	3	4	4	4,5	5	6	6,5	15

* При прокладке трубопровода в насыпи расстояние до насыпи увеличивается на 1 м.

** Если высота надземного сооружения превышает высоту опоры ВЛ, расстояние между этим сооружением и ВЛ принимают не менее высоты этого сооружения.

Примечания

1 Приведенные в настоящей таблице расстояния принимают до границы насыпи или защитного устройства.

2 Расстояния по горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода должны быть определены от ограждения КС, ГРС, НПС.

3 Допускаются отступления от указанных расстояний в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

19.2.5 Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до автоматизированных электростанций с термоэлектрогенераторами, ДЭС, БК, обеспечивающих функционирование МТ: ПКУ ЛТМ; связи должно составлять не менее 15 м от крайней нитки, но не менее 25 м от взрывоопасной зоны при наличии трансформатора в ПКУ.

19.2.6 Прокладку кабелей на объектах ЛЧ МТ выполняют по кабельным эстакадам и в земле (в траншеях) с учетом технических условий и стандартов на кабели.

19.2.7 На объектах ЛЧ МТ прокладка кабелей в каналах (в том числе засыпаемых песком), а также в блоках с устройством протяжных колодцев не допускается.

19.2.8 При пересечении кабельными линиями железных и автомобильных дорог кабели следует прокладывать в тоннелях, блоках или трубах без устройства протяжных колодцев. Для изготовления кабельных блоков, а также для прокладки кабелей в трубах допускается применять стальные, чугунные, хризотилцементные, бетонные, керамические и тому подобные трубы.

19.2.9 Наружные кабельные сети в районах с сейсмичностью 6 баллов и выше (при любых способах прокладки) должны быть выполнены бронированным кабелем. Для прокладки в почвах, подверженных смещению, следует применять кабели с проволочной броней или принимать меры по устранению

усилий, действующих на кабель при смещении почвы (укрепление грунта шпунтовыми или свайными рядами и т. п.).

19.2.10 Все кабели должны быть применены в исполнении по пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 31565.

19.3 Электрическое освещение

19.3.1 Искусственное освещение подразделяют на рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

Аварийное освещение разделяют на эвакуационное и резервное.

Часть светильников рабочего или аварийного освещения может быть использована для дежурного освещения.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и их совместным действием со светильниками аварийного освещения.

19.3.2 Рабочее освещение предусмотрено для всех помещений зданий, а также для участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения автомобильного транспорта.

19.3.3 Для искусственного освещения используют энергоэффективные источники света.

19.4 Освещение помещений производственных зданий

19.4.1 Для общего освещения производственных помещений используют светодиоды и энергоэффективные разрядные источники света.

19.4.2 Освещенность рабочей поверхности в производственных помещениях, создаваемая светильниками общего освещения, должна составлять не менее 200 лк. Создавать освещенность от общего освещения в системе комбинированного освещения более 1200 лк допускается только при наличии обоснования.

19.4.3 В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работу не проводят, должна составлять не более 25 % нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк.

19.5 Освещение площадок и мест производства работ вне зданий

19.5.1 Наружное освещение выполняется прожекторами, установленными на прожекторных мачтах, совмещенных с молниеприемниками. Для освещения площадок УЗА могут быть использованы светодиодные прожекторы систем охранного освещения.

19.5.2 Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, принимается в соответствии с нормами и правилами государства — члена ЕАЭС.

19.5.3 Наружное освещение должно иметь управление, независимое от управления освещением внутри зданий.

19.5.4 Светодиодные светильники выбирают согласно расчетам освещенности.

19.5.5 Типы светильников следует выбирать в соответствии с требуемой нормируемой освещенностью и условиями эксплуатации.

19.5.6 Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах следует применять только взрывозащищенные аккумуляторные фонари с уровнем взрывозащиты «Повышенной надежности против взрыва».

19.6 Молниезащита и заземление

19.6.1 При проектировании ЛЧ МТ следует предусматривать молниезащиту и заземление.

19.6.2 Комплекс средств молниезащиты сооружений ЛЧ МТ должен включать в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя СЗМ) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя СЗМ). Допускается молниезащита сооружений ЛЧ МТ, включающая в себя только внешние или только внутренние устройства.

19.6.3 Для всех защищаемых сооружений ЛЧ МТ должны быть определены необходимые уровни надежности защиты от прямых ударов молнии в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

[1)] В Российской Федерации действует СО 153-34.21.122—2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

19.6.4 Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна — в комбинации со специально установленными молниеотводами.

19.6.5 При проектировании ЗУ сооружений ЛЧ МТ должны быть выполнены требования ГОСТ 30331.1, ГОСТ 12.1.030, нормативных документов по защите людей и животных от поражения электрическим током, действующих на территории государства — члена УАЭС[1)], как при нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

19.6.6 При проектировании ЗУ во взрывоопасных зонах соблюдают требования ГОСТ 31610.0, ГОСТ 31610.32-1, ГОСТ IEC 60079-14, нормы и правила, действующие на территории государства — члена ЕАЭС, определяющие требования к оборудованию, предназначенному для работы во взрывоопасных зонах.

19.6.7 ЗУ выполняет следующие эксплуатационные функции электроустановки:

- защиту людей от поражения электрическим током;
- защиту оборудования от повреждений;
- защиту от статического электричества;
- защиту от опасного искрения во взрывоопасных зонах;
- улучшение электромагнитной обстановки и обеспечение электромагнитной совместимости оборудования.

19.6.8 В качестве системы заземления электрической сети на номинальное напряжение до 1 кВ необходимо использовать систему TN-S. При невозможности разделения нулевого рабочего и нулевого защитного проводников на всем протяжении электрической сети допускается использовать систему TN-C-S, при этом разделение PEN-проводника на N и PE необходимо выполнять за пределами взрывоопасных зон. Для ДЭС допускается использовать систему IT в комбинации с устройствами контроля изоляции.

19.6.9 В качестве системы заземления сетей с диапазоном рабочих напряжений 6—35 кВ допускается использовать:

- изолированную нейтраль (незаземленную);
- нейтраль, заземленную через дугогасящий реактор;
- нейтраль, заземленную через резистор.

19.6.10 Для всех электроустановок, сторонних проводящих частей оборудования, коммуникаций, металлоконструкций необходимо уравнивание потенциалов. Уравнивание потенциалов выполняют присоединением к СУП объекта МТ. СУП объекта МТ обеспечивает уравнивание потенциала между контурами заземления зданий, сооружений и другими проводящими конструкциями, расположенными на территории объекта МТ.

Примечание — Качественно выполненная СУП является основой защиты электронного оборудования от воздействия импульсных перенапряжений.

19.6.11 При проектировании систем заземления и молниезащиты учитывают технические мероприятия по снижению экранирующего влияния на систему ЭХЗ подземных участков трубопроводов.

20 Комплекс инженерно-технических средств охраны

20.1 Комплекс ИТСО ЛЧ МТ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- создание физических преград (препятствий) актам незаконного вмешательства в отношении объекта;
- обозначение границ охраняемых территорий (зон) и предупреждения о запрете прохода (проезда) на указанные территории;
- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на объект;
- определение места несанкционированного проникновения на объект;
- передачу информации о несанкционированном проникновении (попытке проникновения) работникам подразделения охраны объекта.

20.2 Проектирование комплексов ИТСО ЛЧ МТ должно быть выполнено в соответствии со стандартами, сводами правил, нормативно-правовыми актами государств — членов ЕАЭС в области обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности ЛЧ МТ и межгосударственных соглашений.

[1)] В Российской Федерации в области ЗУ действуют Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7.

21 Материалы и изделия

21.1 Общие положения

Материалы и изделия, применяемые для строительства МТ, должны соответствовать техническим регламентам, стандартам и другим нормативным документам (в том числе не указанным в настоящем разделе), утвержденным в установленном порядке в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

21.2 Трубы и соединительные детали

21.2.1 Для строительства МТ следует применять стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спирально-шовные трубы и трубы других специальных конструкций, изготовленные из спокойных углеродистых или низколегированных сталей.

Для сооружения трубопроводов необходимо предусматривать применение труб, изготовленных по ГОСТ 31447, ГОСТ 32528 и другим стандартам, утвержденным в установленном порядке для применения в государствах — членах ЕАЭС. Допускается применение труб, изготовленных в государствах, не являющихся членами ЕАЭС, при этом соответствующих настоящему подразделу.

Не допускается предусматривать использование восстановленных стальных труб и других бывших в употреблении видов металлоконструкций для сооружения трубопроводов, предназначенных для транспортировки нефти или нефтепродуктов.

21.2.2 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы.

21.2.3 Овальность труб и отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб на длине не менее 200 мм не должны превышать величин, приведенных в ГОСТ 31447, ГОСТ 32528 и других стандартах согласно 21.2.1, согласно которым допускается применение труб для МТ.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к *DN*), сваренных дуговой сваркой под флюсом, не должна превышать 1 % для труб с толщиной стенки менее 20 мм и 0,8 % для труб с толщиной стенки 20 мм и более.

21.2.4 Кривизна электросварных труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна труб всех конструкций — не более 0,2 % длины трубы.

21.2.5 Длину труб, поставляемых изготовителем, определяют при их заказе.

21.2.6 Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву металла труб должно быть, не более:

- 0,87 — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 470 МПа включительно;
- 0,90 — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 470 до 590 МПа включительно;
- 0,92 — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву более 590 МПа.

21.2.7 Трубы *DN* 500 и более должны быть изготовлены из листового или рулонного проката, прошедшего 100 %-ный УЗК сплошности. Взамен 100 %-ного УЗК сплошности проката допускается проведение 100 %-ного УЗК сплошности металла труб.

21.2.8 Относительное удлинение основного металла труб на пятикратных образцах должно быть, не менее:

- 20 % — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 590 МПа включительно;
- 18 % — для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 590 МПа.

21.2.9 Ударная вязкость основного металла и сварных соединений труб с толщиной стенки 6,0 мм и более на образцах Шарпи (KCV) и образцах Менаже (KCU) должна соответствовать приведенной в приложении Ж.

21.2.10 Кольцевые сварные соединения должны быть выполнены с применением дуговых методов сварки, а также электроконтактной сваркой оплавлением. Сталь труб должна прочно свариваться дуговыми методами и электроконтактной сваркой.

Эквивалент углерода $C_э$ сталей, независимо от состояния их поставки — горячекатаные, нормализованные, термически упрочненные, контролируемой прокатки, определяют по формуле

$$C_э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}, \quad (34)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu — содержание, процент от массы в составе металла трубной стали углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди соответственно.

Медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, при расчете $C_э$ не учитывают, если их суммарное содержание не превышает 0,20 %.

Значение эквивалента углерода $C_э$ углеродистых марок стали, например Ст3, а также сталей 10, 20 и низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например сталей марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С, рассчитывают по формуле

$$C_э = C + \frac{Mn}{6}, \quad (35)$$

где Cu, Ni, Cr — металлы, содержащиеся в трубных сталях как примеси, в расчете не учитываются.

Значение $C_э$ не должно превышать 0,44.

21.2.11 Значение пластической деформации металла при экспандировании труб должно составлять не более 1,5 %.

21.2.12 Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов. В сварных соединениях не должно быть трещин и непроваров любых протяженности и глубины, осевой рыхлости, прожогов, свищей, неотремонтированных кратеров. Усиление наружного шва должно находиться в пределах от 0,5 до 3,0 мм. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 мм. На концах труб на длине не менее 150 мм усиление внутреннего шва должно быть снято до высоты от 0 до 0,5 мм.

Смещение осей наружного и внутреннего швов на торцах труб, сваренных дуговой сваркой под флюсом, не должно превышать 3,2 мм для толщины стенки до 21,3 мм с перекрытием не менее 1,5 мм, а при толщине стенки свыше 21,3 мм смещение не должно превышать 15 % номинальной толщины стенки с перекрытием швов не менее 1,0 мм. Перекрытие швов обеспечивается технологией сварки.

Отклонение профиля наружной поверхности труб, сваренных дуговой сваркой под флюсом, от окружности по телу трубы и в зоне сварного соединения на концевых участках длиной 200 мм должно быть не более 0,15 % от номинального наружного диаметра.

Смещение свариваемых кромок не должно превышать 10 % от номинальной толщины стенки.

21.2.13 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку.

Примечание — Отклонение от перпендикулярности торца трубы относительно образующей (косина реза) и форму разделки кромок определяют ГОСТ 31447, ГОСТ 32528 и другими стандартами, согласно которым допускается применение труб для МТ.

21.2.14 Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением, значение которого должно быть не ниже давления, вызывающего в стенках трубы напряжение, равное 95 % от нормативного предела текучести для электросварных труб и 80 % от нормативного предела текучести для бесшовных труб.

При этом значение гидростатического давления испытания для бесшовных труб должно составлять не выше 20 МПа, а для сварных труб диаметром до 273 мм включительно — не выше 12 МПа.

Значение гидростатического давления испытания на заводе для всех типов труб может быть определено (уточнено относительно вышеуказанных) с учетом значения напряжения в стенке трубы, создаваемого при используемом способе герметизации полости трубы во время испытания гидростатическим давлением.

Время выдержки труб под давлением должно составлять для труб диаметром: до 530 мм — не менее 10 с; 530 мм и более — не менее 20 с.

Допускается исключение гидравлического испытания бесшовных труб до *DN* 200 включительно при условии проведения заводом-изготовителем 100 %-ного контроля труб физическими методами неразрушающего контроля. Объем неразрушающего контроля труб для каждого физического метода неразрушающего контроля и перечень (сочетание) таких методов, обеспечивающих возможность исключения гидравлического испытания труб на заводе-изготовителе, определяют в соответствии с нормами и правилами государств — членов ЕАЭС.

21.2.15 Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля.

Сварные соединения труб на длине не менее 200 мм от торца должны проходить дополнительный рентгеновский контроль.

21.2.16 Соединительные детали должны быть изготовлены в соответствии со стандартами, утвержденными в установленном порядке для применения на территории государств — членов ЕАЭС. Сталь в готовых соединительных деталях должна удовлетворять требованиям 21.2.6—21.2.10.

Ударная вязкость основного металла и сварных соединений соединительных деталей диаметром более 219 мм должна соответствовать данным, приведенным в приложении Ж. Требования к ударной вязкости для соединительных деталей диаметром 219 мм и менее не регламентируются.

21.2.17 Для МТ должны быть применены следующие конструкции соединительных деталей:

- тройники горячей штамповки;
- тройники штампосварные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;
- тройники, изготовленные методом гидроштамповки;
- тройники сварные;
- переходы конические концентрические и эксцентрические штампованные, штампосварные и сварные;
- отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве или штампосварные из двух половин;
- днища (заглушки) эллиптические;
- переходные кольца.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец с учетом 21.2.21.

21.2.18 Соединительные детали должны удовлетворять нижеприведенным требованиям.

Длина сварных тройников должна быть равна не менее чем двум диаметрам ответвления. Длина ответвления сварных тройников должна быть не менее половины диаметра ответвления, но не менее 100 мм.

Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее D_0 + 200 мм, а высота ответвления — не менее 0,2 D_0, но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее 0,1 D_0.

Длина переходов l должна удовлетворять условию

$$l = \frac{D - d}{2} \cdot \frac{1}{\mathrm{tg}\gamma} + 2 \cdot \alpha, \qquad (36)$$

где D и d — наружные диаметры концов перехода, мм;

γ — угол наклона образующей перехода, принимаемый менее 12°;

α — длина цилиндрической части на концах переходника, принимаемая равной от 50 до 100 мм.

21.2.19 Толщину стенок соединительных деталей, которая должна быть не менее 4 мм, определяют расчетом.

21.2.20 При изготовлении сварных соединительных деталей следует применять многослойную сварку с обязательной подваркой корня шва деталей диаметром 300 мм и более.

После изготовления сварные соединительные детали должны быть подвергнуты контролю ультразвуком или рентгеном.

Термообработке (высокотемпературному отпуску для снижения уровня остаточных напряжений) подлежат:

- все соединительные детали независимо от номенклатуры, марок стали, рабочего давления и т. д. со стенками толщиной 16 мм и более;
- все соединительные детали независимо от номенклатуры, толщины стенок и т. д. из низколегированных сталей марок 10Г2ФБЮ, 13ГФА, 10ХСНД, 15ХСНД, 14ХГС, 09Г2С или аналогичных им, а также из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 550 МПа и выше;
- все тройники независимо от марки стали, толщины стенок, рабочего давления и т. д. с отношением D_0/D_M более 0,3.

Соединительные детали должны быть испытаны на заводе-изготовителе гидравлическим способом на давление, определенное при проектировании, и обеспечивать возможность их испытания в составе смонтированного трубопровода.

21.2.21 Разделка кромок присоединительных концов деталей и арматуры должна соответствовать условиям сварки.

21.2.22 В тех случаях, когда стали соединяемых труб, деталей или арматуры имеют разные нормативные значения временного сопротивления, для обеспечения равнопрочности монтажных сварных соединений необходимо соблюдать условие

$$\delta_{к.д(а)} \cdot R^{н}_{1д} \geq \delta_{н} \cdot R^{н}_{1т}, \quad (37)$$

где $\delta_{к.д(а)}$ — толщина свариваемой кромки детали (арматуры), см;

$R^{н}_{1д}$, $R^{н}_{1т}$ — значения нормативного временного сопротивления детали (арматуры) и трубы, МПа.

21.2.23 При невозможности выполнения условия (37), а также если отношение значений толщин стенок соединяемых деталей (арматуры) и труб более 1,5, необходимо предусматривать переходные кольца.

21.2.24 При отношении разности толщин стенок соединяемых деталей (арматуры) и труб более чем в 1,5 раза допускается при соответствующем обосновании сварка соединений без применения переходных колец.

21.3 Сварочные материалы

Сварочные материалы, применяемые для сварки трубопроводов, должны обеспечивать равнопрочность сварных соединений основному металлу труб в течение всего периода эксплуатации трубопровода.

Выбор сварочных материалов, применяемых при строительстве и реконструкции ЛЧ МТ, должен быть осуществлен в соответствии с требованиями межгосударственных стандартов ЕАЭС.

21.4 Изделия

21.4.1 Конструкция ЗА, устанавливаемой на ЛЧ МТ, должна обеспечивать свободный проход внутритрубных средств очистки, диагностирования, герметизации и разделительных устройств. В открытом положении узла затвора ЗА внутри проходного сечения не должно быть выступающих частей конструкции ЗА.

21.4.2 Для ЗА, монтируемой на МТ, вне зависимости от типа прокладки МТ (подземной, наземной, надземной), его диаметра и давления в трубопроводе, следует предусматривать сварной тип соединения с трубопроводом.

21.4.3 Для ЗА дренажных, газовоздушных, вспомогательных трубопроводов камер пуска и приема СОД, а также вантузов предусматривается фланцевый или комбинированный (с одной стороны фланцевый, с другой — сварной) тип соединения с трубопроводом. Монтаж фланцевой и комбинированной ЗА должен предусматриваться на МТ надземной прокладки, а также на МТ подземной или наземной прокладки при монтаже ЗА, позволяющем осуществить визуальный контроль фланцевых соединений (монтаже ЗА в колодцах соответствующей конструкции). Для фланцевых соединений используют фланцы по ГОСТ 33259. Указанная ЗА должна иметь ручное управление.

21.4.4 ЗА должна обеспечивать возможность ее испытаний на прочность и герметичность относительно внешней среды испытательными давлениями: при испытании на прочность — не менее 1,5 *PN*; при испытании на герметичность — не менее 1,1 *PN*.

21.4.5 Конструкция ЗА должна обеспечивать герметичность затвора, соответствующую классу А по ГОСТ 9544.

21.4.6 ЗА более *DN* 400 должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать ее надежную и безопасную эксплуатацию.

21.4.7 Арматура, устанавливаемая на трубопроводе, должна сохранять работоспособность, прочность, герметичность по отношению к внешней среде и в затворе во время и после сейсмического воздействия.

21.4.8 На ЛЧ МТ должно быть предусмотрено применение оборудования, герметичного относительно внешней среды в пределах, требуемых для его работы давлений и температур нефти, или нефтепродукта, или газовоздушной смеси (для оборудования, монтируемого на трубопроводах отвода газовоздушной смеси, емкостях) при заданном сроке эксплуатации оборудования.

21.4.9 Для выполнения поворотов трубопроводов в горизонтальной и/или вертикальной плоскостях в дополнение к соединительным деталям, предусмотренным в 21.2.17, должны быть предусмотрены отводы гнутые и вставки кривые по ГОСТ 24950, изготовленные из труб, применение которых предусмотрено 21.2.

21.4.10 Применяемые электроизолирующие вставки не должны нарушать конструктивную схему трубопровода и ухудшать его эксплуатационные свойства.

21.4.11 Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках следует предусматривать утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные, скорлупообразные балластирующие устройства, сплошные утяжеляющие покрытия (бетонные и др.), грунтозаполняемые балластирующие устройства (тканевые и др.) и анкерные устройства. В сложных условиях протаскивания допускается применять чугунные кольцевые балластирующие устройства.

Примечание — При соответствующем обосновании возможно применение нескольких типов устройств и покрытий для закрепления участка трубопровода.

21.4.12 Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

21.4.13 Утяжеляющие одиночные балластирующие устройства должны быть изготовлены в виде изделий из бетона, особо тяжелого бетона и железобетона и других материалов плотностью не менее 2200 кг/м^3 (для особо тяжелых бетонов — не менее 2900 кг/м^3).

21.4.14 Кольцевые одиночные утяжеляющие балластирующие устройства предусматривают в виде двух продольных частей цилиндрической оболочки, изготавливаемых из чугуна, железобетона или других материалов, обеспечивающих необходимую прочность груза плотностью по 21.4.13.

21.4.15 Тип, материал и массогабаритные параметры балластирующего устройства (покрытия) назначают при проектировании.

21.4.16 Анкерные устройства изготавливают из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

21.5 Материалы для тепловой изоляции

21.5.1 Необходимость применения тепловой изоляции определяют на основании теплогидравлических или теплотехнических расчетов.

Для тепловой изоляции трубопроводов применяют изделия с заводской тепловой изоляцией или теплоизоляционные конструкции, устанавливаемые в трассовых условиях.

21.5.2 Для трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из материалов группы горючести Г3 и Г4 по ГОСТ 30244 предусматривают вставки длиной 3 м из негорючих материалов по ГОСТ 30244 не более чем через 100 м длины трубопровода. Допускается уменьшать длину вставок из негорючих материалов согласно ГОСТ 30244 по результатам огневых испытаний или в соответствии с законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС[1)].

Для тепловой изоляции ЗА, камер пуска и приема СОД и другого оборудования следует применять теплоизоляционные конструкции на основе материалов группы горючести НГ или Г1 по ГОСТ 30244.

На участках трубопроводов длиной 5 м, примыкающих к оборудованию, должны быть применены теплоизоляционные конструкции из негорючих материалов по ГОСТ 30244.

При пересечении трубопроводом противопожарной преграды следует предусматривать теплоизоляционные конструкции из негорючих материалов по ГОСТ 30244 в пределах пересекаемой противопожарной преграды.

21.5.3 Для элементов оборудования и трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодического наблюдения или обслуживания, предусматривают сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции.

21.5.4 Не допускается применение металлического покровного слоя при подземной бесканальной прокладке и прокладке трубопроводов в непроходных каналах и тоннелях.

21.5.5 Покровный слой из тонколистового металла с наружным полимерным покрытием не допускается применять в местах, подверженных прямому воздействию солнечных лучей.

[1)] На территории Российской Федерации определяют согласно СП 155.13130 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».

22 Требования пожарной безопасности

22.1 Категории помещений, зданий, сооружений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности устанавливают в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС[1)].

22.2 Степень огнестойкости, класс конструктивной и функциональной пожарной опасности сооружений ЛЧ МТ устанавливают в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС[2)].

22.3 Системы противопожарной защиты сооружений ЛЧ МТ следует предусматривать в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государства — члена ЕАЭС[3)].

22.4 Здания и сооружения ЛЧ МТ оснащают сетями и источниками противопожарного водоснабжения в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государств — членов ЕАЭС[4)].

22.5 Помещения БК ПКУ оснащают системами пожарной сигнализации с выдачей сигналов о возникновении пожара и неисправности этих систем в СДКУ МТ на автоматизированное рабочее место диспетчера СДКУ, ведущего круглосуточное дежурство.

22.6 Применяемые средства обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения, а также маркировка этих средств должны соответствовать требованиям [4].

22.7 Необходимость организации подъезда пожарной техники к сооружениям ЛЧ МТ определена заданием на проектирование.

[1)] В Российской Федерации устанавливают согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

[2)] В Российской Федерации устанавливают согласно СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».

[3)] В Российской Федерации предусматривают согласно: СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности», СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования», СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования», СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности», СП 6.13130.2021 «Системы противопожарной защиты. Электроустановки низковольтные. Требования пожарной безопасности», СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности», СП 8.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Наружное противопожарное водоснабжение. Требования пожарной безопасности» и СП 10.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Нормы и правила проектирования».

[4)] На территории Российской Федерации согласно статьям 90, 99 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приложение А
(обязательное)

Перечень минимальных расстояний от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, до объектов, зданий и сооружений магистрального трубопровода

А.1 Минимальные расстояния от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав МТ, до объектов и сооружений МТ принимают в отношении:

а) отдельных зданий и сооружений — от их ближайших выступающих частей;

б) зданий и сооружений городов и других населенных пунктов — от их ближайших выступающих частей;

в) промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней; нефтегазовых сооружений, располагаемых в морской акватории, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин — от ближайших выступающих частей их ограждений;

г) железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги;

д) автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна;

е) мостов — от подошвы конусов при их отсутствии от ближайшей части конструкции опор.

А.2 Приближенность к трубопроводу объектов, не входящих в состав МТ, определяют по кратчайшему расстоянию между вертикальными плоскостями, проходящими по внешним границам этих объектов и осью трубопровода (при параллельной прокладке трубопроводов — от оси каждого из трубопроводов).

Приближенность объектов, не входящих в состав МТ, к другим объектам МТ определяют по кратчайшему расстоянию между вертикальными плоскостями, проходящими по внешним границам этих объектов.

А.3 Минимальные расстояния от объектов, не входящих в состав МТ, до трубопровода принимают в отношении:

а) отдельных зданий и сооружений, зданий и сооружений городов и других населенных пунктов, коллективных садов, дачных и коттеджных поселков, отдельных промышленных предприятий, животноводческих ферм, предприятий по тепличному растениеводству, переработке и хранению сельскохозяйственной продукции, карьеров разработки полезных ископаемых; крытых и открытых стоянок на более чем 20 единиц автотранспортных средств; отдельно располагаемых зданий с массовым скоплением людей (учебно-воспитательных, образовательных, лечебных, лечебно-оздоровительных, торговых, развлекательных, вокзалов и т. п.); жилых зданий трехэтажных и выше; железнодорожных станций; аэропортов; морских и речных портов и пристаней; гидроэлектростанций; гидротехнических сооружений морского и речного транспорта; очистных сооружений и насосных водопроводных станций, мостов железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий по ГОСТ 33382 с пролетом свыше 20 м при расположении трубопровода ниже мостов по течению; объектов, предназначенных для приема, хранения, выдачи и отгрузки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов (баз, складов, автозаправочных станций, наливных пунктов и т. п.); мачт (башен) и сооружений многоканальной линии связи; телевизионных башен — не менее приведенных в таблице А.1.

Таблица А.1

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	75
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	100
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	150
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	200

б) железных дорог общей сети (на перегонах) и автомобильных дорог категорий I—III по ГОСТ 33382, параллельно которым проходит трубопровод; отдельно располагаемых: жилых одно-, двухэтажных зданий; садовых домиков, дач; кладбищ; сельскохозяйственных ферм и огороженных участков для организованного выпаса скота; полевых станов — не менее приведенных в таблице А.2.

Таблица А.2

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	50
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	50
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	75
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	100

в) отдельно располагаемых нежилых и подсобных сооружений; устьев сооружаемых и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; канализационных сооружений; железных дорог промышленных предприятий; автомобильных дорог IV и V категорий по ГОСТ 33382, параллельно которым проложен трубопровод, — не менее приведенных в таблице А.3.

Таблица А.3

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	30
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	30
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	30
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	50

г) мостов железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог категорий III, IV и V по ГОСТ 33382 с пролетом свыше 20 м при прохождении трубопровода ниже мостов по течению — не менее приведенных в таблице А.4.

Таблица А.4

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	75
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	100
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	150
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	200

д) территорий насосных (перекачивающих) станций, КС, установок комплексной подготовки нефти и газа, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых ГРС, установок очистки и осушки газа — не менее приведенных в таблице А.5.

Таблица А.5

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	30
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	30
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	50
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	50

е) вертодромов и посадочных площадок без базирования на них вертолетов — не менее 50 м;

ж) мостов железных и автомобильных дорог, промышленных предприятий и их причалов, гидротехнических сооружений при прохождении подводного перехода трубопровода под водой выше по течению — не менее приведенных в таблице А.6.

Таблица А.6

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	300
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	300
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	300
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	500

и) предназначенных для пассажирских перевозок причалов и пристаней, речных вокзалов при прохождении подводного перехода трубопровода под водой выше по течению — не менее приведенных в таблице А.7.

Таблица А.7

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	1000
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	1000
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	1000
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	1500

к) водозаборов при прохождении трубопроводов под водой выше по течению — не менее 3000 м;

л) автоматизированных электростанций с термоэлектрогенераторами — не менее 15 м;

м) магистральных оросительных каналов и коллекторов, искусственных водоемов, рек и водоемов, вдоль которых проходит трубопровод; станций и водозаборных сооружений оросительных систем — не менее приведенных в таблице А.8.

Таблица А.8

DN трубопровода	Минимальное расстояние до трубопровода, м
DN 300 и менее	75
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	100
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	150
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	200

н) зданий и сооружений специальных предприятий, площадок, охраняемых зон, складов взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеров полезных ископаемых, добычу на которых проводят с выполнением взрывных работ, должны быть определены расчетом и согласованы с эксплуатирующей организацией МТ;

п) кабелей междугородной связи и силовых электрических кабелей — не менее 10 м.

А.4 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее принимаются такие же, как и от соответствующих дорог.

А.5 Минимальные расстояния от объектов, указанных в А.3, за исключением указанных в перечислениях л), п), м) для рек и водоемов (в том числе искусственных), и в А.4, до трубопровода следует принимать не менее расстояний, характеризующих границы охранной зоны МТ в соответствии с приложением Б.

А.6 Указанные в таблицах А.1, А.4 и А.8 расстояния допускается сокращать не более чем на 30 % при условии увеличения расчетной толщины стенки труб на такое значение в процентах, на какое в процентах сокращается расстояние.

А.7 При расположении зданий и сооружений, не относящихся к МТ, на отметках выше отметок МТ допускается уменьшение указанных в таблицах А.1, А.2, А.4 и А.8 расстояний до 25 % от указанных значений при условии, что принятые расстояния должны быть не менее 50 м.

А.8 Указанные в таблице А.7 минимальные расстояния допускается уменьшать до 50 % при пересечении водных преград способами ННБ, микротоннелирования, тоннелирования с использованием щитовой проходки, другими, сочетающими технологии, используемые в указанных бестраншейных способах строительства, или при укладке трубопровода в защитном футляре.

А.9 Минимальные расстояния от объектов, зданий и сооружений, не указанных в настоящем приложении, до трубопровода устанавливаются в порядке, определенном законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС.

Приложение Б
(обязательное)

Характеристики границ охранных зон сооружений линейной части магистрального трубопровода

Характеристики границ охранной зоны МТ приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — Характеристики границ охранной зоны МТ

Объект (сооружение) магистрального трубопровода	Характеристики границ охранной зоны	
	Расположение	Размер
1 Трубопровод	На участке земли, заключенном между параллельными плоскостями	Не менее 25 м* с каждой стороны от оси трубопровода
2 Два и более трубопровода, проложенных в одном техническом коридоре	На участке земли, заключенном между параллельными плоскостями	Не менее 25 м** от оси крайнего трубопровода с каждой стороны технического коридора
3 Подводный переход	На участке водного пространства от водной поверхности до дна, заключенном между параллельными плоскостями	Не менее 100 м*** от оси крайних трубопроводов с каждой стороны
4 Грунтовые амбары для приема и временного хранения нефти и нефтепродуктов	На участке земли, ограниченном замкнутой линией	Не менее 50 м от границ территории указанных сооружений во все стороны
5 Узлы пуска и приема СОД	На участке земли, ограниченном замкнутой линией	Не менее 50 м от границ внутренних бровок обвалования указанных сооружений во все стороны
6 Оборудование (средства) системы ЭХЗ, выходящее(ие) за пределы охранной зоны ЛЧ МТ	На участке земли, ограниченном замкнутой линией	Не менее 5 м от границ территории указанных сооружений во все стороны
7 Помещения или блок-контейнеры ПКУ	На участке земли, ограниченном замкнутой линией	Не менее 5 м от границ территории указанных сооружений во все стороны

* Для Республики Армения на участке земли сельскохозяйственного назначения размер охранной зоны для трубопровода — не менее 15 м с каждой стороны от оси трубопровода.

** Для Республики Армения на участке земли сельскохозяйственного назначения размер охранной зоны для двух и более трубопроводов, проложенных в одном технологическом коридоре, — не менее 15 м от оси крайнего трубопровода с каждой стороны технического коридора.

*** Для Республики Армения размер охранной зоны для подводного перехода — не менее 50 м от оси крайних трубопроводов с каждой стороны.

Примечание — Допускается установление иных размеров охранных зон законодательством и требованиями нормативных документов государств — членов СНГ и ЕАЭС, но не менее значений, указанных в данном приложении.

Приложение В
(обязательное)

Категории участков магистральных трубопроводов

В.1 Категории участков МТ назначают в зависимости от условий прокладки участка приведенных в таблице В.1 и с учетом требований 5.7, 6.5.

Таблица В.1

Условия прокладки (назначение) участка МТ	Категория участка МТ при прокладке		
	подземной	наземной	надземной
1 Переходы через водные преграды: а) судоходные — в русловой части и прибрежные участки на удалении до 25 м от среднемеженного уровня воды за летне-осенний период при *DN* трубопровода:			
- 1000 и более	В	—	В
- менее 1000	I	—	I
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый от среднемеженного уровня воды за летне-осенний период при *DN* трубопровода:			
- 1000 и более	В	—	I
- менее 1000	I	—	I
в) несудоходные, за исключением указанных в разделе 18, шириной зеркала воды в межень до 25 м — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый от среднемеженного уровня воды за летне-осенний период, оросительные и деривационные каналы в пределах бровок и насыпных дамб (кавальеров) канала	I	—	I
г) горные потоки (реки) — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый от среднемеженного уровня воды за летне-осенний период	I	—	I
д) поймы объектов, указанных в перечислениях а)—г), по уровню ГВВ вод 10 %-ной обеспеченности	I	—	I
е) участки протяженностью 1000 м от границ уровня ГВВ 10 %-ной обеспеченности объектов, указанных в перечислениях а)—г)	I	—	II
ж) шириной зеркала воды в межень 75 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый от среднемеженного уровня воды за летне-осенний период	В	В	В
2 Переходы через болота типа: а) I по ГОСТ 34826 при *DN* трубопровода:			
- 700 и более	II	II	II
- менее 700	III	III	III
б) II по ГОСТ 34826	II	II	III
в) III по ГОСТ 34826	В	В	I
3 Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах): а) железные дороги общей сети, включая участки на удалении не более 50 м от осей крайних путей и до 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	—	I

Продолжение таблицы В.1

Условия прокладки (назначение) участка МТ	Категория участка МТ при прокладке		
	подземной	наземной	надземной
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки на удалении до 25 м от осей крайних путей	III	—	II
в) автомобильные дороги категорий I и II по ГОСТ 33382, включая участки на удалении до 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	—	I
г) автомобильные дороги категорий III, IV по ГОСТ 33382, включая участки на удалении до 25 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	III	—	I
д) автомобильные дороги категории V по ГОСТ 33382, включая участки на удалении до 15 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	III	—	III
е) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в приложении А, примыкающие к переходам:			
- через все железные дороги и автомобильные дороги категорий I и II по ГОСТ 33382	III	II	II
- через автомобильные дороги категорий III, IV, V по ГОСТ 33382	III	—	III
4 Трубопроводы *DN* 500 и менее при их прокладке по несгораемым мостам автомобильных дорог категорий III, IV и V по ГОСТ 33382 и на подходах к мосту на расстояниях, указанных в приложении А, при условии выполнения 7.6	—	—	I
5 Трубопроводы в горной местности при укладке:			
а) на полках	II	II	—
б) в тоннелях	—	I	I
6 Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III
7 Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям:			
а) хлопковых и рисовых плантаций	II	—	—
б) прочих сельскохозяйственных культур	III	—	—
8 Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку св. 0,1	II	II	II
9 Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	—	II
10 Трубопроводы на длине 100 м от линейной арматуры (за исключением участков категорий В, I, II)	III	—	—
11 Трубопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, приведенных в перечислении е) пункта 3	III	III	III
12 Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, ГС со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в перечислении д) А.3	II	—	I
13 Узлы пуска, пропуска и приема СОД:	В, если на прилегающем участке трубопровода назначена категория В, иначе I		
а) на переходах через водные преграды			
б) на остальных участках ЛЧ МТ, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I

Окончание таблицы В.1

Условия прокладки (назначение) участка МТ	Категория участка МТ при прокладке		
	подземной	наземной	надземной
14 Трубопроводы в пределах 100 м при св. *DN* 700; в пределах 20 м при *DN* 700 и менее по обе стороны от пересекаемой подземной коммуникации: канализационных коллекторов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов, водоводов, силовых кабелей и кабелей связи, подземных, наземных и надземных оросительных систем и т. п.	II	—	—
15 Трубопроводы в пределах расстояний, указанных в таблице 19.3, по обе стороны от пересечений с ВЛ напряжением, кВ:			
а) 500 и более	I	I	I
б) от 330 включ. до 500, исключая 500	II	II	II
в) менее 330	III	III	III
16 Трубопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения с ВЛ напряжением 110 кВ и выше	II	II	II
17 Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II
18 Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие реки (ручьи)	III	III	III
19 Трубопроводы, прокладываемые:	I	I	I
а) вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение;	Без предварительного гидравлического испытания на трассе		
б) выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них: до 300 м при *DN* 700 и менее до 500 м при *DN* до 1000 включ. до 1000 м при *DN* св. 1000 — при наличии защитных канавы или вала			
20 Трубопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре с нефте-, нефтепродукто- и газопроводами, в местах расположения:	II	II	II
а) УЗРГ, ПРГ, линейной ЗА и узлов пуска, пропуска и приема СОД газопроводов, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах 250 м от них	Если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам		
б) линейной ЗА и узлов пуска, пропуска и приема СОД нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в пределах 100 м от них			
21 Трубопроводы, прокладываемые:	В	В	В
а) по территории городов и других населенных пунктов, в том числе на участке от границы города или населенного пункта до ЗА, устанавливаемой в соответствии с 8.2.3	Без предварительного гидравлического испытания на трассе		
б) выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них: не более 300 м при *DN* 700 и менее; не более 500 м при *DN* до 1000 включ.; не более 1000 м при *DN* св. 1000 — при отсутствии защитных канавы или вала			
22 Участки МТ в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома	В	В	В
Примечание — Знак «—» в настоящей таблице означает, что категория не регламентируется.			

В.2 На участках МТ, не приведенных в таблице В.1, назначается наименее значимая (низкая) категория.

В.3 Категории отдельных участков МТ, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче нефти и нефтепродуктов городам и другим крупным потребителям, а также загрязнение окружающей среды, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.

Приложение Г
(обязательное)

Классификация магистральных трубопроводов

Магистральные нефтепроводы и магистральные нефтепродуктопроводы в зависимости от их *DN* подразделяются на классы в соответствии с данными, приведенными в таблицах Г.1 и Г.2.

Таблица Г.1

DN магистрального нефтепровода	Класс
DN 300 и менее	IV
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	III
Св. *DN* 500 до *DN* 1000 включ.	II
Св. *DN* 1000 до *DN* 1200 включ.	I

Таблица Г.2

DN магистрального нефтепродуктопровода	Класс
DN 300 и менее	IV
Св. *DN* 300 до *DN* 500 включ.	III
Св. *DN* 500 до *DN* 700 включ.	II

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты на прочность и устойчивость магистральных трубопроводов и расчетные коэффициенты

Д.1 Расчетные коэффициенты приведены в таблицах Д.1—Д.4.

Таблица Д.1 — Коэффициент условий работы трубопровода при расчете на прочность, устойчивость и оценке возможности возникновения недопустимых пластических деформаций

Категория участка МТ	Значение коэффициента условий работы трубопровода при расчете на прочность, устойчивость и при оценке возможности возникновения недопустимых пластических деформаций m
В	0,660
I	0,825
II	0,825
III	0,990

Таблица Д.2 — Коэффициент надежности по материалу

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу k_1
Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. После выполнения технологического шва допускается лазерная (лазерно-гибридная) сварка средней части толщины стенки, при этом часть этого сварного соединения остается в готовой трубе после двухсторонней электродуговой сварки под флюсом	1,34
Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные, подвергнутые автоматическому контролю в объеме 100 % в на сплошность металла неразрушающими методами. Сварные, изготовленные электроконтактной 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	1,40
Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, подвергнутые общей термообработке или локальной термообработке сварных соединений и сварные соединения которых подвергнуты автоматическому контролю в объеме 100 % неразрушающими методами	1,47
Прочие бесшовные или электросварные	1,55
Примечание — Допускается применять коэффициенты: 1,34 вместо 1,40; 1,40 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1.	

Таблица Д.3 — Коэффициент надежности по материалу k_2

Характеристика труб	Отношение $R_2^н/R_1^н$	Значение коэффициента надежности по материалу k_2
Бесшовные	До 0,60 включ.	1,10
Бесшовные	От 0,60 до 0,80 включ.	1,15
Сварные	До 0,80 включ.	
Бесшовные или сварные	Св. 0,80	1,20

Таблица Д.4 — Коэффициент надежности по ответственности трубопровода $k_н$

DN трубопровода	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода $k_н$
DN 500 и менее	1,100
От *DN* 600 до *DN* 1000 включ.	1,110
DN 1200	1,155

Основные физические характеристики стали для труб приведены в таблице Д.5.

Таблица Д.5 — Основные физические характеристики стали для труб

Физическая характеристика стали	Значение
Плотность ρ	7850 кг/м^3
Модуль упругости E_0	206 000 МПа
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град$^{-1}$
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:	
- упругой μ_0	0,3
- пластической μ	по формуле (Д.2.4)

Д.2 Определение продольных осевых и максимальных суммарных продольных напряжений

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта напряжения определяют по формулам:

- продольные осевые, МПа

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н}, \quad (Д.2.1)$$

- максимальные (фибровые) суммарные продольные, МПа

$$\sigma_{пр}^н = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н} \pm \frac{E \cdot D_н}{2 \cdot \rho}, \quad (Д.2.2)$$

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

E — переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа, определяемый по формуле

$$E = \frac{\sigma_i/\varepsilon_i}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}; \quad (Д.2.3)$$

μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), определяемый по формуле

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}; \quad (Д.2.4)$$

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

σ_i — интенсивность напряжений, определяемая через главные напряжения:

- для проверок условий прочности по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{прN} \cdot \sigma_{кц} + \sigma_{прN}^2}; \quad (Д.2.5)$$

- для проверок условий возможности возникновения недопустимых пластических деформаций по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{кц}^н)^2 - \sigma_{пр}^н \cdot \sigma_{кц}^н + (\sigma_{пр}^н)^2}; \quad (Д.2.6)$$

ε_i — интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения σ—ε по формулам:

$$\sigma_i = \sigma; \quad (Д.2.7)$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma, \quad (Д.2.8)$$

где μ_0 — коэффициент поперечной деформации в упругой области;

E_0 — модуль упругости, МПа;

ε — деформация;

σ — напряжения, определяемые по нормированной диаграмме растяжения σ—ε.

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения $\sigma_{прN}^г$, МПа, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, определяют по формуле

$$\sigma_{пр.N}^г = 1{,}57 \cdot \frac{E_0 \cdot \lambda_0}{l_m}, \quad (Д.2.9)$$

где λ_0 — максимальные перемещения трубопровода на участке, вызываемые сдвижением грунта, см, определяемые по формуле

$$\lambda_0 = \frac{1}{2} \cdot \left(\psi - \sqrt{\psi^2 - 3{,}75 \cdot \frac{\tau_{пр.гр} \cdot l^2}{E_0 \cdot \delta_н} \cdot \Phi_1 \cdot \varepsilon_0} \right); \quad (Д.2.10)$$

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

ψ — коэффициент, определяемый по формуле

$$\psi = \xi_0 + 0{,}2 \cdot u_{max} + \frac{\tau_{пр.гр} \cdot l^2}{E_0 \cdot \delta_н} \cdot \Phi_1; \quad (Д.2.11)$$

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

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

$$\Phi_1 = 0{,}9 - 0{,}65 \cdot \sin(l/l_m - 0{,}5); \quad (Д.2.12)$$

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

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

Д.3 Условие проверки общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы проводят исходя из условия

$$S \le \frac{m}{1{,}1} \cdot N_{кр}, \quad (Д.3.1)$$

где S — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н, определяемое по формуле (Д.3.2);

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяемое в соответствии с 12.4.6.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S, Н, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта определяют по формуле

$$S = 100 \cdot [(0{,}5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F, \quad (Д.3.2)$$

где F — площадь поперечного сечения трубы, см^2.

Д.4 Расчет балластировки для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов расчет балластировки следует проводить с учетом характеристик участка трубопровода:

- по максимальной расчетной нагрузке, оказываемой трубопроводом (с учетом суммарной массы трубопровода и перекачиваемого продукта), при $k_{н.в}$, равном от 1,05 до 1,15;
- минимальной расчетной нагрузке, исключая массу перекачиваемого продукта, при $k_{н.в}$, равном 1,03.

При этом должна приниматься максимальная интенсивность балластировки, получаемая по результатам расчета.

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

$$q^{н}_{бал} = \frac{1}{n_б} \cdot \left(k_{н.в} \cdot q_в + q_{изг} - q_{тр} - q_{доп}\right) \cdot \frac{\gamma_б}{\gamma_б - \gamma_в \cdot k_{н.в}}, \quad (Д.4.1)$$

где $n_б$ — коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый равным:
- 0,9 — для железобетонных грузов;
- 1,0 — для чугунных грузов;

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

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

- для выпуклых кривых

$$q_{изг} = \frac{8 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4; \quad (Д.4.2)$$

- для вогнутых кривых

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E_0 \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3} \cdot 10^4, \quad (Д.4.3)$$

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

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

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

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

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

β — угол поворота оси трубопровода, рад;

ρ — минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Д.5 Расчет продольных напряжений для П-, Z- и Г-образных компенсаторов

Расчет продольных напряжений в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб для П-, Z- и Г-образных компенсаторов проводят по следующим формулам:

- для П-образных

$$\sigma_{комп} = \frac{0{,}5 \cdot E_0 \cdot D_н \cdot I_к \cdot m_к \cdot \Delta_к}{A}; \quad (Д.5.1)$$

$$A = \frac{1}{k_ж} \cdot \left(\pi \cdot \rho_к \cdot I_к^2 - 2{,}28 \cdot \rho_к^2 \cdot I_к + 1{,}4 \cdot \rho_к^3\right) + 0{,}67 \cdot I_к^3 + I_п \cdot I_к^2 - 4 \cdot \rho_к \cdot I_к^2 + 2 \cdot \rho_к^2 \cdot I_к - 1{,}33 \cdot \rho_к^3; \quad (Д.5.2)$$

- для Z-образных

$$\sigma_{комп} = \frac{E_0 \cdot D_н \cdot I_к \cdot m_к \cdot \Delta_к}{B}; \quad (Д.5.3)$$

$$B = \frac{1}{k_ж} \cdot \left(\pi \cdot \rho_к \cdot I_к^2 - 2{,}28 \cdot \rho_к^2 \cdot I_к + 1{,}4 \cdot \rho_к^3\right) + 0{,}67 \cdot I_к^3 - 2 \cdot \rho_к \cdot I_к^2 + 2 \cdot \rho_к^2 \cdot I_к - 1{,}33 \cdot \rho_к^3; \quad (Д.5.4)$$

- для Г-образных

$$\sigma_{комп} = \frac{1{,}5 \cdot E_0 \cdot D_н \cdot \Delta_к}{I_к^2}, \quad (Д.5.5)$$

где $I_к$ — вылет компенсатора, см;

$m_к$ — коэффициент увеличения продольных напряжений;

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

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

$l_п$ — ширина полки компенсатора, см.

Реакцию отпора $H_к$ компенсаторов, Н, при продольных перемещениях надземного трубопровода определяют по формулам:

- для П- и Z-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{200 \cdot W \cdot \sigma_{комп}}{m_к \cdot l_к}; \quad (Д.5.6)$$

- для Г-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{200 \cdot W \cdot \sigma_{комп}}{l_к}, \quad (Д.5.7)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы, см^3.

Д.6 Определение коэффициента повторяемости землетрясений

Коэффициент повторяемости землетрясений $k_п$ приведен в таблице Д.6.

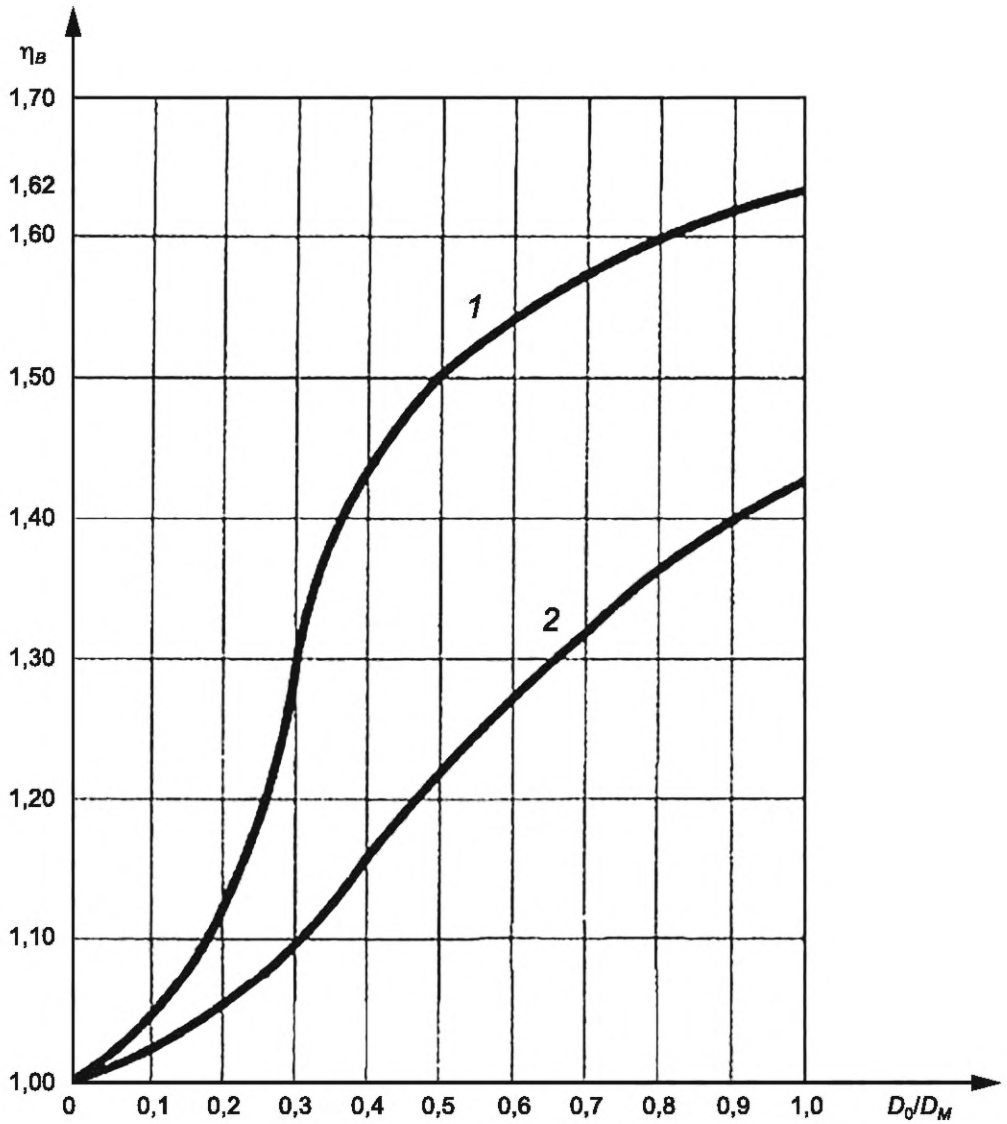
Таблица Д.6 — Коэффициент повторяемости землетрясений $k_п$

Повторяемость землетрясений, 1 раз	в 500 лет	в 1000 лет	в 5000 лет
Коэффициент повторяемости $k_п$	1,10	1,00	0,95

Приложение Е
(обязательное)

Определение коэффициента несущей способности тройников

Е.1 Коэффициент несущей способности тройников определяют в соответствии с графиком, приведенным на рисунке Е.1.



η_B — коэффициент несущей способности деталей; D_0/D_M — отношение наружного диаметра ответвления тройника к наружному диаметру основной трубы тройника; *1* — для сварных без усиливающих накладок; *2* — для штампованных и штампосварных

Рисунок Е.1 — График для определения коэффициента несущей способности тройников η_B

Приложение Ж
(обязательное)

Значения ударной вязкости основного металла и сварных соединений труб, основного металла и сварных соединений соединительных деталей трубопроводов

Ж.1 Для труб и соединительных деталей с нормативным временным сопротивлением до 590 МПа включительно значения ударной вязкости на образцах Шарпи (KCV) основного металла и сварных соединений труб должны соответствовать значениям, приведенным в таблице Ж.1.

Требования по ударной вязкости для труб и соединительных деталей с нормативным временным сопротивлением свыше 590 МПа устанавливают в нормативных документах на трубы, действующих в установленном порядке на территории государств — членов ЕАЭС.

Таблица Ж.1

DN труб	Рабочее давление, МПа	Ударная вязкость KCV при температуре, равной минимальной температуре стенки трубопровода при эксплуатации, Дж/см^2, не менее	
		основного металла труб	сварного соединения труб
Менее *DN* 500	10,0 и менее	25	25
DN 500; *DN* 600	10,0 и менее	29	29
DN 700; *DN* 800	10,0 и менее	29	29
DN 1000	5,5 и менее	29	29
	7,5	39	34
	10,0	59	34
DN 1200	5,5 и менее	39	34
	7,5	59	34
	10,0	78	39

Ж.2 Значения ударной вязкости основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей на образцах Менаже (KCU) определяют при температуре минус 40 °С, а для районов Крайнего Севера Российской Федерации и приравненных к ним — при минус 60 °С, и принимают по данным, приведенным в таблице Ж.2.

Таблица Ж.2

Номинальная толщина стенки труб, мм	Ударная вязкость KCU, Дж/см^2, при температуре, равной минус 60 °С, для районов Крайнего Севера и приравненных к ним, и минус 40 °С для остальных районов, не менее		
	основного металла		сварного соединения труб и соединительных деталей
	труб	соединительных деталей	
От 6 включ. до 10 включ.	29	29	25
Св. 10 до 15 включ.	39	29	29
Св. 15 до 25 включ.	49	29	39 — для сварных соединений труб; 29 — для сварных соединений соединительных деталей
Св. 25 до 30 включ.	59	39	39
Св. 30 до 45 включ.	—	49	39

Ж.3 Испытания на ударную вязкость основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей должны быть проведены согласно требованиям соответствующих стандартов, утвержденных в установленном порядке для применения в государствах — членах ЕАЭС.

Библиография

[1]	Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 049/2017	О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов
[2]	Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017	О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию
[3]	MSK-64	Шкала интенсивности землетрясений Медведева—Шпонхойера—Карника (MSK-64)
[4]	Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 043/2017	О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения

УДК 622.692.4:006.354 МКС 23.040

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, нефтепровод, нефтепродуктопровод, трубопровод, линейная часть, диаметр, магистральный

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 17.04.2024. Подписано в печать 02.05.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 10,23. Уч.-изд. л. 9,27.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 35070—2024 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
	—	Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

(ИУС № 10 2024 г.)

Поправка к ГОСТ 35070—2024 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru