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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

**ГОСТ
34950—
2023**

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

УЧАСТКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА, ПРОКЛАДЫВАЕМЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ДРУГИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Проектирование

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

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 технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 31 марта 2023 г. № 160-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
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 апреля 2023 г. № 199-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34950—2023 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2023 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», 2023

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 2
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 10
5 Общие положения 10
6 Классификация трубопроводов 11
7 Трубопроводы 11
8 Подземная прокладка 14
9 Переходы через искусственные и естественные преграды 16
10 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость 18
11 Защита трубопроводов от коррозии 19
12 Электроснабжение 19
13 Автоматизация и телемеханизация магистральных трубопроводов 23
14 Противоаварийная защита линейной части трубопровода 23
15 Система обнаружения утечек 24
16 Комплекс инженерно-технических средств охраны и средств антитеррористической защиты 24
17 Сети связи 24
18 Безопасность трубопроводов 26
19 Материалы и изделия 26
20 Охрана окружающей среды 26
Приложение А (обязательное) Классификация трубопроводов 28
Приложение Б (обязательное) Минимальные расстояния до объектов магистрального трубопровода от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода 29
Библиография 31

Поправка к ГОСТ 34950—2023 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Участки магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов. 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

УЧАСТКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДА, ПРОКЛАДЫВАЕМЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ДРУГИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Проектирование

Trunk pipeline transport of oil and oil products. Oil pipeline and petroleum product pipeline, laid on the territory of cities and settlements. Design

Дата введения — 2023—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектирование участков новых и реконструкцию действующих участков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, предназначенных для транспортировки нефти, нефтепродуктов (дизельного топлива, автомобильных бензинов, топлива для реактивных двигателей), прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов:

- номинальным диаметром до *DN* 500 (включительно) с рабочим давлением в стационарном режиме не более 2,5 МПа (включительно);
- номинальным диаметром от *DN* 500 до *DN* 1200 (включительно) с рабочим давлением в стационарном режиме не более 1,2 МПа (включительно), расположенных в селитебной территории городов и других населенных пунктов, — только на реконструкцию участков действующих магистральных трубопроводов с учетом выполнения одного или нескольких дополнительных мероприятий (в соответствии с 7.3);
- номинальным диаметром от *DN* 500 до *DN* 1200 (включительно) с рабочим давлением в стационарном режиме не более 2,5 МПа (включительно), прокладываемых за пределами селитебной территории городов и других населенных пунктов;
- номинальным диаметром до *DN* 1200 (включительно) с рабочим давлением в стационарном режиме от 2,5 МПа до 7,5 МПа (включительно), прокладываемых за пределами селитебной территории городов и других населенных пунктов с учетом выполнения одного или нескольких дополнительных мероприятий (в соответствии с 7.4).

При выборе и обосновании набора мероприятий следует руководствоваться требованиями национальных нормативных документов государств — членов СНГ.

1.2 При реконструкции действующих магистральных трубопроводов положения настоящего стандарта распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть объекта в границах участка проектирования.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование трубопроводов:

- предназначенных для транспортировки нефтепродуктов (дизельного топлива, автомобильных бензинов, топлива для реактивных двигателей), имеющих при температуре 20 °С давление насыщенных паров выше 93,1 кПа;
- прокладываемых в районах с сейсмичностью выше 8 баллов, многолетнемерзлых грунтах и в районах горных выработок;
- предназначенных для осуществления и обеспечения технологических процессов переработки углеводородного сырья.

1.4 Границами трубопровода, на которые распространяется настоящий документ, следует считать:

Издание официальное

- запорную или регулирующую арматуру, устанавливаемую на трубопроводе от границы застройки городов или других населенных пунктов на расстоянии не менее 200 м с внешней стороны;

- входную (выходную) запорную или регулирующую арматуру, устанавливаемую в пределах существующей территории или охранной зоны предприятия—поставщика или предприятия—потребителя нефтепродуктов.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 19179 Гидрология суши. Термины и определения

ГОСТ 31565 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 32144 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33382 Дороги автомобильные общего пользования. Техническая классификация

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

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 термины по ГОСТ 34563, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1

взрывоопасная зона (area, hazardous): Часть замкнутого или открытого пространства, в котором присутствует или может образоваться взрывоопасная среда в объеме, требующем специальных мер защиты при конструировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования.

[ГОСТ 31610.0—2014, пункт 3.2]

3.2

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

Примечание — Различают естественные водоемы, представляющие собой природные скопления воды во впадинах, и искусственные водоемы — специально созданные скопления воды в искусственных или естественных углублениях земной поверхности.

[ГОСТ 19179—73, статья 18]

3.3

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

[ГОСТ 19179—73, статья 15]

3.4 **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».

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

3.6 **допустимое рабочее давление в секции трубопровода:** Максимальное избыточное давление для каждой секции трубопровода, определяемое в зависимости от несущей способности секции трубопровода и результатов гидравлических испытаний на прочность.

Примечания

1 Ранее в ряде документов для обозначения данного понятия использовался термин «разрешенное рабочее давление в секции трубопровода».

2 За значение допустимого рабочего давления в каждой секции трубопровода при стационарном режиме принимают минимальное значение из двух значений:

- 66,7 % от испытательного давления секции на прочность для участков категории В;
- значение несущей способности секции трубопровода.

3 За значение допустимого рабочего давления для каждой секции трубопровода при нестационарном режиме принимают минимальное значение из двух значений:

- 73 % от испытательного давления секции трубопровода на прочность для участков категории В;
- 110 % от несущей способности секции трубопровода.

4 При наличии результатов внутритрубного диагностирования принимают фактическую несущую способность секции трубопровода.

5 Процентные величины от испытательного давления могут отличаться от указанных в документе с учетом требований к соотношениям рабочего и испытательного давления.

3.7 **жилая застройка:** Территории в населенных пунктах, застроенные жилыми зданиями.

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

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

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

3.11

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

[ГОСТ 24856—2014, статья 3.1.1]

3.12

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]

3.13

инженерно-технические средства охраны: Технические средства охраны и инженерно-технические средства защиты объекта, предназначенные для предотвращения несанкционированного проникновения на объект и/или выявления несанкционированных действий в отношении объекта.

[ГОСТ 34737—2021, пункт 3.7]

3.14 **инженерно-технические средства защиты;** ИТСЗ: Комплекс инженерных средств физической защиты, систем охранной и тревожной сигнализации, обеспечивающий необходимое предотвращение несанкционированного проникновения на объект или охраняемую зону.

3.15 **кабельная линия:** Линия для передачи электроэнергии или ее отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

3.16 **кабельный туннель:** Закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим проводить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

3.17 **кабельная эстакада:** Надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение.

Примечание — Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

3.18 **категория участка магистрального трубопровода:** Классификатор (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.

Примечание — Категории участков трубопроводов установлены в нормативных документах государств — членов СНГ.

3.19 **линейная часть магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов):** Объект магистрального трубопровода, предназначенный для перемещения транспортируемых нефти/нефтепродуктов, включающий 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 — Под основным трубопроводом понимается изначально проложенный трубопровод для перекачки нефти (нефтепродуктов).

3.20 **магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов);** МТ: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или их перевалки на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и здания, используемые для целей обслуживания и управления объектами магистрального трубопровода.

Примечание — Под подготовленной нефтью понимается природная смесь углеводородов и растворенных в них неуглеводородных компонентов, находящихся в жидком состоянии, соответствующая требованиям, установленным в странах СНГ[1)].

3.21 **магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов:** Вид транспорта, осуществляющий транспортировку подготовленной нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

3.22

мерзлый грунт: Грунт, имеющий отрицательную или нулевую температуру, содержащий видимые ледяные включения и/или лед-цемент, за счет которых образованы криогенные структурные связи.

[ГОСТ 25100—2020, пункт 3.10]

3.23

минимальное расстояние 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, пункт 5]

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 51858—2000 «Нефть. Общие технические требования».

3.24

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

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.18]

3.25 **мягкий грунт:** Минеральный песчаный грунт с размерами фракций до 2 мм, удельный объем которых превышает 50 %, не содержащий твердых включений размером более 50 мм.

3.26

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

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.19]

3.27

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]

3.28 **населенный пункт:** Административно-территориальное образование, имеющее сосредоточенную застройку в пределах установленной границы и служащее местом постоянного проживания людей.

Примечание — В границы населенных пунктов также входят территории в установленных границах, предназначенные для жизнедеятельности людей.

3.29 **нефтеперекачивающая [нефтепродуктоперекачивающая] станция;** НПС: Объект магистрального трубопровода, предназначенный для создания и поддержания технологических режимов транспортирования жидких углеводородов.

Примечание — Терминологическая статья составлена по [1]. В тексте настоящего стандарта для обозначения понятия применяется краткая форма «НПС».

3.30

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

[ГОСТ 26098—84, статья 1]

3.31

номинальный диаметр: Числовое обозначение размера, равное округленному до целого значения внутреннего диаметра и выраженное в миллиметрах без обозначения размерности.

[[1], глава II, пункт 5]

3.32 **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 значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

3.33 **ответвление трубопровода:** Участок магистрального трубопровода, не имеющий НПС, 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 этим термином обозначается понятие со следующим определением: соединительная деталь, предназначенная для изменения направления оси трубопровода в вертикальной/горизонтальной плоскости.

3.34

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, пункт 5]

3.35 **параллельное следование трубопроводов:** Прокладка трубопроводов, осуществляемая параллельно другим действующим или проектируемым магистральным трубопроводам — в техническом коридоре без пересечений.

Примечания

1 Не являются параллельным следованием участки трубопровода в границах минимальных расстояний при условии пересечения коммуникации или коммуникаций, относительно которых рассматривается параллельное следование.

2 Границы зоны параллельного следования устанавливаются проектом в соответствии с законодательством стран — членов СНГ.

3.36 **пересечение коммуникации:** Общая точка в плане двух и более коммуникаций в одном или разных уровнях.

Примечание — Границы зоны пересечения устанавливаются проектом в соответствии с законодательством стран — членов СНГ.

3.37 **переход (магистрального трубопровода) через малый водоток [водоем]:** Участок магистрального трубопровода, проложенный через малый водоток [водоем] шириной по зеркалу воды в межень менее 25 м и глубиной менее 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень менее 10 м независимо от глубины, за исключением временных водотоков [водоемов].

Примечание — Согласно ГОСТ 19179 различают постоянные и временные водотоки в зависимости от времени движения воды в них: в течение всего года, большей или меньшей части года.

3.38 **подводный переход (магистрального трубопровода):** Участок магистрального трубопровода, проложенный с заглублением в дно пересекаемой водной преграды шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более и глубиной 1,5 м и более или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

3.39

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]

3.40 **потребитель электрической энергии:** Электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

3.41 **преграда водная:** Водоток или водоем, не пересыхающий в меженный период.

3.42

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

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.37]

3.43 **проектная пропускная способность магистрального трубопровода:** Заданный объем нефти/нефтепродуктов, который может транспортировать магистральный трубопровод в течение годового фонда времени при проектных параметрах перекачиваемой нефти/нефтепродуктов.

Примечания

1 Объем перекачки нефти/нефтепродуктов (количество нефти/нефтепродуктов) указывают в задании на проектирование магистрального трубопровода.

2 К проектным параметрам нефти/нефтепродуктов относятся вязкость, плотность и т. д.

3.44 **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.

3.45 **прямой удар молнии:** Непосредственный контакт канала молнии со зданием или сооружением, сопровождающийся протеканием через него тока молнии.

3.46

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

[ГОСТ 34563—2019, пункт 3.45]

3.47

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]

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

3.49

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]

3.50 **система электроснабжения:** Совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

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

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

3.52 **стационарный [технологический] режим работы (участка магистрального трубопровода):** Установившийся режим работы технологического участка магистрального трубопровода, при котором завершены все необходимые технологические переключения, давление нефти/нефтепродукта во всех точках не изменяется во времени.

Примечание — К технологическим переключениям относятся пуск/остановка перекачки по трубопроводу, включение/отключение магистрального насоса, включение/отключение НПС, полное или частичное открытие/закрытие задвижки, переключение резервуаров, начало или прекращение приема/сдачи нефти/нефтепродукта и т. п.

3.53 **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 жизнедеятельности, отдыха, занятий спортом и т. п.

3.54 **техническое средство охраны;** ТСО: Конструктивно законченное устройство, выполняющее самостоятельные функции в составе системы, предназначенной для обеспечения охраны или безопасности объекта.

3.55

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, пункт 5]

3.56

техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта.

Примечания

1 Задачами технического диагностирования являются:
- контроль технического состояния;
- поиск места и определения причин отказа (неисправности);
- прогнозирование технического состояния.

2 Термин «Техническое диагностирование» применяют в наименованиях и определениях понятий, когда решаемые задачи технического диагностирования равнозначны или основной задачей является поиск места и определения причин отказа (неисправности).

3 Термин «Контроль технического состояния» применяется, когда основной задачей технического диагностирования является определение вида технического состояния.

[ГОСТ 20911—89, статья 4]

3.57

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]

3.58 **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 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.

3.59 **транзитная прокладка трубопровода:** Прокладка трубопровода по населенному пункту без подключения к конечному потребителю в данном населенном пункте.

3.60 **транспортировка нефти [нефтепродуктов]:** Совокупность взаимосвязанных технологических операций по приему нефти [нефтепродуктов] в пункте отправления, перекачке по магистральному трубопроводу, сдаче в пункте назначения или перевалке.

3.61

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

[ГОСТ 34182—2014, пункт 3.59]

3.62 **трубопровод:** Совокупность цилиндрических труб, соединительных деталей и установленной на них трубопроводной арматуры.

Примечание — В рамках настоящего стандарта трубопровод используется для обеспечения транспортировки нефти и нефтепродуктов.

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

3.64

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]

3.65

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]

3.66

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]

3.67 **участок (магистрального) трубопровода:** Составная часть магистрального трубопровода, определяемая установленными границами.

Примечания

1 В зависимости от целей разделения магистрального трубопровода на участки различают технологические участки, тарифные участки, участки обследования и т. п.

2 В качестве границ участков магистрального трубопровода используют, например, НПС, задвижки и т. п.

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

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

3.69

электромагнитная совместимость технических средств; ЭМС технических средств: Способность технического средства функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам.

[ГОСТ 30372—2017, статья 161-01-07]

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР — автоматическое включение резерва;

ГВВ — горизонт высоких вод;

КТП — комплектная трансформаторная подстанция;

ЛЧ — линейная часть;

МТ — магистральный трубопровод;

НПС — нефтеперекачивающая (нефтепродуктоперекачивающая) станция;

ПКУ — пункт контроля и управления;

СКИП — стойка контрольно-измерительного пункта;

СНГ — Содружество независимых государств;

СОД — средства очистки и диагностирования;

СОУ — система обнаружения утечек;

УЗИП — устройство для защиты от импульсных перенапряжений;

ЩСУ — щиты станций управления;

ЭМС — электромагнитная совместимость.

5 Общие положения

5.1 В состав ЛЧ магистральных трубопроводов входят:

- трубопровод с ответвлениями и лупингами, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами запорной арматуры, узлами пуска, приема и пропуска СОД, узлами защиты, узлами регулирования давления;
- установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, СКИП;
- линии и сооружения технологической связи, СОУ, средства автоматизации и телемеханизации и помещения для их размещения;
- линии электропередачи, предназначенные для электроснабжения линейных объектов магистрального трубопроводного транспорта, запорной арматуры, средств автоматизации, телемеханизации, связи и установок электрохимической защиты трубопроводов;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов (при наличии);
- инженерно-технические средства охраны;
- информационные знаки, опознавательно-предупредительные знаки местонахождения трубопроводов, указатели и сигнальные знаки;
- противопожарные средства, противоэрозионные сооружения трубопроводов, прочие сооружения, обеспечивающие безопасную и надежную перекачку нефти/нефтепродуктов по трубопроводам.

5.2 При проектировании трубопроводов необходимо учитывать требования [1].

5.3 Прокладка трубопроводов может осуществляться однониточно или в техническом коридоре параллельно другим действующим или проектируемым трубопроводам.

5.4 При наличии требований в задании на проектирование должна быть обеспечена возможность круглогодичного проезда для обслуживания трубопровода и его инфраструктуры. В населенных пунктах для обеспечения проезда допускается использовать существующие дорожные коммуникации[1)].

5.5 Прокладка трубопроводов должна выполняться подземно. Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается при подключении к технологическому оборудованию.

5.6 Конструктивные решения, обеспечивающие надежность и безаварийность трубопровода, должны исключать необходимость строительства вдоль трубопровода защитных сооружений по сбору нефти/нефтепродукта (устройство амбаров, сборников, канав и т. п.).

[1)] На этапе проектирования необходимо предусмотреть, при наличии требований в задании на проектирование и при согласовании с администрацией муниципального образования (селитебной территории), возможность круглогодичного проезда (обхода) для обслуживания трубопровода и его инфраструктуры.

5.7 При прокладке трубопроводов по территории городов и других населенных пунктов в границах, предусмотренных 1.4 настоящего стандарта, на данный участок трубопровода должна назначаться категория в соответствии с национальными стандартами — членов СНГ[1)].

5.8 Строительство, очистку полости и испытание трубопровода следует проводить в соответствии с нормативными документами, действующими на территории государств — членов СНГ.

5.9 Техническое диагностирование трубопроводов по завершении строительно-монтажных работ следует проводить в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

5.10 При проектировании магистральных трубопроводов следует руководствоваться нормативными документами государств — членов СНГ.

6 Классификация трубопроводов

Классификация трубопроводов, прокладываемых на территориях городов и других населенных пунктов, при отсутствии классификации в национальном законодательстве приведена в приложении А.

7 Трубопроводы

7.1 Минимальные расстояния от объектов магистрального трубопровода до зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, должны приниматься в соответствии с приложением Б настоящего стандарта.

7.2 Трассы трубопроводов следует прокладывать вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.

7.3 Допускается прокладка трубопроводов на селитебной территории:

а) новых и реконструируемых трубопроводов диаметром до *DN* 500 (включительно) с рабочим давлением до 2,5 МПа (включительно);

б) реконструируемых трубопроводов диаметром от *DN* 500 до *DN* 1200 (включительно) с рабочим давлением до 1,2 МПа (включительно) при условии реализации одного или нескольких компенсирующих мероприятий:

1) прокладки трубопровода в защитном футляре;
2) прокладки обетонированного трубопровода;
3) прокладки трубопровода бестраншейными методами;
4) прокладки трубопровода с защитой дорожными плитами;
5) увеличения толщины стенки на 50 % относительно расчетной;
6) увеличения заглубления трубопровода;
7) увеличения объема контроля неразрушающими методами монтажных сварных соединений;
8) ограничения уровня кольцевых напряжений не более 30 % от предела текучести.

Перечень компенсирующих мероприятий определяется проектной документацией на основании оценки рисков возникновения аварии в соответствии с нормативными документами о безопасной эксплуатации опасных производственных объектов государств — членов СНГ.

7.4 Допускается прокладка новых и реконструируемых трубопроводов за пределами селитебной территории диаметром до *DN* 1200 (включительно) с рабочим давлением до 7,5 МПа (включительно) при условии реализации одного или нескольких компенсирующих мероприятий:

1) прокладки трубопровода в защитном футляре;
2) прокладки обетонированного трубопровода;
3) прокладки трубопровода бестраншейными методами;
4) прокладки трубопровода с защитой дорожными плитами;
5) увеличения толщины стенки на 50 % относительно расчетной;
6) увеличения заглубления трубопровода;
7) увеличения объема контроля неразрушающими методами монтажных сварных соединений;
8) ограничения уровня кольцевых напряжений не более 30 % от предела текучести.

[1)] В Российской Федерации должна назначаться категория «В» в соответствии с действующими нормативными документами.

Перечень компенсирующих мероприятий определяется проектной документацией на основании оценки рисков возникновения аварии в соответствии с нормативными документами о безопасной эксплуатации опасных производственных объектов государств — членов СНГ.

7.5 При прокладке новых и реконструкции действующих участков трубопроводов в границах населенных пунктов допускается без выполнения компенсирующих мероприятий размещение на селитебной территории и других населенных пунктов и за ее пределами сооружений, входящих в состав трубопроводов:

а) установок электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

б) сетей связи, средств телемеханики, системы обнаружения утечек;

в) линий электропередачи, предназначенных для обслуживания трубопроводов, устройств электроснабжения и дистанционного управления запорной и регулирующей арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

г) противоэрозийных и защитных сооружений трубопроводов;

д) указательных и предупредительных знаков;

е) вдольтрассовых проездов.

7.6 Трубопроводы I класса допускается прокладывать только в промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зонах территорий населенных пунктов, а там, где зоны не выделены, — вне жилой застройки.

7.7 При новом строительстве трубопроводов, за исключением реконструкции существующих трубопроводов, транзитная прокладка через территории городов и других населенных пунктов не допускается.

7.8 Не допускается прокладка трубопровода в автомобильных и железнодорожных тоннелях.

7.9 Для обеспечения безопасности объектов МТ и создания необходимых условий их эксплуатации вокруг них должны устанавливаться охранные зоны, размеры, а также условия использования которых устанавливаются в соответствии с [1]. В зависимости от местных условий (сближение менее 25 м со сторонними сетями инженерно-технического обеспечения, сооружениями, транспортными сетями, техническими коридорами МТ) на территории городов и других населенных пунктов охранная зона трубопровода может уменьшаться до 5 м от оси трубопровода с каждой стороны или ограждения объекта магистрального трубопровода (при его наличии), а при многониточной прокладке — от осей крайних трубопроводов с каждой стороны. Вдоль подводных переходов трубопроводов охранная зона устанавливается в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

Порядок установления охранных зон определяется в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

Эксплуатирующая организация, при необходимости, должна регистрировать охранные зоны в землеустроительных документах.

7.10 Участки трубопроводов в пределах подводной траншеи или заливаемых пойм должны быть рассчитаны на устойчивость положения против всплытия в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ. Расчеты выполняются на опорожненный трубопровод без учета грунта обратной засыпки. Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для балластировки и закрепления трубопровода (балластирующие устройства, утяжеляющие покрытия, анкеры и др.). Параметры балластирующих устройств устанавливаются в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

7.11 Трубопроводы на переходах через водные преграды в границах участка ГВВ при 1 %-ной обеспеченности, а также участки трубопроводов, прокладываемых вдоль водоемов, водотоков, оврагов и т. п. на отметках выше их по рельефу, следует относить к классу I.

Для трубопроводов, прокладываемых вдоль водоемов, водотоков, оврагов и т. п., расстояние от оси трубопровода до линии уреза водотока при среднемеженном уровне воды или края оврага должно устанавливаться в соответствии с национальным законодательством государств — членов СНГ (при отсутствии минимальных расстояний в национальном законодательстве расстояние принимается 150 м).

7.12 Трубопроводы на пересечениях с газопроводами на расстоянии не менее 25 м в обе стороны от пересечения по оси трубопровода следует относить к классу I.

7.13 Для защиты трубопровода от повышения в нем давления сверх рабочего необходимо предусматривать в конце трубопровода на предприятии-потребителе установку предохранительных клапанов, рассчитанных на давление, принятое на этом предприятии. Сброс нефти/нефтепродукта от этих клапа-

нов следует предусматривать в специальные резервуары, вместимость и количество которых определяются расчетом в проектной документации.

7.14 При удалении предприятия-поставщика или узла врезки подводящего трубопровода (ответвления) в ЛЧ магистрального трубопровода от границы населенного пункта на расстояние до 2 км допускается не предусматривать установку запорной арматуры у границ населенных пунктов и узлов учета количества транспортируемой нефти/нефтепродукта. В этом случае их следует предусматривать на выходе трубопровода с предприятия-поставщика или в узле врезки подводящего трубопровода (ответвления) в ЛЧ магистрального трубопровода.

7.15 Узлы пуска разделительных, очистных устройств и средств диагностирования диаметром 150 мм и более необходимо размещать на выходе трубопровода с предприятия-поставщика или в узле врезки ответвления в ЛЧ магистрального трубопровода, а узел приема — на предприятии-потребителе.

7.16 Узлы запорной и регулирующей арматуры, учета количества нефти/нефтепродукта, пуска и приема разделительных, очистных устройств и средств диагностирования, устанавливаемые на трубопроводе, должны иметь ограждение и комплект технических средств охраны.

7.17 Узлы пуска (приема) СОД, установленные на переходах трубопровода через водную преграду, должны быть в обваловании. Порядок водоотведения из обвалования определяется заданием на проектирование.

7.18 Степени огнестойкости зданий и сооружений принимаются в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности государств — членов СНГ.

7.19 Допустимые упругие радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условий прочности, общей устойчивости трубопровода, но не менее 1000 *DN*. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его номинальных диаметров при технической возможности пропуска очистных устройств. Допускается применение отводов с радиусом изгиба менее 5 *DN* в случае, если в задании на проектирование объекта указывается внутритрубное диагностическое устройство с соответствующими параметрами по прохождению криволинейных элементов трубопроводов.

7.20 В местах примыкания трубопроводов к обвязке оборудования, узлам, переходам через водные преграды необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Продольные перемещения должны учитываться при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к трубопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку компенсаторов П-образной, Z-образной или другой формы.

7.21 Установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

- на расстоянии 200 м за границей городов и других населенных пунктов (независимо от направления перекачки нефти/нефтепродукта);
- на подводных переходах трубопроводов (на обоих берегах);
- на границах жилой застройки населенного пункта;
- на переходах через железные дороги общей сети (с учетом рельефа местности при условии возможности распространения аварийного разлива в сторону железной дороги) на расстоянии, определяемом проектом;
- на входе и выходе с территории предприятия-поставщика или предприятия-потребителя;
- в начале каждого ответвления от трубопровода.

7.22 В остальных случаях размещение запорной арматуры определяется проектной документацией в зависимости от рельефа местности и зон розлива продукта, но на расстоянии не более 5 км одна от другой.

7.23 С обеих сторон запорной арматуры должна быть предусмотрена установка средств измерений давления.

7.24 Запорную арматуру необходимо устанавливать подземно в колодцах. Тип соединения — под приварку.

7.25 Запорную и регулирующую арматуру следует размещать в колодцах в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей. Конструкция колодцев должна исключать поступление в них воды. Люки колодцев необходимо предусматривать выше уровня земли. В колодцах следует предусматривать вентиляцию с естественным побуждением.

Допускается обустройство бесколодезного размещения запорной и регулирующей арматуры при условии выполнения мероприятий по исключению разлива продукта путем строительства защитного обвалования с устройством гидроизоляции на внутренних откосах обвалования и исключению фонтанирования запорной арматуры при ее возможном разрушении.

7.26 Запорную арматуру, устанавливаемую на параллельных трубопроводах, следует смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство ее обслуживания, монтажа и демонтажа.

7.27 На подводных переходах трубопроводов запорную арматуру следует размещать на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ при 10 %-ной обеспеченности и выше отметок ледохода, а на горных реках — не ниже отметок ГВВ при 2 %-ной обеспеченности.

7.28 Запорную арматуру, конструкцией которой предусмотрена опорная поверхность, необходимо устанавливать на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание.

7.29 Запорную арматуру, устанавливаемую на трубопроводе, следует предусматривать с электрическим приводом с возможностью местного и дистанционного управления. Электроприводы запорной арматуры должны иметь внешнюю пусковую аппаратуру, установленную в ПКУ. Управление запорной арматурой на ЛЧ осуществляется из диспетчерского пункта, управляющего соответствующим технологическим участком магистрального трубопровода.

7.30 Ко всем узлам запорной арматуры следует предусматривать доступ обслуживающего персонала.

7.31 Приемники электрической энергии магистрального трубопровода в части обеспечения надежности электроснабжения должны питаться от двух независимых источников электропитания (от отдельных трансформаторов).

7.32 На трассе трубопровода следует устанавливать опознавательно-предупредительные знаки со щитами-указателями высотой 1,5—2 м от поверхности земли на расстоянии 100 м друг от друга и на углах поворота, а также на обоих берегах водных преград с указанием наименования трубопровода, его диаметра, километра трассы, размеров охранной зоны, наименования и номеров телефонов эксплуатирующей организации.

8 Подземная прокладка

8.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы надлежит принимать:

- не менее 1,2 м до верхней образующей трубопровода или футляра для трубопроводов, прокладываемых в границах населенных пунктов. Допускается прокладка трубопроводов с заглублением не менее 0,8 м в местах установки запорной арматуры (границы участка с запорной арматурой определяются проектом);
- в пучинистых грунтах — не менее глубины промерзания грунта.

Заглубление трубопровода на переходах через малые водотоки и на подводных переходах принимается в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

8.2 В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа, а также в грунтах с включениями строительного мусора и перегноя дно траншеи следует усиливать путем прокладки бетонных брусьев, устройства свайного основания или втрамбовывания в него щебня или гравия, при этом подсыпку трубопровода и его засыпку необходимо проводить мягким или песчаным грунтом.

8.3 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее *DN* + 300 мм. Допускается уменьшение ширины траншеи в случае применения механизмов, обеспечивающих безопасную разработку и укладку трубопровода.

8.4 Крутизну откосов траншей необходимо назначать в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

8.5 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах, а также при применении механического рыхления следует предусматривать устройство подсыпки из щебня толщиной не менее 20 см фракцией не более 50 мм. Перед укладкой трубопровода необходимо подготовить дно траншеи. Должны быть выявлены и устранены локальные выступы скальных пород и локальные углубления дна траншеи в соответствии с проектными отметками. Каменистые и другие твердые включения размером свыше 50 мм в поперечнике следует удалить со дна траншеи до устройства подсыпки. Применяемый для засыпки грунт не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике. Изоляция трубопровода при прокладке в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах должна быть усиленного типа.

8.6 При прокладке в одной траншее одновременно двух и более трубопроводов расстояния между ними в свету должны составлять для труб номинальным диаметром *DN*:

- до 150 включительно — не менее 0,4 м;
- 200 и более — не менее 0,5 м.

При прокладке труб с разными диаметрами расстояния принимаются по большему диаметру.

8.7 Переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ, при этом:

- расстояние в свету между параллельными трубопроводами должно быть не менее 5 м (с учетом возможности производства работ);
- в одной траншее допускается укладка двух трубопроводов с расстоянием между ними не менее 0,5 м.

8.8 Расстояния по вертикали в свету при пересечении трубопровода:

- с газопроводами — не менее 0,5 м;
- электрическими кабелями, кабельными линиями связи, радиотрансляционными сетями следует принимать не менее 0,35 м;
- другими подземными сетями — не менее 0,35 м.

8.9 При размещении трубопровода выше водоводов его следует предусматривать в футляре, концы которого должны выводиться на расстояние не менее 10 м в каждую сторону от оси пересечения.

8.10 В местах пересечения сетей инженерно-технического обеспечения, проложенных в каналах, лотках или коллекторах, трубопровод следует прокладывать не менее чем на 0,4 м ниже этих сооружений в футляре, концы которого должны быть выведены на расстояние не менее 5 м в каждую сторону от наружных стенок пересекаемых сооружений.

8.11 При проектировании подземных трубопроводов для районов 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 СНГ[1)].

Проектирование трубопроводов в особых условиях (набухающие и скальные грунты, закарстованные территории и т. д.) выполняется в соответствии с нормами и правилами государства — члена СНГ.

8.12 При прокладке трубопровода на косогорных участках (на продольных уклонах свыше 3° — для скальных грунтов и свыше 11° — для песчаных и глинистых грунтов) предусматривают противоэрозионные мероприятия по предотвращению размыва грунта траншеи в соответствии с проектной документацией.

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

8.14 При наличии вблизи трассы участков развития экзогенных геологических процессов (активных оврагов и провалов, карстовых форм, оползневых склонов и т. п.), которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопроводов, необходимо предусматривать мероприятия по их укреплению.

8.15 В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку трубопровода преимущественно на пологих участках.

8.16 Траншею для укладки трубопровода необходимо предусматривать в материковом грунте, обеспечивающем нормальную работу землеройных машин.

8.17 Проектирование линейной части магистральных трубопроводов и ответвлений от них, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью от 6 до 8 баллов, следует выполнять с учетом сейсмических воздействий.

8.18 Все монтажные сварные соединения трубопроводов должны подвергаться визуальному, ультразвуковому и радиографическому контролю.

8.19 Не допускается жесткое соединение трубопроводов со стенами зданий.

8.20 Ввод трубопровода в здания следует осуществлять через футляры, размеры которых должны превышать номинальный диаметр трубопровода не менее чем на 200 мм.

8.21 Взаимное пересечение нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов, а также пересечения трубопроводов с другими сетями инженерно-технического обеспечения (водопроводами, канализационными трубопроводами, коллекторами, эстакадами и т. п.) выполняют под углом не менее

[1)] В Российской Федерации действует СП 22.13330 «Основания зданий и сооружений».

60°. При прокладке в стесненных условиях или вдоль действующих сетей инженерно-технического обеспечения, при условии выполнения перехода бестраншейным способом, допускается уменьшать угол пересечения трубопроводов с сетями инженерно-технического обеспечения, но не менее 10°.

Стесненные условия определяются в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

8.22 Угол пересечения проектируемых трубопроводов с существующими кабелями не нормируется, при этом при проектировании должны быть предусмотрены необходимые технические решения по обеспечению сохранности кабеля на период производства работ (устройство временных опор, устройство кожуха, защита кабеля и т. п., перечень мер и их достаточность определяются проектом).

9 Переходы через искусственные и естественные преграды

9.1 К естественным и искусственным препятствиям относят водные преграды, овраги, балки, железные и автомобильные дороги и т. п.

9.2 Прокладку переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия следует выполнять траншейным и/или бестраншейным способами.

9.3 Переходы трубопроводов через все водные преграды необходимо проектировать на основании данных инженерно-геодезических, инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических, инженерно-экологических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и с учетом охраны рыбных ресурсов (проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает два года, без производства дополнительных изысканий не допускается).

9.4 Границами подводного перехода, определяющими его длину, являются:

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

9.5 Створы переходов через водные преграды следует выбирать преимущественно на прямолинейных устойчивых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. В каждом конкретном случае створ должен учитывать извилистость русла, линию предельного размыва и другие факторы производства работ. Устройство переходов через все водные преграды на перекатах не допускается.

9.6 Выбор створа перехода трубопровода проводят с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и их изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

9.7 Сооружение переходов через водные преграды необходимо предусматривать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величину заглубления устанавливают с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ. При пересечении водных преград траншейным способом проектную отметку верха забалластированного трубопровода при проектировании следует назначать 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 заглубления трубопровода принимают не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водной преграды.

9.8 При прокладке, замене и восстановлении подземных сетей инженерно-технического обеспечения бестраншейным способом без вскрытия земной поверхности над ними (способами горизонтально-направленного бурения, наклонно-направленного бурения, микротоннелирования и другими) заглубление трубопровода (или тоннеля) до верхней образующей принимают не менее 6 м на всем протяжении руслового участка и не менее 3 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) или прогнозируемого дноуглубления русла, но не менее 6 м от естественных отметок дна водной преграды.

9.9 Размещение переходов трубопроводов через водные преграды при прокладке их выше по течению от мостов, пристаней и других аналогичных объектов и от оси подводных переходов должно обеспечивать их безопасную эксплуатацию с учетом всего срока службы и развития населенных пунктов.

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

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

9.12 Проектной документацией должны предусматриваться решения по укреплению берегов в местах прокладки трубопровода через водные преграды.

9.13 На переходах трубопроводов через водные преграды шириной в межень 75 м и более следует предусматривать сооружение резервной нитки. Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии обоснования такого решения в проектной документации в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

9.14 Необходимость сооружения одной или нескольких дополнительных резервных ниток при пересечении водной преграды соответственно двумя и более трубопроводами независимо от ширины водной преграды определяется при проектировании.

9.15 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню ГВВ при 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании (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 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней допускается использовать данные уровня ГВВ при 50 % обеспеченности.

9.16 Диаметр резервной нитки определяется проектной документацией.

9.17 Резервные нитки подводных переходов трубопроводов необходимо оборудовать узлами пуска и приема СОД.

9.18 Стационарные узлы пуска и приема СОД на резервной нитке располагают:

- на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;
- вне пределов водоохранной зоны.

9.19 На обоих берегах судоходных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должны предусматриваться сигнальные знаки согласно законодательству государств — членов СНГ.

9.20 Пересечения трубопроводов с железными дорогами, трамвайными путями, автомобильными дорогами и проездами со всеми видами покрытия следует предусматривать в футляре под углом не менее 60°.

При прокладке в стесненных условиях или вдоль действующих сетей инженерно-технического обеспечения при условии выполнения перехода бестраншейным способом допускается уменьшать угол пересечения трубопроводов:

- с железными дорогами и проездами — до 45°;
- с автомобильными дорогами, трамвайными путями и проездами — до 20°.

Стесненные условия определяются в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

Пересечение с объектами метрополитена проектируется на основании технических условий или требований владельца метрополитена.

9.21 Концы футляров следует выводить на расстояния не менее:

- водоотводного сооружения железнодорожного полотна — 3 м;
- крайнего рельса трамвайного пути, края проезжей части автомобильных дорог, проездов — 8 м;
- крайнего рельса железнодорожного пути — 10 м.

9.22 Концы футляров с обеих сторон необходимо герметизировать.

9.23 Угол пересечения трубопроводов с дорогами без покрытия (лесные, полевые и т. п.) не нормируется.

9.24 При отсутствии футляра на пересечении автомобильной дороги необходимо при расчете трубопровода на прочность и устойчивость учитывать напряжения, возникающие в трубопроводе от веса грунта и от воздействия подвижного транспорта. Для снижения нагрузки от подвижного транспорта на автомобильных дорогах возможно предусматривать укладку дорожных плит и/или другие технические решения, применение которых обосновано проектной документацией.

9.25 Минимальную глубину укладки трубопровода под железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами до верха футляра следует принимать:

- под железнодорожными и трамвайными путями — не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, — не менее 2 м от дна кювета, лотка или дренажа;
- под железными дорогами общей сети при производстве работ по прокладке трубопровода бестраншейным способом — не менее 2,5 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, — не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа;
- под автомобильными дорогами от подошвы насыпи — не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, — не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

9.26 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети на расстоянии 50 м в обе стороны от места пересечения, должно быть не менее 2 м до верхней образующей трубопровода.

9.27 При устройстве переходов под железными дорогами общей сети в пучинистых грунтах для трубопроводов с температурой транспортируемой нефти/нефтепродуктов в зимнее время выше 5 °С минимальную глубину от подошвы рельса до верха футляра следует проверять расчетом на соблюдение условий, при которых исключается влияние тепловыделений на равномерность морозного пучения грунта. При невозможности обеспечения заданного температурного режима следует предусматривать замену пучинистого грунта, тепловую изоляцию или другие проектные решения.

9.28 Номинальный диаметр футляра определяется из условий производства работ, конструкции перехода и должен быть не менее чем на 200 мм больше номинального диаметра трубопровода. При прокладке трубопровода в футляре устройство дополнительного футляра при пересечении с транспортными коммуникациями и сетями инженерно-технического обеспечения не предусматривается.

10 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

10.1 Расчет трубопровода на прочность и устойчивость необходимо выполнять в соответствии с разделом 12 межгосударственного стандарта «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть. Проектирование», с учетом условий работы и классов трубопровода, в соответствии с приложением А настоящего стандарта.

10.2 Расчетное значение толщины стенки труб должно приниматься с поправкой на внутреннюю коррозию с округлением в бóльшую сторону в зависимости от коррозионной активности транспортируемого нефти/нефтепродукта (таблица 1) и расчетного срока эксплуатации трубопровода. Коррозионная активность нефти определяется в зависимости от физико-химических свойств перекачиваемой нефти по результатам лабораторных исследований.

Таблица 1 — Скорость коррозионного разрушения

Среда	Скорость коррозионного разрушения, мм/год
Автомобильный бензин	0,001—0,005
Дизельное топливо, топлива для реактивных двигателей	0,01—0,05

10.3 В случае подключения проектируемого подводящего трубопровода (ответвления) к магистральному трубопроводу необходимо произвести проверочный расчет его на прочность давлением, принятым для магистрального трубопровода, при этом коэффициент условий работы трубопровода следует принимать равным не более 0,825.

10.4 Подключение подводящих трубопроводов должно выполняться в точках подключения с рабочим давлением в стационарном режиме не более 2,5 МПа (включительно).

10.5 Для трубопроводов, прокладываемых на территориях, подверженных влиянию подземных горных разработок, а также в районах сейсмичностью 7—8 баллов, толщину стенок труб следует принимать на 3 мм больше расчетной.

11 Защита трубопроводов от коррозии

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

11.2 Проектирование комплексной защиты наружной поверхности подземных, наземных и надземных трубопроводов от коррозии следует выполнять в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ, предъявляемыми к трубопроводам, и указаниями настоящего раздела.

11.3 Защиту трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки необходимо осуществлять комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

11.4 Для строительства трубопроводов *DN* 100 и более, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, следует применять трубы с защитным покрытием, нанесенным в заводских условиях. В зависимости от температуры воздуха района строительства и эксплуатации трубопровода, а также температуры транспортируемой нефти/нефтепродукта следует применять полиэтиленовое, полипропиленовое, эпоксидное покрытие и другие покрытия, обеспечивающие противокоррозионную защиту.

11.5 Нанесение защитного покрытия на фасонные соединительные детали, задвижки, места врезок трубопроводов предусматривают в заводских условиях (при возможности нанесения) или трассовых условиях.

11.6 При наличии риска опасного влияния блуждающих токов от рельсового электрифицированного транспорта и высоковольтных линий электропередачи должна быть предусмотрена защита трубопровода от блуждающих и наведенных токов.

11.7 Средства электрохимической защиты трубопроводов, предусмотренные проектной документацией, следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение периода не более 1 мес после укладки и засыпки участка трубопровода, а в остальных случаях — в течение периода не более 3 мес после укладки и засыпки участка трубопровода.

11.8 Если проектной документацией предусматриваются более поздние сроки окончания строительства средств электрохимической защиты и ввода их в эксплуатацию, должна быть запроектирована временная электрохимическая защита со сроками ввода в эксплуатацию, соответствующими указанным в 11.7.

11.9 Контрольно-измерительные пункты следует устанавливать с интервалом между ними в зависимости от коррозионных условий. Установку контрольно-измерительных пунктов необходимо предусматривать в точках дренажа, в местах пересечений с рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей по обе стороны пересечения), у подводных переходов и в местах сближения трассы с точками подключения электрических дренажей соседних сооружений к источникам блуждающих токов.

11.10 Контрольно-измерительные пункты должны быть оборудованы неполяризующимися электродами сравнения длительного действия с датчиками электрохимического потенциала, обеспечивающими измерение поляризационных потенциалов на трубопроводе, и датчиками скорости коррозии.

11.11 Изолирующие вставки необходимо устанавливать на выходе трубопровода с территории поставщика и входе на территорию потребителя. Изолирующие вставки, фланцевые соединения следует располагать на расстоянии не менее 20 м от сливоналивных установок, резервуарных парков и узлов учета количества нефти/нефтепродуктов.

11.12 При проектировании электрохимической защиты необходимо обеспечивать 100 %-ное резервирование в цепях преобразователя катодной защиты.

11.13 Выходные параметры установок катодной защиты [напряжение, ток, вскрытие шкафа и аварийное отключение (обрыв дренажных линий)] и защитный потенциал в точках дренажа следует передавать в диспетчерский пункт, управляющий соответствующим технологическим участком магистрального трубопровода.

12 Электроснабжение

12.1 Проектирование внешнего электроснабжения магистрального трубопровода необходимо выполнять на основании задания на проектирование, технических условий, выданных сетевой организацией на технологическое присоединение, и действующей нормативно-технической документации.

12.2 При питании от сторонних источников электроснабжения следует предусматривать организацию коммерческого учета в точке подключения. Коммерческий учет необходимо предусматривать на границе балансовой принадлежности с энергоснабжающей организацией в соответствии с техническими условиями на коммерческий учет.

12.3 Электроснабжение запорной арматуры магистрального трубопровода, устанавливаемой в границах населенных пунктов, должно быть обеспечено от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания с учетом допустимого времени перерыва электроснабжения, равного времени автоматического включения резерва.

12.4 Для электроснабжения запорной арматуры магистрального трубопровода, устанавливаемой в границах населенных пунктов, необходимо предусматривать ПКУ или шкаф с двумя встроенными силовыми трансформаторами. Электроустановки должны иметь защиту от несанкционированного доступа. Распределительные устройства должны иметь самозапирающиеся замки, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения.

12.5 Электроосвещение в помещениях и наружных установках следует выполнять с применением энергосберегающих источников света.

12.6 Электроприводы запорной арматуры должны иметь внешнюю пусковую аппаратуру, установленную в ЩСУ ПКУ. Управление запорной арматурой на ЛЧ осуществляется из диспетчерского пункта, управляющего соответствующим технологическим участком трубопровода. Цепи электропитания и цепи контроля и управления электроприводов необходимо прокладывать отдельными кабельными линиями.

12.7 Схема АВР должна автоматически выполнять переключение рабочего ввода на резервный источник питания при исчезновении напряжения на вводе с регулируемой уставкой времени от 0,1 до 10 с, по напряжению от 0,4 до 1,0 Uн с автоматическим возвратом при восстановлении напряжения. Возврат схемы питания в исходное состояние выполнять не более трех раз в течение 10 с, при более частых возвратах питание должно перейти на резервный ввод с сигналом аварии по основному вводу. Вводная панель должна иметь релейный контроль обрыва и перекоса фаз, изменения последовательности фаз, уровня напряжения до вводов и на секции шин. При отклонении указанных параметров на рабочем и резервном вводах должно выполняться полное отключение от сети электроснабжения. Схема должна предусматривать смену назначения рабочего и резервного вводов, ручное переключение. Предусматривается возврат схемы питания в исходное состояние (питание от КТП) при восстановлении нормального режима (появление напряжения на одном или обоих вводах ЩСУ). ЩСУ должен иметь устройства сигнализации (индикации) срабатывания АВР. Схема АВР должна обеспечивать возможность выполнения блокировки при коротких замыканиях на сборных шинах, для предотвращения развития аварий необходимо принять меры, препятствующие повторной подаче напряжения на поврежденную секцию шин действием АВР. Алгоритмы АВР и восстановление нормального режима должны соответствовать действующей нормативной документации.

12.8 В качестве аварийного питания при ремонтно-восстановительных работах для запорной арматуры магистрального трубопровода, устанавливаемой в границах населенных пунктов, следует использовать передвижные дизельные электростанции. Переключение на аварийный источник электропитания (передвижную дизельную электростанцию) осуществляется в ручном режиме с использованием ключа/переключателя на ЩСУ, имеющего механическую блокировку от подачи в одну точку напряжения от дизельной электростанции и высоковольтных трансформаторов.

12.9 Потребители, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью исключения опасности для жизни людей, взрывов и пожаров (системы контроля, управления, измерения, передачи и сохранения информации, системы автоматизации, телемеханизации, пожарной, охранной сигнализации, система оповещения и управления эвакуацией при пожаре, комплекс технических средств охраны), должны иметь встроенные источники бесперебойного питания в качестве третьего, независимого источника аварийного питания.

12.10 При проектировании электросетей следует применять решения, направленные на обеспечение качества электрической энергии. Проектируемое электрооборудование не должно ухудшать качество электрической энергии, которое должно соответствовать ГОСТ 32144.

12.11 В городах и поселках одиночные кабельные линии следует, как правило, прокладывать подземно по непроезжей части улиц (под тротуарами), по дворам и техническим полосам в виде газонов.

12.12 При прокладке кабелей в земле необходимо в одной траншее прокладывать не более шести силовых кабелей. При большем количестве кабелей следует прокладывать их в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м или в каналах, трубах, гофрах, туннелях.

12.13 По улицам и площадям, насыщенным подземными сетями инженерно-технического обеспечения, прокладку кабельных линий в количестве 10 и более в потоке следует производить в коллекторах и кабельных туннелях. При пересечении улиц и площадей с усовершенствованными покрытиями и с интенсивным движением транспорта кабельные линии должны прокладываться в блоках или трубах.

12.14 Прокладка кабелей в блоках применяется в условиях большой стесненности по трассе, в местах пересечений с железнодорожными путями и проездами.

Стесненные условия определяются в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

12.15 Прокладка кабелей в каналах (в том числе засыпаемых песком), а также в блоках с устройством колодцев на площадках с высоким уровнем грунтовых вод (менее 1 м) не допускается.

12.16 На территориях промышленных предприятий, в пределах существующей территории или охранной зоны предприятия-поставщика или предприятия — потребителя нефти/нефтепродуктов, кабельные линии должны прокладываться в земле (в траншеях), туннелях, блоках, каналах, по эстакадам, в галереях и по стенам зданий.

12.17 Взаимно резервирующие кабели следует прокладывать по разным трассам, т. е. в разных траншеях с расстоянием между траншеями не менее 1 м или в одной траншее с расстоянием между группами кабелей не менее 1 м.

12.18 В стесненных условиях для объектов городской инфраструктуры допускается прокладка взаиморезервирующих кабельных линий в одной траншее. Совместная прокладка выполняется при условии защиты кабелей от повреждений, которые могут возникнуть при коротком замыкании в одном из кабелей.

12.19 В случае необходимости должна быть обеспечена защита кабелей от повреждений при производстве земляных работ, например прокладка в трубах.

12.20 Кабели электроснабжения запорной арматуры магистрального трубопровода, устанавливаемой в границах населенных пунктов, необходимо принимать бронированными, с медными жилами. Исполнение изоляции кабелей должно соответствовать ГОСТ 31565 с учетом области их применения.

Характеристики кабелей принимают по номинальному напряжению, нагреву токами нормального режима, по термической стойкости при токах короткого замыкания, на допустимые потери напряжения — по обеспечению времени срабатывания защитного аппарата в соответствии с нормативно-технической документацией.

12.21 Наружные кабельные сети в районах с сейсмичностью от 6 до 8 баллов (при любых способах прокладки), а также прокладываемые в почвах, подверженных смещению, должны выполняться только бронированным кабелем с проволочной броней с медными жилами, дополнительно необходимо применять меры по устранению усилий, действующих на кабель при смещении почвы (укрепление грунта шпунтовыми или свайными рядами и т. п.), и укладку в траншею бронированного кабеля «змейкой», предусматривая запас кабеля по длине не менее 3 % от общей длины траншеи.

12.22 Электрооборудование, предназначенное для использования во взрывоопасных зонах, должно предусматриваться во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей.

12.23 Система заземления принимается:

- в электроустановке 6 (10) кВ — с изолированной нейтралью;
- в электроустановке 0,4 кВ — TN-C-S (разделение PE и N выполняется на шинах 0,4 кВ КТП), во взрывоопасных зонах — TN-S.

12.24 Технические решения по заземлению принимаются в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. На вводах в здание (сооружение) должна быть выполнена система уравнивания потенциалов. В качестве главной заземляющей шины в щите ЩСУ следует использовать шину «PE». Главная заземляющая шина должна быть обозначена продольными или поперечными полосами желто-зеленого цвета. В конструкции главной заземляющей шины должна быть предусмотрена возможность индивидуального отсоединения присоединенных к ней проводников. Отсоединение должно быть возможно только с использованием инструмента.

12.25 Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, от статического электричества и опасных воздействий молнии на проектируемых участках используют проек-

тируемые комплексные заземляющие устройства. Сопротивление общего комплексного заземляющего устройства растеканию тока промышленной частоты в любое время года должно быть не более 4 Ом.

12.26 При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор с обеспечением мер защиты персонала при грозовых разрядах.

12.27 Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, стальные строительные конструкции, трубы электропроводки следует присоединить к заземляющим устройствам. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, должна быть присоединена к заземляющему устройству при помощи отдельного ответвления.

12.28 Должно быть обеспечено электрическое соединение конструкций кабельных эстакад.

12.29 Необходимо выполнять уравнивание потенциалов брони и металлических оболочек кабелей с заземляющими устройствами объекта посредством соединения брони и металлических оболочек кабелей с заземляющим проводником системы уравнивания потенциалов зданий (сооружений).

12.30 Все заземляющие устройства зданий и сооружений объекта трубопровода следует объединить в единое комплексное заземляющее устройство.

12.31 В качестве мероприятий по защите персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции проектируемого электрооборудования при косвенном прикосновении необходимо использовать:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов (основная система);
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- защитное электрическое разделение цепей.

12.32 Дополнительная система уравнивания потенциалов, охватывающая те же сторонние проводящие части, что и основная система уравнивания потенциалов, должна быть присоединена к главной заземляющей шине (шине PE распределительного щита ЩСУ).

12.33 Защита электроустановок от перенапряжений и обеспечение электромагнитной совместимости должны быть выполнены одним из следующих способов:

- прокладкой всех силовых кабельных линий электроустановки в земле;
- применением бронированных силовых кабелей с изолированными жилами и заземленной броней при прокладке на эстакадах и по конструкциям;
- установкой устройств защиты от импульсных перенапряжений.

При применении УЗИП данные устройства должны быть вынесены в отдельный щит. УЗИП должны соответствовать действующей нормативно-технической документации, а выбор класса защиты должен осуществляться исходя из оценки места его установки. УЗИП необходимо соединять кратчайшим путем с главной заземляющей шиной посредством проводников системы уравнивания потенциалов, сечение которых должно быть не менее значений, указанных в технической документации на УЗИП.

12.34 Для обеспечения безопасности в электроустановках при возникновении резких отклонений напряжения и электромагнитных возмущений по различным причинам следует применять защитные меры в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

12.35 Молниезащита зданий, сооружений и наружных установок должна выполняться с надежностью молниезащиты не менее 0,9. Защита от прямых ударов и вторичных проявлений молнии оборудования и сооружений на линейной части магистрального трубопровода выполняется заземлением металлических корпусов оборудования и аппаратов, установленных в защищаемых сооружениях путем присоединения оборудования к заземляющим устройствам. Каждая часть электрооборудования присоединяется к заземляющему устройству в местах, обозначенных заводом-изготовителем специальным знаком. Все заземлители, независимо от типа и сопротивления грунтов, выполняются из горячеоцинкованной стали. Непосредственное присоединение заземляющих проводников к корпусам оборудования и аппаратам осуществляется организациями, монтирующими это оборудование.

12.36 На каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство должен быть заведен паспорт в соответствии с нормативными документами технической эксплуатации электроустановок потребителей государств — членов СНГ[1)].

[1)] В Российской Федерации действуют ПУЭ «Правила устройства электроустановок». Седьмое издание.

13 Автоматизация и телемеханизация магистральных трубопроводов

13.1 Все технологические участки магистрального трубопровода необходимо оснащать системами автоматизации и телемеханизации.

13.2 Средства телемеханизации предназначены для обеспечения дистанционного управления технологическим оборудованием НПС и линейной части технологического участка магистрального трубопровода из управляющего диспетчерского пункта. Для организации контроля текущего состояния технологического оборудования линейной части технологического участка магистрального трубопровода (в зоне ответственности НПС) и контроля нормативных параметров в операторной НПС или в местном диспетчерском пункте должно предусматриваться автоматизированное рабочее место с соответствующими функциями.

13.3 Системы автоматизации и телемеханизации создают с целью обеспечения безопасной транспортировки нефти/нефтепродуктов с заданной производительностью. Системы автоматизации и телемеханизации должны обеспечивать:

- автоматическую защиту и блокировку управления неисправным технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов;
- управление технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов;
- автоматическое регулирование давления, расхода нефти/нефтепродуктов;
- автоматическую защиту линейной части магистрального трубопровода от превышения давления;
- регистрацию, архивирование и отображение информации о работе технологического оборудования, участвующего в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов.

Создание структурированных систем мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений объектов магистрального трубопровода, в том числе на линейной части, не требуется.

13.4 Шкафы телемеханики должны размещаться в унифицированных блок-контейнерах ПКУ.

13.5 Режим функционирования систем автоматизации и телемеханизации магистрального трубопровода должен быть непрерывным.

13.6 Телемеханизация узлов пуска, пропуска, приема СОД (за исключением узлов подключения НПС) должна выполняться в составе системы телемеханизации ЛЧ трубопровода.

13.7 Автоматизация узлов подключения НПС должна выполняться в составе системы автоматизации НПС.

13.8 Оснащение ЛЧ магистрального трубопровода контрольно-измерительными приборами и прокладка кабелей контроля и управления выполняются в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

14 Противоаварийная защита линейной части трубопровода

14.1 Для обеспечения комплексной защиты ЛЧ магистрального трубопровода от возникновения нештатной ситуации предусматривается система автоматизации технологического участка магистрального трубопровода, обеспечивающая автоматическую защиту контролируемого технологического участка, в том числе от аварийного повышения давления в трубопроводе.

14.2 Вновь строящийся технологический участок магистрального трубопровода следует оснащать системой автоматизации технологического участка магистрального трубопровода, обеспечивающей автоматическую защиту контролируемого технологического участка.

14.3 При строительстве/реконструкции ответвлений от технологического участка магистрального трубопровода необходимость его оснащения системой автоматизации, обеспечивающей автоматическую защиту линейной части, определяется техническими условиями оператора (владельца) технологического участка, к которому выполняется подключение с учетом обеспечения безопасности перекачки.

14.4 При реконструкции существующего трубопровода решение о необходимости реализации системы автоматизации технологического участка магистрального трубопровода, обеспечивающей автоматическую защиту контролируемого технологического участка, должно приниматься на этапе разработки технических решений по реконструкции технологического участка.

14.5 Не допускается оснащение системой автоматизации технологического участка магистрального трубопровода, отдельной части трубопровода, не являющейся технологическим участком, а также

в случае несоответствия характеристик существующих систем автоматизации НПС, существующих систем телемеханизации и связи нормативным параметрам.

15 Система обнаружения утечек

15.1 Вновь строящиеся/реконструируемые технологические участки и ответвления трубопровода должны оснащаться системами обнаружения утечек.

15.2 Система обнаружения утечек должна обеспечивать непрерывный мониторинг герметичности линейной части трубопровода в пределах технологического участка.

15.3 В случае оснащения участка магистрального трубопровода СОУ на базе гидродинамической модели для обеспечения ее работы предусматривают следующий минимально необходимый объем оснащения ЛЧ этого участка трубопровода средствами измерений расхода:

- на ЛЧ магистрального трубопровода до или после узла подключения НПС без резервуарного парка;
- на ЛЧ магистрального трубопровода до и после узла подключения НПС с резервуарным парком;
- на ответвлении трубопровода;
- на трубопроводе лупинга (в начале или конце).

15.4 На ЛЧ должны устанавливаться средства измерений расхода, конструкция которых обеспечивает беспрепятственное движение СОД.

15.5 Места установки средств измерений расхода следует определять из условий сохранения функции измерения расхода во всех режимах работы трубопровода, в том числе при неработающей НПС.

16 Комплекс инженерно-технических средств охраны и средств антитеррористической защиты

16.1 С целью обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объекты магистрального трубопровода должны быть оборудованы комплексами инженерно-технических средств охраны и средствами антитеррористической защиты.

16.2 Комплексы инженерно-технических средств охраны и средства антитеррористической защиты объектов магистрального трубопровода должны обеспечивать выполнение следующих функций:

- создание физических преград (препятствий) актам незаконного вмешательства в отношении объектов магистрального трубопровода;
- обозначение границ охраняемых территорий (зон) и предупреждения об ответственности за нарушение права собственности;
- создание необходимых условий для решения служебных задач силами охраны;
- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на объекты магистрального трубопровода;
- определение места несанкционированного проникновения;
- передача информации о несанкционированном проникновении (попытке проникновения) работникам подразделения охраны объектов магистрального трубопровода;
- осуществление контроля и управления доступом на объекты магистрального трубопровода людей и транспортных средств;
- наблюдение за внутренней территорией, периметром и подступами к объектам магистрального трубопровода.

16.3 Проектирование комплексов инженерно-технических средств охраны и средств антитеррористической защиты объектов магистрального трубопровода необходимо выполнять в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ в области обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов магистрального трубопровода и межгосударственными соглашениями.

17 Сети связи

17.1 В составе сооружений магистрального трубопровода предусматриваются линии технологической связи, которые служат для централизованного управления работой трубопроводов. Технологии,

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

17.2 Система связи должна обеспечивать организацию устойчивых и безопасных технологических сетей связи требуемой пропускной способности для функционирования автоматизированных систем управления технологическим процессом и автоматизированных систем управления предприятием.

17.3 Связь вдоль трассы трубопровода обеспечивается путем строительства кабельных, радиорелейных или спутниковых линий связи в соответствии с проектной документацией, с учетом схемы размещения объектов магистрального трубопровода. Узлы связи размещают, как правило, на территории площадочных объектов магистрального трубопровода. С объектов линейной части должен обеспечиваться доступ к вдольтрассовым линиям связи.

17.4 Оборудование связи объектов на ЛЧ магистрального трубопровода должно быть автоматизировано и размещаться в специально спроектированном помещении (в стационарных зданиях, блок-контейнерах ПКУ, блок-контейнерах связи, климатических шкафах) с обеспечением микроклиматических условий работы оборудования и бесперебойного энергоснабжения. Разрешается устанавливать оборудование связи в арендуемые помещения у сторонних предприятий с учетом требований эксплуатации оборудования.

17.5 Промежуточные станции радиорелейной линии связи следует размещать вдоль трубопровода в местах, обеспечивающих нормальную работу оборудования связи, удобство строительства и эксплуатации линии связи, по возможности приблизив их к узлам запорной арматуры. При этом расстояния от мачты (башни) и сооружения радиорелейной линии технологической связи, а также системы подвижной радиосвязи должны быть не менее 15 м до оси трубопроводов независимо от его диаметра.

Размещение мачт (башен) и сооружений радиорелейной линии технологической связи должно исключать негативное воздействие на население, в том числе и в случае разрушения при размещении в населенном пункте.

17.6 Прокладка кабельных линий связи должна предусматриваться в грунте или путем подвеса на опорах, в том числе на опорах совместно с воздушными линиями электропередачи попутного направления.

17.7 При прокладке кабельной линии связи в грунте на участках параллельного прохождения с трубопроводом размещение кабельной линии связи должно предусматриваться на расстоянии не менее 6 м от оси трубопровода, при этом:

- на участках в границах земель, на которых располагаются леса, в стесненных условиях допускается уменьшать расстояние от кабеля связи до оси трубопровода до 3 м независимо от диаметра трубопровода;
- при прокладке в горных районах размещение кабеля связи должно предусматриваться, как правило, с нагорной стороны в отдельной траншее на расстоянии не менее 3 м от оси трубопровода независимо от диаметра трубопровода;
- на переходах трубопровода через водные преграды, переходах через железные и автомобильные дороги, в стесненных условиях, в границах земель, на которых располагаются леса, в горных районах, а также в других обоснованных в проекте случаях допускается предусматривать прокладку кабеля в одной траншее или в одном футляре или тоннеле с трубопроводом.

17.8 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).

17.9 Допускается при прокладке вдоль трубопровода волоконно-оптического кабеля-датчика систем мониторинга трубопровода, при соответствующем обосновании, использовать его волокна для организации линий технологической связи в случае отсутствия альтернативных линий технологической связи.

17.10 Угол пересечения кабеля связи с железными и автомобильными дорогами должен быть не менее 60°. В стесненных условиях допускается выполнять пересечение под углом менее 60°, при этом при проектировании должны быть предусмотрены необходимые технические решения по обеспечению сохранности кабеля на период производства работ (устройство временных опор, устройство кожуха, защита кабеля и т. п., перечень мер и их достаточность определяются проектом).

Стесненные условия определяются в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

17.11 Угол пересечения с остальными сетями инженерно-технического обеспечения не нормируется.

17.12 Объекты линейной части магистрального трубопровода объектовыми и локальными системами оповещения Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также иными системами звукового (речевого) и светового оповещения не оснащаются.

17.13 Для целей соблюдения единых положений по безопасности магистрального трубопровода состав и технические решения по организации встречного обмена информацией на участках пересечения государственной границы должны предусматриваться на этапе проектирования. В состав технических решений должны входить сети и системы связи, обеспечивающие безопасную эксплуатацию технологических и производственных систем магистрального трубопровода.

18 Безопасность трубопроводов

18.1 Безопасность и надежность магистрального трубопровода обеспечивается соблюдением запретов, ограничений и других обязательных правил, содержащихся в настоящем нормативном документе, а также в стандартах, нормах и правилах в области промышленной безопасности государств — членов СНГ.

18.2 Решения по промышленной безопасности должны соответствовать нормам в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, санитарно-эпидемиологического благополучия населения, охраны окружающей среды, экологической безопасности, пожарной безопасности, охраны труда, строительства, а также обязательным правилам, установленным в соответствии с законодательством государств — членов СНГ о техническом регулировании.

19 Материалы и изделия

19.1 Материалы и изделия, применяемые для строительства магистрального трубопровода, должны отвечать нормативной документации государств — членов СНГ и настоящего стандарта.

19.2 Для строительства и реконструкции трубопроводов следует применять трубы из спокойных углеродистых и низколегированных сталей.

19.3 Использование восстановленных стальных труб и других бывших в употреблении видов металлоконструкций не допускается.

19.4 Для трубопроводов следует предусматривать стальную запорную арматуру с патрубками под приварку, с герметичностью, соответствующей классу А по ГОСТ 9544.

20 Охрана окружающей среды

20.1 В проектной документации на прокладку трубопроводов на территории городов и других населенных пунктов следует предусматривать решения по охране окружающей среды при сооружении трубопроводов и их эксплуатации в соответствии со стандартами, правилами, нормативными актами государств — членов СНГ в области охраны окружающей среды и межгосударственными соглашениями. Материалы указанной проектной документации подлежат согласованию с уполномоченными органами государственной власти и заинтересованными организациями в установленном законодательством порядке.

20.2 Проектируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха должны быть разработаны на основе расчетов выбросов от стационарных и передвижных источников загрязнения атмосферного воздуха и обеспечивать непревышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами.

20.3 Проектируемые мероприятия по обращению с отходами должны проводиться в соответствии с нормативными документами, современными методами и технологиями утилизации производственных и коммунальных отходов, исключающими их долговременное накопление на строительных площадках (срок хранения — в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ), а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр. Места накопления отходов необходимо оборудовать в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ.

20.4 Проектируемые мероприятия по охране поверхностных и подземных вод должны быть направлены на рациональное использование и охрану вод и водных биоресурсов на пересекаемых линейным объектом реках и иных водных объектах.

20.5 Проектируемые мероприятия для защиты объектов животного мира в местах прокладки трубопроводов должны исключать нарушения путей массовой миграции животных; попадание их в водозаборные сооружения, объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт; столкновение с проводами.

20.6 Все нарушенные в ходе хозяйственной деятельности земли должны быть восстановлены до состояния, пригодного для их использования в соответствии с целевым назначением и разрешенным использованием. Решения по восстановлению должны быть предусмотрены в проектной документации, по составу и содержанию — в соответствии с требованиями национального законодательства государств — членов СНГ.

20.7 Решения по охране окружающей среды следует включать в проектную документацию отдельным разделом. В сметной документации должны быть учтены затраты на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационные выплаты за нанесенный ущерб окружающей среде.

Приложение А
(обязательное)

Классификация трубопроводов

А.1 Трубопроводы, прокладываемые на территориях городов и других населенных пунктов, в зависимости от их диаметра подразделяются на два класса:

- класс I — при *DN* свыше 200 до 1200 включительно;
- класс II — при *DN* 200 и менее.

А.2 В зависимости от класса трубопроводы (участки трубопровода) должны отвечать параметрам, приведенным в таблице А.1.

Таблица А.1

Класс трубопровода	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете на прочность, устойчивость и деформативность
I	0,56
II	0,66
Примечание — Трубопроводы на переходах через малые водотоки и подводных переходах на участке ГВВ при 1 %-ной обеспеченности, а также участки трубопроводов, прокладываемых вдоль водоемов, водотоков, оврагов и т. п. на отметках выше их по рельефу, следует относить к классу I.	

Приложение Б
(обязательное)

Минимальные расстояния до объектов магистрального трубопровода от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода

Б.1 Минимальные расстояния от объектов, зданий и сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, до объектов магистрального трубопровода следует применять в отношении:

а) жилых и общественных зданий и сооружений, дач, садовых домиков, индивидуальных гаражей, промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов, сооружений водопровода и канализации, артезианских скважин — от их ближайших выступающих частей;

б) для железных и автомобильных дорог всех категорий — от подошвы насыпи земляного полотна или бровки выемки со стороны трубопровода;

в) для всех мостов — от подошвы конусов.

Б.2 Приближенность к трубопроводу объектов, не входящих в состав магистрального трубопровода, следует определять по кратчайшему расстоянию между вертикальными плоскостями, проходящими по внешним границам этих объектов, и осью трубопровода (при параллельной прокладке трубопроводов — от оси каждого из трубопроводов).

Б.3 Приближенность к другим объектам магистрального трубопровода объектов, не входящих в состав магистрального трубопровода, следует определять по кратчайшему расстоянию между вертикальными плоскостями, проходящими по внешним границам этих объектов.

Б.4 Минимальные расстояния до объектов магистрального трубопровода от других объектов, не входящих в состав магистрального трубопровода, следует принимать в отношении:

а) общественных зданий и сооружений; 3-этажных и выше жилых зданий; железнодорожных станций; аэропортов; морских и речных портов и пристаней; гидроэлектростанций; гидротехнических сооружений морского и речного транспорта; очистных сооружений и водопроводных насосных станций, не относящихся к магистральному трубопроводу; складов легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3 — не менее 50 м;

б) территории промышленных и сельскохозяйственных предприятий, тепличных комбинатов и хозяйств, птицефабрик, молокозаводов; 1—2-этажных жилых зданий; дач, садовых домиков, гаражей и открытых стоянок для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей более 20, путепроводов железных и автомобильных дорог, канализационных сооружений — не менее 15 м;

в) железных дорог общего пользования и автодорог категорий I—III по ГОСТ 33382, улиц, трамвайных путей, параллельно которым прокладывается трубопровод; гаражей и открытых стоянок для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей менее 20 — не менее 10 м.

Расстояние при сближении с метрополитеном принимается на основании технических условий или требований владельца метрополитена;

г) железных дорог промышленных предприятий и автомобильных дорог категорий IV и V по ГОСТ 33382, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящих нежилых и подсобных строений — не менее 5 м;

д) мостов железных и автомобильных дорог с пролетом свыше 20 м (при прокладке трубопровода ниже мостов по течению) — не менее 75 м;

е) водопроводных сооружений; устьев артезианских скважин, очистных сооружений и насосных станций канализации и водопроводных сетей — не менее 30 м;

ж) воздушных линий электропередачи, параллельно которым прокладывается трубопровод, опор воздушных линий электропередачи при пересечении их трубопроводом, силовых кабелей в соответствии с нормативными документами государств — членов СНГ;

и) сетей инженерно-технического обеспечения (существующие водопроводы, канализация, теплопроводы, кабели связи), параллельно которым прокладывается трубопровод — не менее 5 м;

к) сетей инженерно-технического обеспечения, газопроводы, нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, параллельно которым прокладывается трубопровод — не менее 2,8 м;

л) магистральных газопроводов, параллельно которым прокладывается трубопровод — не менее 14 м.

Б.5 Допускается прокладка трубопроводов класса II на расстоянии не менее 30 м от общественных и жилых зданий, приведенных в Б.4, перечисление а), при условии укладки их в местах приближения (от 50 до 30 м) в футляре.

Б.6 При соответствующем обосновании допускается сокращать приведенные в Б.4 перечисления б) и в) (кроме жилых зданий), расстояния от трубопровода — не более чем на 30 % при условии, что трубопровод класса I следует прокладывать в футляре, концы которого выводятся на 20 м за пределы проекции защищаемой застройки на трубопровод, а трубопровод класса II — при условии отнесения его к классу I.

Б.7 При наличии в законодательных актах и нормативных документах государств — членов СНГ минимальных расстояний от объектов магистрального трубопровода до объектов, зданий и сооружений, приведенных в Б.1—Б.6, требования к минимальным расстояниям принимаются в соответствии с законодательными актами и нормативными документами государств — членов СНГ.

Минимальные расстояния до объектов магистрального трубопровода от объектов, зданий и сооружений, не указанных в настоящем приложении, устанавливаются в соответствии с законодательством государств — членов СНГ.

Б.8 При обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности минимального расстояния от объектов, зданий, сооружений, не входящих в состав магистрального трубопровода, указанных в настоящем документе, до объектов строящегося магистрального трубопровода либо до объектов действующего магистрального трубопровода вследствие стесненных условий (природных факторов, развитой социальной, производственной и транспортной инфраструктуры) допускается уменьшать от указанных минимальных расстояний в соответствии с законодательством государств — членов СНГ при условии реализации компенсирующих технических решений.

Стесненные условия определяются в соответствии с законодательством государства — члена СНГ.

Библиография

[1] Технический регламент Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 049/2020 О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов

УДК 622.692.4:006.354 МКС 23.040 ОКПД2 42.21.11.110

Ключевые слова: трубопровод, населенные пункты, расчет трубопроводов, проектная документация, защита от коррозии, линии технологической связи, категория трубопроводов, переходы через препятствия

Редактор *З.А. Лиманская*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *С.И. Фирсова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 07.04.2023. Подписано в печать 17.04.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,76.

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 34950—2023 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Участки магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов. Проектирование

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

(ИУС № 12 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru