
**ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(EASC)**

**EURO-ASIAN COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(EASC)**



**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

**ГОСТ
(проект
RUS, первая
редакция)**

**Магистральный трубопроводный транспорт
нефти и нефтепродуктов**

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

**Настоящий проект стандарта
не подлежит применению до его принятия**

Предисловие

Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС) представляет собой региональное объединение национальных органов по стандартизации государств, входящих в Содружество Независимых Государств. В дальнейшем возможно вступление в ЕАСС национальных органов по стандартизации других государств.

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0-2015 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2-2015 «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 Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № ____ от _____)

За принятие проголосовали:

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

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «__» _____ 20__ г. № _____ межгосударственный стандарт ГОСТ _____ введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с «__» _____ 20__ 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 (государственных) стандартов, издаваемых в этих государствах.

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в указателе (каталоге) «Межгосударственные стандарты», а текст этих изменений – в информационных указателях «Межгосударственные стандарты». В случае пересмотра или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе «Межгосударственные стандарты»

© Стандартиформ, 201__

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	3
4	Обозначения и сокращения	17
5	Общие положения	18
6	Требования к назначению категорий магистральных трубопроводов	23
7	Основные требования к трассе трубопровода	25
8	Конструктивные требования к трубопроводам	32
	8.1 Общие требования	32
	8.2 Основные требования к запорной арматуре и её размещению на МТ	34
	8.3 Основные требования к узлам пуска, приема, пропуска СОД и их размещению на МТ	36
	8.4 Основные требования к вантузам и их размещению на МТ	37
	8.5 Основные требования к колодцам, монтируемым на МТ	38
9	Подземная прокладка трубопроводов	39
	9.1 Общие требования	39
	9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях	42
	9.3 Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок	44
	9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах	45
	9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов	47
10	Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	50
	10.1 Общие требования	50
	10.2 Переходы трубопроводов через водные преграды	50
	10.3 Переходы трубопроводов через болота и заболоченные участки	55
	10.4 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги	57
11	Надземная прокладка трубопровода	59
12	Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость	62
	12.1 Расчетные характеристики материалов	62
	12.2 Нагрузки и воздействия	62
	12.3 Определение толщины стенки трубопроводов	67

12.4	Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов.....	68
12.5	Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов	70
12.6	Компенсаторы	74
12.7	Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах.....	74
12.8	Соединительные детали трубопроводов.....	77
13	Охрана окружающей среды.....	78
14	Защита трубопроводов от коррозии	80
14.1	Общие требования	80
14.2	Защита трубопроводов от подземной коррозии.....	81
14.3	Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии.....	82
14.4	Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии	82
15	Телемеханизация технологических процессов линейной части магистрального трубопровода	87
15.1	Общие требования	87
15.2	Запорная арматура.....	88
15.3	Оснащение контрольно-измерительными приборами.....	88
15.4	Прокладка кабелей контроля и управления	91
16	Система обнаружения утечек.....	91
17	Противоаварийная защита линейной части магистрального трубопровода	92
18	Сети связи магистральных трубопроводов.....	92
19	Электроустановки магистральных трубопроводов.....	94
19.1	Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения	94
19.2	Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ, кабельные и проводные линии.....	100
19.3	Электрическое освещение.....	104
19.4	Освещение помещений производственных зданий.....	104
19.5	Освещение площадок и мест производства работ вне зданий.....	105
19.6	Основные требования к молниезащите и заземлению	105
20	Комплекс инженерно-технических средств охраны объектов ЛЧ МТ.....	108
21	Материалы и изделия	109

21.1	Трубы и соединительные детали	109
21.2	Сварочные материалы	114
21.3	Изделия	114
21.4	Материалы для тепловой изоляции	116
Библиография		118

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

**Магистральный трубопроводный транспорт нефти
и нефтепродуктов**

ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Trunk pipeline transport of oil and oil products.
Norms of pipeline design

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт предназначен для применения организациями стран, входящих в Евразийский экономический союз (ЕАЭС), и устанавливает единые и обязательные для применения требования к проектированию линейной части новых и реконструируемых действующих магистральных трубопроводов для транспортировки нефти и нефтепродуктов, включая ответвления от них, номинальным диаметром до $DN\ 1200$ включительно, с избыточным давлением на выходе перекачивающей станции до 10 МПа включительно и избыточным давлением на линейной части магистрального трубопровода до 14 МПа включительно.

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

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование магистральных трубопроводов:

- прокладываемых в морских акваториях;
- прокладываемых по территориям: селитебным, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов;
- введенных в эксплуатацию до ввода в действие настоящего стандарта, кроме объектов, указанных в 1.2.

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

- газонасыщенной нефти;

- нестабильных конденсатов и нестабильных бензинов, а также их смесей, сжиженных углеводородных газов фракций С3 и С4 и их смесей, имеющих при температуре плюс 38,7 °С упругость насыщенных паров 0,1 МПа (абс) и выше;
- нефти и нефтепродуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40 °С.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 19179-73 Гидрология суши. Термины и определения

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

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

ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 24856-2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 24950-81 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия

ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды

ГОСТ 28555-90 Флюсы керамические для дуговой сварки углеродистых и низколегированных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 30244-94 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 5457-75 Ацетилен растворенный и газообразный технический
Технические условия

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

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

ГОСТ 9087-81* Флюсы сварочные плавные. Технические условия

ГОСТ 9238-2013 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

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

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

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10157-2016 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия

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

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

ГОСТ 31448-2012 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории государства по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 01 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом, следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 амбар для нефти [нефтепродуктов]¹: Временное грунтовое сооружение, предназначенное для приема и временного хранения нефти [нефтепродуктов], откачанной [откачанных] из ремонтируемого участка магистрального трубопровода или собранной [собранных] при разливе нефти [нефтепродуктов] на участке магистрального трубопровода.

3.2 вантуз²: Устройство, предназначенное для откачки/закачки/впуска/выпуска в трубопровод продукта при выполнении плановых и аварийных работ.

Примечание – Под продуктом понимается нефть, нефтепродукты, вода, воздух, газозоудная смесь, инертная газовая смесь.

¹ Пункт 3.1 повторяет содержание пункта 158 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.2 повторяет содержание пункта 57 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

3.3 внутритрубное диагностирование¹: Вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля.

3.4 внутритрубный инспекционный прибор²: Устройство, перемещаемое внутри трубопровода, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенки трубопровода, сварных швов и их местоположении.

3.5 водоем: Водный объект в углублении суши, характеризующийся замедленным движением воды или полным его отсутствием.
[ГОСТ 19179-73, пункт 18]

3.6 водоток: Водный объект, характеризующийся движением воды в направлении уклона в углублении земной поверхности.
[ГОСТ 19179-73, пункт 15]

3.7 вставка: Отрезок трубы или соединительная деталь трубопровода, предназначенная для монтажа на трубопроводе.

3.8 вставка прямая (патрубок): Отрезок трубы, предназначенный для монтажа на трубопроводе.

3.9 главная заземляющая шина³: Шина, являющаяся частью заземляющего устройства электроустановки до 1 кВ и предназначенная для присоединения нескольких проводников с целью заземления и уравнивания потенциалов.

3.10 глубина заложения трубопровода⁴: 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».

¹ Пункт 3.3 повторяет содержание пункта 140 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.4 повторяет содержание пункта 148 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.9 повторяет содержание пункта 1.7.37 «Правила устройства электроустановок. Издание седьмое».

⁴ Пункт 3.10 повторяет содержание пункта 121 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

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

3.12 естественный заземлитель¹: Сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления.

3.13 заземление²: Преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

3.14 заземлитель³: Проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду.

3.15 заземляющее устройство⁴: Совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

3.16 заземляющий проводник⁵: Проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем.

3.17 запорная арматура: Арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью. [ГОСТ 24856-2014, пункт 3.1.1]

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

Примечание – защитные амбары являются постоянными сооружениями, входящими в состав линейной части магистрального трубопровода.

3.19 защитный заземляющий проводник⁶: Защитный проводник, предназначенный для защитного заземления.

¹ Пункт 3.12 повторяет содержание пункта 1.7.17 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

² Пункт 3.13 повторяет содержание пункта 1.7.28 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

³ Пункт 3.14 повторяет содержание пункта 1.7.15 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

⁴ Пункт 3.15 повторяет содержание пункта 1.7.19 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

⁵ Пункт 3.16 повторяет содержание пункта 1.7.18 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

⁶ Пункт 3.19 повторяет содержание пункта 1.7.34 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

3.20 защитный проводник (РЕ-проводник)¹: Проводник, предназначенный для целей электробезопасности.

3.21 защитный проводник уравнивания потенциалов²: Защитный проводник, предназначенный для защитного уравнивания потенциалов.

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

3.23 инженерно-технические средства охраны: Технические средства охраны и инженерно-технические средства защиты объекта, предназначенные для предотвращения и (или) выявления несанкционированных действий в отношении объекта.

3.24 кабельная вставка³: Кабельная линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей. Кабельные линии прокладывают там, где строительство ВЛ невозможно из-за стесненной территории, неприемлемо по условиям техники безопасности, нецелесообразно по экономическим, архитектурно-планировочным показателям и другими требованиями.

3.25 камера приема средств очистки и диагностирования⁴: Техническое устройство, обеспечивающее прием внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств в потоке перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода.

3.26 камера пуска средств очистки и диагностирования⁵: Техническое устройство, обеспечивающее пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта в магистральный трубопровод.

3.27 категория магистрального трубопровода [участка магистрального трубопровода]⁶: Идентификатор, указывающий на принадлежность магистрального трубопровода [участка магистрального трубопровода] к условной

¹ Пункт 3.20 повторяет содержание пункта 1.7.34 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

² Пункт 3.21 повторяет содержание пункта 1.7.34 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

³ Пункт 3.24 повторяет содержание пункта 2.4.1 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

⁴ Пункт 3.25 повторяет содержание пункта 146 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁵ Пункт 3.26 повторяет содержание пункта 147 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁶ Пункт 3.27 повторяет содержание пункта 132 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

классификационной группе в зависимости от прочности, объема и метода неразрушающего контроля, величины давления при испытаниях.

3.28 кольцо переходное: Соединительная деталь, предназначенная для соединения разнотолщинных и/или разнопрочных элементов.

3.29 конечный пункт проектируемого магистрального трубопровода: НПС с резервуарным парком, нефтебаза, приёмо-сдаточный пункт, предприятие нефтепереработки, нефтехимии, пункт перевалки на другой вид транспорта.

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

3.31 линейная часть магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов)¹: 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.

3.32 линия гидравлического уклона: Линия, представляющая зависимость потери полного напора по длине трубопровода.

3.33 лупинг²: Трубопровод, дополнительно проложенный параллельно основному трубопроводу и соединенный с ним для увеличения его пропускной способности.

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

3.34 магистральный трубопровод (для транспортировки нефти и нефтепродуктов)³: Единый производственно-технологический комплекс, предназначенный для транспортировки подготовленной нефти и нефтепродуктов от пунктов приема до пунктов сдачи потребителям или перевалки их на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, состоящий из конструктивно и технологически взаимосвязанных объектов, включая сооружения и

¹ Пункт 3.31 повторяет содержание пункта 13 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.33 повторяет содержание пункта 44 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.34 повторяет содержание пункта 2 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

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 ГОСТ Р 51858.

3.35 магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов¹: Вид транспорта, осуществляющий транспортировку подготовленной нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.

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

3.37 микротоннель: Тоннель, предназначенный для прокладки трубопровода, исключающий доступ людей и техники для обслуживания.

3.38 минимально допустимое расстояние от объекта магистрального трубопровода²: Минимально допустимая удаленность не входящих в состав магистрального трубопровода объектов, зданий и сооружений от объектов магистрального трубопровода, при которой обеспечивается минимально необходимый уровень их защиты от опасных факторов, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации объектов магистрального трубопровода.

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

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

3.41 начальный пункт проектируемого магистрального трубопровода: НПС с резервуарным парком, приёмо-сдаточный пункт, предприятие нефтедобычи, предприятие нефтепереработки, пункт перевалки с другого вида транспорта.

3.42 несущая способность секции трубопровода³: Максимально допустимое избыточное давление в секции трубопровода, определенное расчетом при номинальной толщине стенки.

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

¹ Пункт 3.35 повторяет содержание пункта 1 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.38 повторяет содержание пункта 7 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.42 повторяет содержание пункта 62 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

3.43 НПС (магистрального трубопровода)¹: Площадочный объект магистрального трубопровода, предназначенный для приема, накопления, учета, поддержания необходимого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу.

Примечания:

1 Согласно сложившейся практике в тексте документов, как правило, используют краткую форму термина, а именно «НПС», взамен объединенного термина «нефтеперекачивающая [нефтепродуктоперекачивающая] станция».

2 При необходимости уточнения с каким продуктом выполняются технологические операции, используют полную форму термина «нефтеперекачивающая станция» или «нефтепродуктоперекачивающая станция».

3.44 нефтепродукт: Готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья, удовлетворяющий всем требованиям нормативных документов и технической документации.

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

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

[ГОСТ 24856-2014, пункт 6.1.3]

3.46 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 приблизительно равен внутреннему диаметру трубопровода (присоединяемого трубопровода), выраженному в миллиметрах, и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

3.47 объект магистрального трубопровода (для транспортировки нефти и нефтепродуктов)²: Составная часть магистрального трубопровода, предназначенная для выполнения одной или нескольких взаимосвязанных технологических операций в процессе транспортировки, технологического хранения, перевалки подготовленной нефти или нефтепродуктов на автомобильный, железнодорожный или водный виды транспорта, включающая комплекс соответствующих зданий, сооружений и технических устройств.

¹ Пункт 3.43 повторяет содержание пункта 15 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.47 повторяет содержание пункта 5 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

Примечание – Объекты магистрального трубопровода разделяют на площадочные объекты и линейную часть.

3.48 ось трубопровода¹: Условная линия, проходящая вдоль трубопровода через центр его поперечного сечения.

3.49 ответвление трубопровода²: Участок магистрального трубопровода, не имеющий НПС, соединяющий магистральный трубопровод с объектами организаций, осуществляющих добычу, накопление, потребление, распределение, переработку нефти/нефтепродуктов.

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.

3.50 охранный зона магистрального трубопровода³: 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, не совместимые с целями её установления.

3.51 переход (магистрального трубопровода) через малый водоток [водоем]⁴: 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.

3.52 подводный переход (магистрального трубопровода)⁵: 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.

¹ Пункт 3.48 повторяет содержание пункта 120 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.49 повторяет содержание пункта 49 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.50 повторяет содержание пункта 4 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁴ Пункт 3.51 повторяет содержание пункта 34 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁵ Пункт 3.52 повторяет содержание пункта 33 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

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

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

3.55 прокладка трубопровода: Способ расположения трубопровода относительно поверхности земли.

Примечание – Подземная прокладка трубопровода – расположение трубопровода ниже поверхности земли; наземная – расположение трубопровода на поверхности земли в насыпи; надземная – расположение трубопровода над поверхностью земли на опорах.

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

3.57 рабочее давление¹: Максимальное из всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимов перекачки избыточное давление в секции трубопровода.

3.58 рабочее освещение: Освещение, обеспечивающее нормируемые осветительные условия (освещенность, качество освещения) в помещениях и в местах производства работ вне зданий.

3.59 разлив нефти [нефтепродуктов]²: Выход нефти [нефтепродуктов] на поверхность грунта или водного объекта.

Примечания:

1 Разливы нефти [нефтепродуктов] могут являться следствием:

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

2 Разливы нефти [нефтепродуктов] классифицируют и ликвидируют в соответствии с действующим законодательством государства – члена ЕАЭС.

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

¹ Пункт 3.57 повторяет содержание пункта 64 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.59 повторяет содержание пункта 154 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

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

3.62 светодиод: Источник света, основанный на испускании некогерентного излучения в видимом диапазоне длин волн при пропускании электрического тока через полупроводниковый диод.

3.63 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.

3.64 система молниезащиты¹: Система, предназначенная для защиты зданий или сооружений, оборудования и людей от воздействий молнии.

3.65 система обнаружения утечек (нефти/нефтепродуктов)²: Комплекс программно-технических средств, контролирующей герметичность участка магистрального трубопровода в режиме реального времени.

3.66 скребок-калибр: Внутритрубное техническое устройство, предназначенное для оценки минимальной величины проходного сечения трубопровода.

3.67 соединительная деталь (трубопровода)³: 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.

3.68 стационарный (технологический) режим работы (участка магистрального трубопровода)¹: Установившийся режим работы технологического

¹ Пункт 3.64 повторяет содержание пункта 3.42 ГОСТ Р МЭК 62305-1.

² Пункт 3.65 повторяет содержание пункта 35 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.67 повторяет содержание пункта 61 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

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.

3.69 нестационарный (технологический) режим работы (участка магистрального трубопровода)²: Неустановившийся режим работы технологического участка магистрального трубопровода, характеризующийся изменением параметров протекания гидравлического процесса, возникающий при переходе с одного стационарного режима на иной в результате технологических переключений/повреждений.

Примечание — К изменениям параметров протекания гидравлического процесса относятся изменения расхода нефти/нефтепродуктов и давления на технологическом участке магистрального трубопровода.

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

3.71 теплоизоляционная конструкция³: Конструкция, состоящая из теплоизоляционного материала, защитного гидроизоляционного покрытия и элементов крепления.

Примечание — В состав теплоизоляционной конструкции, при необходимости, может входить антикоррозионное покрытие.

3.72 территория селитебная: 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; для устройства путей внутригородского сообщения, улиц, площадей, парков, садов, бульваров и других мест общего пользования.

3.73 технический коридор магистральных трубопроводов⁴: Территория, на которой проложены в одном направлении не менее двух трубопроводов с

¹ Пункт 3.68 повторяет содержание пункта 106 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.69 повторяет содержание пункта 107 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.71 повторяет содержание пункта 123 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁴ Пункт 3.73 повторяет содержание пункта 118 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

соприкасающимися охранными зонами, которые входят в линейные части соответствующих магистральных трубопроводов, или участки этих трубопроводов, и которая ограничена с внешней стороны охранными зонами линейных частей магистральных трубопроводов.

3.74 технологический трубопровод (магистрального трубопровода)¹:

Трубопровод для нефти/нефтепродуктов, входящий в состав площадочного объекта магистрального трубопровода.

Примечание – К технологическим трубопроводам относятся:

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

3.75 технологический участок магистрального трубопровода²:

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.

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

3.77 толщина стенки трубы³: 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 поля допуска на толщину стенки трубы.

3.78 трасса трубопровода¹: Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

¹ Пункт 3.74 повторяет содержание пункта 39 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.75 повторяет содержание пункта 46 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.77 повторяет содержание пункта 82 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

3.79 трубопровод²: Совокупность цилиндрических труб, соединительных деталей и установленной на них трубопроводной арматуры.

3.80 трубопроводная арматура:	Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения проходного сечения.
Примечания:	
1 Под управлением понимается перекрытие, открытие, регулирование, распределение, смешивание, разделение.	
2 Во множественном числе термин не применяется.	
[ГОСТ24856-2014, пункт 2.1]	

3.81 трубная плеть³: Часть трубопровода, состоящая из сваренных встык трубных секций.

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

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

Примечание – Трубопровод наземный в границах смонтированных на нем запорной арматуры, колодцев, оборудования и узлов, части которых находятся за пределами насыпи (без вывода трубопровода в месте их монтажа за пределы насыпи), считается трубопроводом наземным.

3.84 трубопровод подземный: Трубопровод, расположенный ниже поверхности земли.

Примечание – Трубопровод подземный в границах смонтированных на нем запорной арматуры, колодцев, оборудования и узлов, части которых находятся выше поверхности земли (без вывода трубопровода в месте их монтажа на поверхность земли), считается трубопроводом подземным.

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

3.86 узел приема средств очистки и диагностирования⁴: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из магистрального трубопровода.

¹ Пункт 3.78 повторяет содержание пункта 119 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

² Пункт 3.79 повторяет содержание пункта 59 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³ Пункт 3.81 повторяет содержание пункта 124 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

⁴ Пункт 3.86 повторяет содержание пункта 143 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

3.87 узел пуска средств очистки и диагностирования¹: 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 магистральный трубопровод.

3.88 узел пуска-приема 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 магистральный трубопровод, а также по приему и извлечению внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств из магистрального трубопровода.

3.89 узел пропуска средств очистки и диагностирования²: Производственная площадка с комплексом взаимосвязанного оборудования, предназначенного для проведения технологических операций по пропуску внутритрубных очистных, диагностических, разделительных и герметизирующих устройств, минуя НПС.

3.90 уравнивание потенциалов³: Электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

3.91 утечка нефти [нефтепродукта]⁴: Выход нефти [нефтепродукта] из трубопровода, оборудования или сооружения вследствие повреждения или нарушения герметичности.

3.92 футляр защитный: наружная стальная труба, укладываемая на участках пересечения трубопроводом транспортных и инженерных сетей, предназначенная для предохранения трубопровода и пересекаемых сооружений от внешних нагрузок и воздействий.

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

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

¹Пункт 3.87 повторяет содержание пункта 144 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

²Пункт 3.89 повторяет содержание пункта 145 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

³Пункт 3.90 повторяет содержание пункта 1.7.32 «Правила устройства электроустановок. Седьмое издание».

⁴Пункт 3.91 повторяет содержание пункта 8 ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения».

3.94 эюра рабочих давлений [напоров]: Линия гидравлического уклона, построенная на сжатом профиле трассы магистрального трубопровода, отражающая стационарный режим перекачки в виде изменения напора в каждой точке трассы магистрального трубопровода.

3.95 эюра рабочих давлений [напоров] для раскладки труб: Линия гидравлического уклона, построенная на сжатом профиле трассы магистрального трубопровода, показывающая максимальные рабочие давления [напоры] на стационарных режимах минимальной и максимальной производительности перекачки, с учётом очередности развития НПС в соответствии с запланированными этапами, и с учётом обеспечения реверсной перекачки, при необходимости.

3.96 эюра рабочих давлений (напоров) при переходных процессах: Линия гидравлического уклона, построенная на сжатом профиле трассы магистрального трубопровода, показывающая максимальные рабочие давления (напоры) при переходных процессах.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР – автоматическое включение резерва;

АКП – антикоррозионное покрытие;

АСУП – автоматизированная система управления предприятием;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

БК – блок-контейнер;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ГВВ – горизонт высоких вод;

ГРС – газораспределительная станция;

ГС – головные сооружения (магистрального газопровода);

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭС – дизельная электростанция;

ЗА – запорная арматура;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИГС – инертно-газовая смесь;

ИТСО – инженерно-технические средства охраны;

КЗУ – комплексное заземляющее устройство;

КИП – контрольно-измерительные приборы;
КС – компрессорная станция;
ЛТМ – линейная телемеханика;
ЛЧ – линейная часть;
ЛЭП – линия электропередачи;
ММГ – многолетнемерзлый грунт;
МПСА – микропроцессорная система автоматизации;
МТ – магистральный трубопровод;
НГ – негорючие материалы по ГОСТ 30244;
ННБ – наклонно-направленное бурение (горизонтально-направленное бурение);
НПС – нефтеперекачивающая (нефтепродуктоперекачивающая) станция;
ПКУ – пункт контроля и управления;
РДП – районный диспетчерский пункт;
РП – резервуарный парк;
СИ – средство измерений;
СМЗ – система защиты от молнии;
СОД – средство очистки и диагностирования;
СОТ – система охранная телевизионная;
СОУ – система обнаружения утечек;
СПХГ – станция подземного хранения газа;
СУП – система уравнивания потенциалов;
ТДП – территориальный диспетчерский пункт;
УЗА – узел запорной арматуры;
УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
УППГ – установка предварительной подготовки газа;
УСО – устройство связи с объектом;
ШТМ – шкаф линейной телемеханики;
ЩСУ – щит станции управления;
ЭХЗ – электрохимическая защита трубопроводов от коррозии;
DN – номинальный диаметр.

5 Общие положения

5.1 Трубопроводы следует предусматривать подземным (подземная прокладка).

Прокладка трубопроводов над поверхностью земли на опорах (надземная прокладка) допускается в случаях, приведенных в 11.1

Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в проекте.

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

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с трубопроводами для транспортировки иных жидких или газообразных углеводородов.

5.3 Минимально допустимые расстояния от трубопроводов до зданий и сооружений должны приниматься не менее указанных Техническим регламенте [1].

При невозможности обеспечения расстояний, указанных в Техническом регламенте [1], вследствие стеснённых условий (природные факторы, развитая социальная, производственная и транспортная инфраструктура), допускаются отступления от указанных в Техническом регламенте [1] минимально допустимых расстояний в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

5.4 Размещение объектов МТ на территориях городов и других населенных пунктов, особо охраняемых природных территорий, зон санитарной охраны источников питьевого водоснабжения осуществляется в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

5.5 Прокладка ЛЧ МТ от ЗА, устанавливаемой в соответствии с п. 8.2.3, до границы перспективной застройки населенного пункта должна осуществляться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

5.6 При подключении проектируемого трубопровода к существующему допускается укладка проектируемого трубопровода соосно с существующим трубопроводом (после демонтажа на участке подключения) вне зависимости от имеющихся расстояний от существующего трубопровода до существующих коммуникаций. Длина участка проектируемого трубопровода, укладываемого соосно с существующим трубопроводом, к которому предусматривается подключение,

должна быть минимальной, определяемой исходя из возможности выполнения сварочно-монтажных работ.

При необходимости в проекте должны быть предусмотрены технические решения по обеспечению сохранности существующих коммуникаций в период строительства проектируемого трубопровода. Дополнительные конструктивные требования к проектируемому трубопроводу на участке подключения проектируемого трубопровода к существующему не предъявляются.

5.7 Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика проектируемого трубопровода, эксплуатирующей организации и органа государственного надзора в области промышленной безопасности), при пересечении их проектируемыми трубопроводами, не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.

Результаты технического состояния действующего трубопровода (заключение) подлежат экспертизе органом государственного надзора в области промышленной безопасности.

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

При этом, в случае замены участков действующих трубопроводов без изменения планового положения проектом должны предусматриваться необходимые технические решения по защите существующих объектов и коммуникаций на период строительства.

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

5.8 Действующие трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции с учетом требований п. 10.4 и необходимости приведения категории участка МТ к требуемой в соответствии с разделом 6 на переходе через железную или автомобильную дорогу.

5.9 Температура нефти или нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортировки продукта и

требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода.

5.10 При проектировании МТ, должен выполняться теплогидравлический расчет, выполненный с учетом температуры застывания (помутнения, кристаллизации) нефти или нефтепродукта, климатических условий района прохождения трубопровода и способов и условий прокладки участков МТ.

При этом, должно учитываться время остановки участка МТ – 3 суток и запас по температуре застывания (помутнения, кристаллизации) нефти или нефтепродукта 2°С.

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

Требуемые технические характеристики теплоизоляционного и антикоррозионного покрытия и путевого подогрева трубопровода должны подтверждаться технико-экономическими расчетами.

5.11 Для обеспечения безопасности объектов МТ и создания необходимых условий их эксплуатации, вокруг них должны устанавливаться охранные зоны, размеры которых, а также условия их использования устанавливаются в соответствии с требованиями Технического регламента [1].

5.12 Значения номинального диаметра МТ, трубопроводной арматуры, соединительных деталей и оборудования, предназначенных для монтажа на трубопроводе, следует выбирать из ряда, представленного в ГОСТ 28338.

При соответствующем обосновании допускается применение *DN* 1050.

5.13 При проектировании ЛЧ МТ должны быть учтены требования по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта в соответствии с законодательством (действующими нормами) государств – членов ЕАЭС.

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

5.15 В состав ЛЧ МТ входят:

- трубопровод с ответвлениями и лупингами, перемычками и резервными нитками, узлами запорной арматуры, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения НПС, узлами пуска, пропуска и приёма СОД, узлами защиты, узлами регулирования давления;
- установки ЭХЗ трубопровода от коррозии;
- средства связи, СОУ, телемеханики и помещения для их размещения;
- линии и сооружения технологической связи;
- ЛЭП, предназначенные для электроснабжения линейных объектов МТ и устройства электроснабжения и дистанционного управления ЗА и установками ЭХЗ;
- противозерозионные и защитные сооружения трубопроводов;
- защитные амбары, здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов; вдольтрассовые проезды, вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним;
- инженерно-технические средства охраны;
- информационные знаки, опознавательные знаки местонахождения трубопроводов, указатели, предупреждающие и сигнальные знаки.

5.16 Для обслуживания МТ и его инфраструктуры на труднодоступных участках трассы может предусматриваться сооружение вдольтрассового проезда, проектируемого в соответствии с требованиями стандартов организации - владельца (оператора) магистрального трубопровода.

5.17 Выбор технологий сварки, применяемых при строительстве и реконструкции МТ, должен осуществляться в соответствии с законодательством государства - члена ЕАЭС.

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

Методы и объемы контроля сварных соединений трубопроводов должны назначаться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, условий прокладки (в том числе с учетом требований п. 9.4.4) и категории трубопровода (его участков).

5.19 В проекте должны предусматриваться очистка полости и гидравлические испытания трубопровода на прочность и герметичность (проверка на герметичность), а также внутритрубное диагностирование трубопровода после

завершения строительно-монтажных работ до ввода МТ (участка МТ) в эксплуатацию.

Значения испытательных давлений трубопровода (участков трубопровода) и время выдержки под испытательными давлениями назначаются в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

5.20 В проекте должно предусматриваться заполнение вновь построенного трубопровода ИГС с содержанием азота не менее 92% и давлением 0,5 МПа после завершения строительно-монтажных работ и выполнения работ, предусмотренных в п. 5.19, до заполнения нефтью или нефтепродуктом для недопущения образования взрывоопасной смеси при заполнении трубопровода нефтью или нефтепродуктом и обеспечения возможности контроля герметичности смонтированного трубопровода.

6 Требования к назначению категорий магистральных трубопроводов

6.1 В зависимости от природных и антропогенных условий прохождения МТ (участка МТ), условий прокладки и эксплуатации, сложности его конструктивного исполнения, а также с учетом трудности выполнения ремонтных работ, следует назначать категории МТ (участков МТ). При этом, более значимые (высокие) категории должны назначаться для более ответственных участков МТ.

Категории МТ (участков МТ) назначаются в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС с учетом типа прокладки: подземной, наземной, надземной, диаметра, требуемого нормативного запаса прочности участка трубопровода (коэффициента условий работы трубопровода), величин давления при испытаниях, объема и методов неразрушающего контроля для следующих условий прохождения МТ (участков МТ):

- на переходах через водные объекты в зависимости от их характеристик: наличия судоходства, лесосплава, рыбохозяйственного значения, ширины и глубины в пределах непересыхающих участков (русел рек, минимальных подпорных уровней водохранилищ), других характеристик при необходимости;
- на периодически обводняемых участках водных объектов, прилегающих к ним участков;
- на переходах через оросительные и деривационные каналы;
- на переходах через болота с учетом типа болота;
- на переходах через железные и автомобильные дороги в зависимости от категории дороги;

- в пределах несгораемых мостов, в том числе: железных и автомобильных дорог в зависимости от категории дороги, дорог для коммуникаций, величины пролета моста (если такая возможность предусматривается законодательством государства – члена ЕАЭС);
- в горной местности при укладке трубопровода в пределах полук, тоннелей;
- в пределах территорий шахтных разработок на участках пересечения растянутой зоны мульды сдвигения при подземной прокладке трубопровода;
- в пустынях при прокладке в слабосвязанных барханных песках;
- в пределах поливных и орошаемых земель в зависимости от хозяйственного значения: хлопковых и рисовых плантаций, прочих сельскохозяйственных культур;
- по территории распространения ММГ в зависимости от величины относительной осадки при оттаивании;
- на переходах через селевые потоки, в пределах участков конусов выноса;
- на участках прохождения солончаковых грунтов;
- вблизи ЗА (узлов ЗА);
- вблизи территорий СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в Техническом регламенте [1];
- вблизи и в пределах узлов пуска, приема и пропуска СОД;
- в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой подземной коммуникации при на участках пересечения подземных коммуникаций: канализационных коллекторов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов, водоводов, силовых кабелей и кабелей связи, подземных, наземных и надземных оросительных систем и других;
- по обе стороны от пересечения с воздушными ЛЭП в зависимости от напряжения в ЛЭП в пределах расстояний, указанных в Техническом регламенте [1];
- в пределах прохождения трубопровода по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям;
- на переходах через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи;
- вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при номинальном

диаметре труб *DN* 700 и менее; до 500 м при номинальном диаметре труб до *DN* 1000 включительно; до 1000 м при номинальном диаметре труб свыше *DN* 1000;

- в одном техническом коридоре с нефтепроводами, нефтепродуктопроводами и газопроводами;

- вблизи узлов замера расхода газа, пунктов редуцирования газа, ЗА газопроводов высокого давления, узлов пуска, пропуска и приема СОД газопроводов, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных определяемых в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

- в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения с ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Указанный перечень участков МТ может уточняться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

6.2 Категория может устанавливаться как в пределах каждого из указанных в п. 6.1 участков МТ, так и в пределах каждого из указанных участков совместно с прилегающими участками на протяженности, определяемой в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

В пределах нескольких смежных участков МТ, характеризующихся схожими условиями прокладки (пересечение МТ болот различных типов и др.), где необходимо устанавливать различные категории, возможно устанавливать единую категорию по наиболее высокой категории.

Примечания:

1 В случае, если по имеющимся условиям прокладки МТ, на участке МТ, в соответствии с указанными требованиями, необходимо назначить разные категории МТ, категория такого участка назначается по наиболее высокой категории.

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

3 В пределах участка МТ, где его прокладка предусматривается в защитном футляре, устанавливается единая категория участка МТ с учетом примечания 1.

7 Основные требования к трассе трубопровода

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

7.2 Земельные участки для строительства МТ следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством государства – члена ЕАЭС.

7.3 Возмещение убытков землепользователям, потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для строительства МТ и ущерба рыбному хозяйству следует определять в порядке, установленном законодательством государства – члена ЕАЭС.

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

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

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

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

- кабеля технологической связи данного МТ на подводных переходах в одной траншее, на переходах через железные и автомобильные дороги в одной траншее или в одном футляре (тоннеле), а также при наличии стесненных условий в одной траншее;
- основных ниток трубопроводов на подводных переходах в одной траншее в соответствии с п. 10.2;
- кабелей для освещения тоннеля (при прокладке трубопроводов в проходном тоннеле);

- кабелей различного назначения в одной траншее (в том числе на переходах через железные и автомобильные дороги в одной траншее или в одном футляре, тоннеле), предназначенных для обеспечения безопасности эксплуатации данного МТ, в том числе, являющихся частью системы СОУ, ЭХЗ;

- МТ номинальным диаметром *DN* 500 и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог категорий III, IV и V.

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

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

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

На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, для прогноза этих процессов должны проводиться предварительные инженерные изыскания в соответствии с требованиями законодательства государств – членов ЕАЭС.

Требования к прокладке МТ в районах распространения ММГ приведены в разделе 9.5.

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

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

- при подземной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов - по таблице 7.1;

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

Т а б л и ц а 7.1 - Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми параллельными нитками подземных трубопроводов

Номинальный диаметр трубопровода <i>DN</i>	Расстояния между осями смежных магистральных трубопроводов, м	
	До газопроводов	До нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
До 400 включительно	8	5
Свыше 400 до 700 включительно	9	5
Свыше 700 до 1000 включительно	11	6
Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром Свыше 1000 до 1200 включительно	Диаметром свыше 1000 до 1200 включительно: 13	6
	Диаметром свыше 1200 до 1400 включительно: 15	
Примечания: 1 Расстояние между осями смежных трубопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для трубопровода большего диаметра. 2 Расстояние между двумя нефтепроводами и нефтепродуктопроводами, прокладываемыми одновременно в одной траншее, допускается принимать менее указанного, но не менее 1 м между стенками трубопроводов.		

7.13 Расстояния между параллельно строящимися и действующими нефтепроводами, нефтепродуктопроводами и газопроводами при их подземной прокладке, кроме строящихся в районах, указанных в 7.17, следует принимать из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных: в таблице 7.2.

При невозможности обеспечения расстояний, приведенных в таблице 7.2, допускается при подземной прокладке трубопровода, кроме строящегося в районах, указанных в 7.17, уменьшать расстояние от строящегося трубопровода до действующих нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов до расстояний, представленных в таблице 7.1, при условии разработки в проекте необходимых технических решений по их защите при строительстве.

Таблица 7.2 - Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами при их подземной прокладке

Номинальный диаметр проектируемого трубопровода <i>DN</i>	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных трубопроводов, м	
	на землях, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя	на землях, на которых требуется снятие и восстановление плодородного слоя

Продолжение таблицы 7.2

Номинальный диаметр проектируемого трубопровода <i>DN</i>	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных трубопроводов, м	
	на землях, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя	на землях, на которых требуется снятие и восстановление плодородного слоя
До 400 включительно	11	20
Свыше 400 до 700 включительно	14	23
Свыше 700 до 1000 включительно	15	28
Свыше 1000 до 1200 включительно (для газопроводов)	16	30
Свыше 1000 до 1200 включительно (для нефтепроводов)	32	32
Свыше 1200 до 1400 включительно (для газопроводов)	18	32
Примечания: 1 Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать при необходимости, обоснованной в проекте, исходя их условий и методов производства работ. 2 Для трубопроводов различного назначения и разных диаметров следует выполнять требования 7.14. 3 В случае разработки в проектной документации мероприятий по временному вывозу плодородного грунта на площадки складирования, расположенные вне зоны проведения строительно-монтажных работ, расстояния допускается принимать как для земель, на которых не требуется снятие и восстановление плодородного слоя.		

7.14 Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов необходимо предусматривать как для газопроводов, за исключением случаев, приведенных в 7.17.

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

7.15 Прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от ЗА параллельно проложенных и пересекаемых нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, следует предусматривать на расстоянии как при параллельной прокладке до нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

7.16 Прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от ЗА и продувочных свечей газопроводов при параллельной прокладке с газопроводами и при их пересечении, следует предусматривать на расстоянии как при параллельной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов до газопроводов.

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

- между нефтепроводами и нефтепродуктопроводами - в соответствии с 7.12, 7.13 и 7.14;
- между нефтепроводами (нефтепродуктопроводами) и газопроводами - 1000 м.

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

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

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

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

7.21 При прокладке трубопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб DN 700 и менее

и 1000 м - при номинальном диаметре труб свыше *DN* 700, должно предусматриваться устройство с низовой стороны трубопровода защитной канавы или вала, обеспечивающих отвод разлившегося при аварии продукта в места безопасные для населенных пунктов и промышленных предприятий.

При невозможности отвода разлившегося при аварии продукта в места безопасные для населенных пунктов и промышленных предприятий должен предусматриваться сбор разлившегося продукта в защитные амбары расчетного объема. Объем защитных амбаров должен рассчитываться исходя из необходимости приема всего объема разлившегося при аварии продукта.

При отсутствии возможности размещения защитных амбаров расчетного объема, необходимо предусматривать установку ЗА в соответствии с п. 8.2 или повышение категории трубопровода до более высокой категории.

7.22 В местах пересечений МТ с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов под углом не менее 60°. При надземной прокладке трубопровода на участках, указанных в п. 11.1, допускается пересечение надземным трубопроводом ВЛ 110 кВ и выше, при этом, трубопроводы следует защищать ограждениями, исключающими попадание на трубопровод проводов при их обрыве или отрыве от опоры ВЛ, а также при падении опоры ВЛ, а расстояние от опоры ВЛ до трубопровода должно обеспечивать отсутствие возможности падения опоры ВЛ на защитное ограждение трубопровода. Защитное ограждение должно выступать по обе стороны от пересечения на расстояние, равное высоте опоры, и быть рассчитаны на нагрузки от воздействия проводов при их обрыве или при падении опоры ВЛ и на термическую стойкость при протекании токов короткого замыкания.

7.23 Ширина просеки для прокладки трубопроводов параллельно линии электропередач 10 кВ и менее при прохождении по землям лесного фонда принимается с учетом требований п. 19.2 как для стесненных условий.

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

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

- технологического зазора для безопасного проезда транспортных средств параллельно колонне работающих трубоукладчиков;
- полосы, предназначенной для размещения колонны трубоукладчиков; технологического зазора между стрелой трубоукладчика и боковой образующей трубопровода;
- зоны, предназначенной для размещения сваренного в нитку трубопровода; траншеи по ее верху;
- бермы, предназначенной для предотвращения сползания грунта в траншею; зоны, предназначенной для временного размещения отвала минерального грунта; зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по засыпке траншей минеральным грунтом из отвала;
- зоны, предназначенной для временного хранения отвала гумусного слоя, снимаемого с полосы строительства;
- зоны, предназначенной для размещения бульдозеров, выполняющих работу по транспортировке и разравниванию отвала гумусного слоя; зоны вырубki леса для размещения ВЛ.

8 Конструктивные требования к трубопроводам

8.1 Общие требования

8.1.1 Диаметр трубопроводов должен определяться в соответствии с требованиями ГОСТ [2].

При реконструкции МТ с заменой участков трубопровода, диаметр трубопровода на участке реконструкции должен приниматься равным диаметру заменяемого трубопровода, если иное не обосновано расчетами, выполненными в соответствии с требованиями ГОСТ [2].

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

8.1.3 Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения, а также из условия прохождения очистных, разделительных и внутритрубных инспекционных приборов.

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

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

8.1.5 При проектировании ЛЧ МТ следует предусматривать установку ЗА. Требования к ЗА и её размещению на МТ представлены в подразделе 8.2.

8.1.6 Для проведения внутритрубного диагностирования необходимо предусматривать узлы пуска, пропуска и приёма СОД. Требования к проектированию узлов пуска, пропуска и приёма СОД и их размещению на МТ представлены в подразделе 8.3.

8.1.7 ЛЧ МТ должна оборудоваться вантузами. Требования к вантузам и их размещению на МТ представлены в подразделе 8.4.

8.1.8 Размещение ЗА и узлов пуска, пропуска и приёма СОД следует предусматривать в ограждениях, выполняемых из несгораемых материалов.

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

8.1.10 Трубопровод должен быть оборудован контрольно-измерительными приборами в соответствии с требованиями подраздела 15.3.

8.1.11 При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, номинальный диаметр которых составляет свыше 0,3 номинального диаметра основного трубопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания очистных, разделительных устройств или ВИП в ответвление.

8.1.12 В местах примыкания трубопроводов ЛЧ к технологическим трубопроводам НПС, узлам пуска, пропуска и приема СОД, переходам через водные преграды в две нитки и более, в местах примыкания перемычек к трубопроводам ЛЧ и местах выхода трубопровода из грунта 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 устройство незащемленных грунтом (открытых) компенсаторов П-

образной, Z-образной или другой формы, или заземленных грунтом (подземных) компенсаторов-упоров тех же конфигураций.

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

8.1.13 ЗА и оборудование ЛЧ МТ должны быть обустроены площадками для их обслуживания, оборудованными стационарными лестницами и ограждениями в соответствии с законодательством (требованиями действующих норм к лестницам, ограждениям и площадкам обслуживания) государств – членов ЕАЭС.

8.1.14 На трассе трубопровода должна предусматриваться установка опознавательных знаков (со щитами-указателями), располагаемых на 1,5 м - 2 м от поверхности земли и устанавливаемыми в пределах видимости, но не реже чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота трассы трубопровода.

8.2 Основные требования к запорной арматуре и её размещению на МТ

8.2.1 На трубопроводах надлежит предусматривать установку равнопроходной ЗА, обеспечивающей прохождение по трубопроводу СОД.

8.2.2 Места размещения ЗА должны приниматься в зависимости от рельефа земной поверхности преимущественно в пониженных участках трассы доступных для обслуживания с учетом требований п. 10.2.15 к высотному положению, возможности размещения ЗА, но не реже чем через 30 км.

Кроме того, установку ЗА на МТ необходимо предусматривать:

- по обе стороны от подводных переходов при их пересечении в одну нитку на минимальном удалении от водной преграды;
- по обе стороны от водных преград шириной по зеркалу воды в межень 10 м и более при их глубине 1,5 м и более, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины при их пересечении в одну нитку при надземной прокладке трубопровода на минимальном удалении от водной преграды;
- по обе стороны от водных преград, переходы через которые оборудуются резервной ниткой;
- в начале каждого ответвления МТ на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;
- на границах (вблизи границ) болот III типа протяженностью свыше 500 м.

Также, размещение ЗА необходимо предусматривать на одном или обоих концах участков МТ, проходящих на отметках выше городов, других населенных пунктов и промышленных предприятий, при невозможности устройства защитных сооружений для локализации разлива по п. 7.21 расчетного объема.

Примечания:

1 Доступность мест размещения ЗА для обслуживания при недостаточности имеющейся дорожной сети может предусматриваться одним или несколькими (определяется Заказчиком) из способов: по вдольтрассовому проезду, проектируемому с учетом п. 5.16; сооружением вертолетной площадки вблизи места размещения ЗА; с использованием транспорта повышенной проходимости (в том числе вездеходного, на болотном ходу и др.).

2 Требования к местам размещения ЗА вблизи естественных и искусственных преград, по ограничению длин участков между смежной ЗА могут уточняться Заказчиком (дополняться, не исключая представленные в п. 8.2.2).

8.2.3 На МТ вблизи участков, прокладываемых по территории городов в соответствии с п. 5.4, необходимо предусматривать размещение ЗА на расстоянии не менее 200 м (до 1000 м в зависимости от условий прохождения, а в обоснованных в проекте случаях и более 1000 м) от границы перспективной застройки города, а в пределах городов и других населенных пунктов – в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

На МТ вблизи участков, прокладываемых по территории населенных пунктов (за исключением городов) в соответствии с п. 5.4, необходимость размещения ЗА должна определяться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

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

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

- продувочных свечей газопроводов номинальным диаметром *DN* 1000 и более – 50 м;

- продувочных свечей газопроводов номинальным диаметром менее *DN* 1000 - 15 м.

8.2.5 ЗА, устанавливаемая на ЛЧ МТ, за исключением ЗА, указанной в п. 21.3.5, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление: электроприводом, автоматикой и др.

8.2.6 ЗА, устанавливаемая на ЛЧ МТ должна быть обеспечена электроснабжением в соответствии с разделом 19. ЗА, устанавливаемая на переходах через водные преграды и болота III типа по пункту 8.2.2, должна быть обеспечена электроснабжением от двух независимых взаимно резервирующих источников питания с устройствами автоматического восстановления питания.

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

8.2.8 Размещение ЗА, устанавливаемой вблизи водных преград и болот III типа, должно предусматриваться в замкнутом контуре обвалования для локализации разлива нефти или нефтепродукта в случае потери герметичности ЗА, расположенной внутри ограждения. При этом, обустройство площадок ЗА должно выполняться в соответствии с требованиями, представленными в п. 8.3.6.

8.3 Основные требования к узлам пуска, приема, пропуска СОД и их размещению на МТ

8.3.1 На ЛЧ МТ, в том числе на лупингах и ответвлениях протяженностью более 3 км, на резервных нитках независимо от протяженности, надлежит предусматривать узлы пуска и приема СОД, конструкция которых определяется проектной документацией.

Кроме того, узлы пуска и приема СОД должны быть предусмотрены на участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода.

8.3.2 Узлы пуска и приёма СОД устанавливаются с учетом максимального перспективного развития МТ с расстоянием между ними не более:

- 120 км для МТ с номинальным диаметром до DN 400 включительно;
- 280 км для нефтепроводов и 180 км для нефтепродуктопроводов с номинальным диаметром DN 500 и более.

8.3.3 Параметры узлов пуска и приёма СОД, которыми оборудуется МТ, должны обеспечивать безопасные запасовку, пуск, приём и извлечение ВИП.

8.3.4 На НПС, не оборудованных узлами пуска или приема СОД, должны предусматриваться узлы пропуска СОД, обвязка которых должна позволять осуществлять пропуск СОД без остановки НПС.

8.3.5 Размещение узлов пуска, пропуска и приема СОД должно предусматриваться в замкнутом контуре обвалования для локализации разлива нефти или нефтепродукта в случае потери герметичности ЗА, камер пуска и приема СОД и другого оборудования, располагаемого внутри ограждения.

8.3.6 Для предотвращения инфильтрации по поверхности площадки и внутренних откосов обвалования должна предусматриваться укладка полиэтиленовой пленки высокой плотности толщиной 1 мм; в проекте должны быть предусмотрены решения для защиты пленки от ультрафиолетового излучения и механических воздействий. Для сбора и отвода поверхностных и талых вод с обвалованных площадок должен быть предусмотрен приямок с отводящим трубопроводом из стальных труб с антикоррозионной изоляцией весьма усиленного типа по ГОСТ 9.602. Отводящий трубопровод должен быть оборудован стальной задвижкой или шаровым краном *DN 150*, монтируемом за обвалованием в пределах ограждения; на торце отводящего трубопровода, расположенного над приямком, должен быть устроен сифон, препятствующий попаданию воды в горизонтальный участок трубопровода при закрытой дренажной задвижке.

Требования к обустройству площадок могут уточняться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

8.4 Основные требования к вантузам и их размещению на МТ

8.4.1 На трубопроводах надлежит предусматривать установку вантузов, предназначенных для их освобождения и заполнения нефтью или нефтепродуктом при выполнении плановых и ремонтных работ:

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

8.4.2 На переходах МТ через водные преграды и болота III типа, оборудованных ЗА по пункту 8.2.2, допускается предусматривать установку 3 вантузов: 2 вантузов у ЗА, расположенной на низком берегу, 1 вантуза со стороны водной преграды у ЗА, расположенной на высоком берегу.

8.4.3 На резервных нитках вантузы не устанавливаются.

8.4.4 Размещение вантузов, устанавливаемых вблизи ЗА, должно предусматриваться внутри ограждения УЗА, а при наличии обвалования – внутри обвалования. Допускается размещение вантузов, устанавливаемых вблизи ЗА, вне ограждения УЗА, при обосновании такого решения в проекте.

Размещение вантузов, устанавливаемых на МТ вне ограждения УЗА может предусматриваться в ограждении или без ограждения с учетом требований п. 9.1.3.1.

8.4.5 Размещение вантузов на подземных трубопроводах должно предусматриваться в колодцах, требования к которым представлены в подразделе 8.5.

8.4.6 Могут применяться вантузы с постоянно установленной запорной арматурой или с запорной арматурой, устанавливаемой на период проведения работ.

8.4.7 В случае, если монтаж вантузной ЗА предусматривается только на период выполнения работ с использованием вантуза, должно предусматриваться фланцевое соединение ЗА с патрубком вантуза. При этом, в отсутствии ЗА необходимо предусматривать монтаж на патрубке вантуза фланцевой заглушки.

8.4.8 В качестве ЗА вантузов должны применяться задвижки клиновые и краны шаровые.

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

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

Таблица 8.1 – Рекомендуемые диаметры вантузов для установки на МТ

№ п/п	DN МТ	DN вантуза
1	2	3
1	150	50
2	150 – 300	50 – 100
3	350, 400	100 – 150
4	500 – 1200	150 – 200

8.5 Основные требования к колодцам, монтируемым на МТ

8.5.1 Для монтажа оборудования (вантузов, преобразователей давления, сигнализаторов прохождения СОД и т.п.) на подземном или наземном МТ должны

предусматриваться герметичные колодцы, конструкция которых обеспечивает сохранность изоляционного покрытия трубопровода.

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

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

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

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

9 Подземная прокладка трубопроводов

9.1 Общие требования

9.1.1 Заглубление трубопроводов надлежит принимать не менее, м:

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

Заглубление трубопроводов в дополнение к указанным требованиям должно определяться также с учетом требований раздела 12.

9.1.2 Заглубление трубопровода в пределах ограждения УЗА, узлов пуска, пропуска и приема СОД должно определяться с учетом необходимости обеспечения доступа к узлам и может предусматриваться меньше значений, представленных в п. 9.1.1.

9.1.3 Заглубление трубопровода на участке монтажа колодцев вне огороженных площадок должно обеспечивать глубину заложения колодца от крышки колодца до поверхности земли не менее 0,6 м, а на землях сельскохозяйственного назначения - не менее 1,0 м.

9.1.4 Заглубление трубопровода на участке монтажа колодцев в пределах огороженных площадок определяется требованиями п. 9.1.1 и п. 9.1.2.

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

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

- до нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов0,35 м;
- до кабелей связи, располагаемых в защитных футлярах0,15 м;
- до силовых кабелей напряжением до 220 кВ и кабелей связи0,5 м;
- до кабельных маслонаполненных линий напряжением до 220 кВ.....1,0 м;
- до водопроводов питьевого назначения.....0,4 м.

МТ требуется располагать ниже водопроводов питьевого назначения при пересечении с ними. Допускается располагать МТ выше трубопроводов, транспортирующих воду питьевого назначения, при условии прокладки водопроводов питьевого назначения в защитных футлярах, при этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 10 м в каждую сторону от места пересечения.

9.1.7 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

- $DN + 300$ мм - для трубопроводов номинальным диаметром до $DN 700$;
- $1,5 DN$ - для трубопроводов номинальным диаметром $DN 700$ и более.

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

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

9.1.8 Для трубопроводов номинальным диаметром $DN 1000$ и более в зависимости от рельефа местности должна предусматриваться предварительная

планировка трассы. При планировке строительной полосы в районе подвижных барханов, последние следует срезать до уровня межгрядовых (межбарханных) оснований, не затрагивая естественно уплотненный грунт. После засыпки уложенного трубопровода полоса барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси трубопровода в обе стороны должна быть укреплена связующими веществами (нейрозин, отходы крекинг-битума и т.д.).

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

9.1.9 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать мероприятия по исключению повреждения изоляционного покрытия трубопровода (устройство подсыпки и/или обсыпки трубопровода и другие).

9.1.10 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 следует определять в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

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

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

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

9.1.14 На трассе трубопроводов следует предусматривать установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга. При этом, при прохождении трубопровода на участках пучинистых грунтов, болот и ММГ, а также с других случаях, предусмотренных законодательством государства – члена ЕАЭС,

установку постоянных реперов возможно предусматривать попарно на расстоянии не менее 80 м друг от друга.

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

9.2 Прокладка трубопроводов в горных условиях

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

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

Оползневые участки большой протяженности следует обходить выше оползневого склона.

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

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

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

9.2.4 При проектировании трубопроводов, укладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном 8° и более, необходимо

предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы - полки.

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

9.2.6 При проектировании трубопроводов, укладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном 8°-11°, необходимо предусматривать устройство полки с отсыпкой насыпи непосредственно на косогоре.

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

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

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

$$\operatorname{tg} \alpha_k \leq \frac{\operatorname{tg} \varphi_{\text{гр}}}{n_y} \quad (1)$$

где α_k - угол наклона косогора, град.;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При прокладке трубопроводов в проходных тоннелях, вентиляция тоннелей должна предусматриваться естественной. Искусственная вентиляция допускается только при специальном обосновании в проектной документации. В непроходных тоннелях на период эксплуатации вентиляцию допускается не предусматривать.

9.3 Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок

9.3.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с требованиями законодательства государств – членов ЕАЭС и настоящего ГОСТ. Воздействие деформации земной поверхности на трубопроводы должно учитываться при расчете трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями раздела 12.

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

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

9.3.4 Пересечение шахтных полей трубопроводами следует предусматривать:

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

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

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

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

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

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

9.4 Прокладка трубопроводов в сейсмических районах

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

9.4.2 Сейсмостойкость трубопроводов должна обеспечиваться:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости трубопроводов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9.5 Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов

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

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

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

- схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;
- карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
- карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

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

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

- принцип I - многолетнемерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации трубопровода;
- принцип II - многолетнемерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения трубопровода или с допущением их оттаивания в период эксплуатации трубопровода).

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

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

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

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

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

9.5.9 На участках просадочных (при оттаивании) многолетнемерзлых грунтов небольшой протяженности должны предусматриваться мероприятия, снижающие тепловое воздействие на них трубопровода и обеспечивающие восстановление их мерзлого состояния в зимний период такие как теплоизоляция трубопровода, термостабилизация (промораживание) грунтов.

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

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

9.5.12 Требования к надземной прокладке МТ на участках ММГ представлены в разделе 11.

9.5.13 Для ЛЧ МТ, проходящих через участки с распространением многолетнемерзлых грунтов, необходимо разработать комплекс мероприятий по геотехническому мониторингу, позволяющему контролировать тепловой режим

грунтов в основании трубопровода и сооружений и их высотное положение для оценки соответствия проектным значениям, а также напряженно-деформированное состояние трубопровода.

Продолжительность мониторинга должна определяться в проекте в зависимости от принципа использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания и составлять для сооружений:

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

10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

10.1 Общие требования

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

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

Выбор способа прокладки трубопровода должен выполняться с учетом имеющихся (при наличии) экологических и иных ограничений и обосновываться технико-экономическими расчетами.

10.1.3 При соответствующем обосновании, допускается надземная прокладка трубопроводов через естественные и искусственные препятствия в соответствии с требованиями раздела 11.

10.2 Переходы трубопроводов через водные преграды

10.2.1 Переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических, гидрогеологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в

районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды и требований по охране рыбных ресурсов.

Примечания:

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

2 Место перехода следует согласовывать с соответствующими уполномоченными органами государственной власти и заинтересованными организациями.

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

- для одностороннего перехода и основной нитки многостороннего перехода - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах, а при ее отсутствии - участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10% обеспеченности;
- для резервной нитки многостороннего перехода - участок, ограниченный затворами камеры пуска и камеры приема средств очистки (диагностики), установленных на этой нитке.

10.2.3 Створы переходов через реки при траншейном способе строительства следует выбирать на прямолинейных устойчивых плессовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода, рекомендуется предусматривать под углом 90 градусов, но не менее 60 градусов к динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами.

10.2.4 Выбор створа перехода трубопровода проводят с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема или водотока и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

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

При пересечении водных преград траншейным способом проектная отметка верха забалластированного трубопровода должна назначаться не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля 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.

При пересечении водных преград способами ННБ, микротоннелирования, тоннелирования проектная отметка верха трубопровода должна назначаться не менее чем на 3,0 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла, определяемого на основании инженерных изысканий с учетом срока службы перехода, но не менее 6,0 м от естественных отметок дна водной преграды.

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

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы трубопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в Техническом регламенте [1], при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы перехода.

10.2.7 Минимальные расстояния от оси трубопроводов переходов трубопроводов через водные преграды при прокладке их ниже по течению от мостов, пристаней и других аналогичных объектов до указанных объектов должны приниматься в соответствии с Техническим регламентом [1] как для подземной прокладки.

10.2.8 При пересечении водных преград расстояние между параллельными трубопроводами следует назначать исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них трубопроводов и сохранности трубопровода при аварии на параллельно проложенном.

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

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

10.2.9 Минимальные расстояния между параллельными трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках перехода трубопровода через водную преграду, следует принимать такими же, как для трубопроводов, сооружаемых вне перехода.

10.2.10 Трубопроводы на переходах через водные преграды в границах ГВВ не ниже 1 %-ной обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с требованиями раздела 12.

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

10.2.12 Крутизну откосов подводных траншей следует назначать с учетом необходимости обеспечения устойчивости откосов грунтов в обводненном состоянии и условий производства работ.

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

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

Примечание - В случае применения кривых искусственного гнутья в русловой части подводных переходов взамен вогнутых кривых упругого изгиба трубопровода, необходимо предусматривать крепление берегов.

10.2.15 ЗА, устанавливаемую на переходах трубопроводов через водные преграды по пункту 8.2.2, следует размещать на отметках не ниже отметок ГВВ 10 %-ной обеспеченности и выше отметок ледохода.

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

10.2.16 Проектом, при необходимости, должны предусматриваться решения по укреплению берегов в местах прокладки трубопровода через водную преграду и

предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т.д.).

10.2.17 При ширине водных преград в межень 75 м и более в местах пересечения водных преград трубопроводом, следует предусматривать прокладку резервной нитки. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливаются в проектной документации.

П р и м е ч а н и я :

1 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню горизонта высоких вод при 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м и горных рек. При отсутствии информации об уровне горизонта высоких вод при 10 % обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней допускается использовать данные уровня горизонта высоких вод при 50 % обеспеченности.

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

3 При необходимости транспортировки по трубопроводу вязких нефти и нефтепродуктов, временное прекращение подачи которых не допускается, следует предусматривать прокладку трубопроводов через водные преграды шириной менее 75 м в две нитки.

4 Диаметр резервной нитки определяется проектом.

10.2.18 При пересечении трубопроводом двух или более водных преград, расположенных на расстоянии менее 3-х километров друг от друга, рекомендуется предусматривать строительство общей резервной нитки для переходов через эти водные преграды.

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

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

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

10.2.21 Участки трубопроводов, прокладываемые в подводной траншее или заливаемые поймы, должны быть рассчитаны на устойчивость положения против всплытия в соответствии с требованиями раздела 12. Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и

устройства для баллаستировки и закрепления трубопровода (утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства, анкеры и др.).

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

10.2.23 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их МТ должны предусматриваться сигнальные знаки в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

10.3 Переходы трубопроводов через болота и заболоченные участки

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

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

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

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

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

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

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

10.3.4 Прокладку трубопроводов на болотах, за исключением прокладываемых надземно, следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В местах поворота следует применять упругий изгиб трубопроводов, при этом, допускается применение кривых искусственного гнутья при условии укладки трубопровода на минеральное основание и положительном результате расчёта напряжённо-деформированного состояния трубопровода, выполненного в соответствии с разделом 12.

10.3.5 Участки трубопроводов в границах ГВВ не ниже 1 %-ной обеспеченности, прокладываемые через болота и в обводненных районах должны быть рассчитаны на устойчивость положения против всплытия в соответствии с требованиями раздела 12. Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для баллаستировки и закрепления трубопровода (утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства, анкеры и др.).

10.3.6 Крутизну откосов и ширину подводных траншей по дну следует назначать в соответствии с требованиями подраздела 10.2.

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

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

10.3.8 Размеры насыпи при укладке в ней трубопровода номинальным диаметром свыше $DN\ 700$ с расчетным перепадом положительных температур на данном участке следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий.

10.3.9 Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

- толщина слоя грунта над трубопроводом - не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;
- ширина насыпи поверху - 1,5 номинального диаметра DN трубопровода, но не менее 1,5 м;

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

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

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

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

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

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

10.4 Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

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

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

При прокладке в стесненных условиях или вдоль действующих коммуникаций, допускается угол пересечения трубопровода принимать не менее 60°. При этом категория участков трубопровода, примыкающих к переходу в пределах расстояний, указанных в Техническом регламенте [1], должна быть не ниже категории перехода.

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

10.4.4 Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные дороги и автомобильные дороги со всеми видами покрытия, за исключением грунтового, песчаного или из песчано-гравийной смеси, а также щебеночного без связующего, должны предусматриваться в защитном футляре из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется условием производства работ и конструкцией переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги:

- от осей крайних путей - 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м - от бровки откоса выемки;
- от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) - 3 м.

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

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

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

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

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

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

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

10.4.8 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от трубопровода, прокладываемого подземно, в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься:

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

11 Надземная прокладка трубопровода

11.1 Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах распространения многолетнемерзлых грунтов, горных выработок, оползней, на неустойчивых грунтах и на переходах через естественные и искусственные препятствия, а на участках селей с учетом требований п. 9.2.3. При этом должны предусматриваться необходимые дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов, смонтированной арматуры, оборудования.

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

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

11.3 При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений. При любых способах компенсации продольных перемещений трубопроводов следует применять отводы с учетом требования п. 8.1.3.

Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом требований раздела 12.

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

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

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

В местах выхода трубопровода из грунта опоры допускается не предусматривать.

В местах выхода трубопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению его проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.).

11.6 Опоры трубопроводов следует проектировать из негорючих материалов.

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

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

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

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках, где предусматривается использование в качестве основания многолетнемерзлых

грунтов, должна назначаться с учетом необходимости сохранения максимально допустимой температуры многолетнемерзлого грунта, обеспечивающей требуемую несущую способность свайных фундаментов.

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

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

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

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

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

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

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

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

- до подошвы откоса насыпи – 5 м;

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

11.13 В местах надземных переходов трубопроводов следует предусматривать конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

12.1 Расчетные характеристики материалов

12.1.1 Значение коэффициента условий работы трубопровода при расчете на прочность, устойчивость и деформативность – m должно назначаться в зависимости от категории трубопровода и его участка.

12.1.2 Значение коэффициента надежности по материалу – k_1 должно назначаться в зависимости от технологии производства трубы и объема контроля.

12.1.3 Значение коэффициента надежности по материалу – k_2 должно назначаться в зависимости от типа сварного шва трубы и отношения R_2^H/R_1^H .

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

12.1.5 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1 и R_2 следует определять с учетом коэффициент условий работы трубопровода, коэффициенты надежности по материалу и коэффициентом надежности по ответственности трубопровода.

12.1.6 Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода k_n должно назначаться в зависимости от номинального диаметра трубопровода.

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

12.2 Нагрузки и воздействия

12.2.1 Расчетное значение нагрузки следует определять, как произведение ее нормативного значения на коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

12.2.2 В зависимости от продолжительности действия нагрузок следует различать постоянные и временные (длительные, кратковременные, особые) нагрузки. Нагрузки, возникающие при изготовлении, хранении и перевозке конструкций, а также при строительстве трубопровода, следует учитывать в расчетах как кратковременные нагрузки.

12.2.3 Расчет конструкций и оснований по предельным состояниям первой и второй групп следует выполнять с учетом неблагоприятных сочетаний нагрузок или соответствующих им усилий. Эти сочетания устанавливаются из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок для рассматриваемой стадии работы конструкции или основания.

12.2.4 В зависимости от учитываемого состава нагрузок следует различать:

а) основные сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных;

б) особые сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, длительных, кратковременных и одной из особых нагрузок.

12.2.5 Коэффициенты сочетаний нагрузок принимаются в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

12.2.6 При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации в соответствии с таблицей 12.1.

Т а б л и ц а 12.1 - Нагрузки и воздействия, учитываемые при расчете трубопроводов

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода	
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный
1	2	3	4
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и устройств	+	+
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+
	Давление (вес) грунта	+	-

Продолжение страницы 12.1

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода	
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный
1	2	3	4
	Гидростатическое давление воды	+	-
Временные длительные	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром DN 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром DN 700 с промежуточными НПС без подключения емкостей	+	+
	Внутреннее давление для нефтепроводов номинальным диаметром DN 700-1200 и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром DN 700 без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром менее DN 700	+	+
	Масса продукта или воды	+	+
	Температурные воздействия	+	+
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+
Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+
	Ветровая нагрузка	-	+
	Гололедная нагрузка	-	+
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+

Продолжение страницы 12.1

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода	
		Подземный, наземный (в насыпи)	Надземный
1	2	3	4
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформация просадочных грунтов при замачивании или многолетнемерзлых грунтов при оттаивании)	+	+
	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	-
Примечания: 1 Знак «+» означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак «-» - не учитываются. 2 Плотность воды следует принимать с учетом засоленности и наличия в ней взвешенных частиц. 3 Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах возможно попадание воздуха или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукта.			

12.2.7 Нормативную снеговую нагрузку на горизонтальную проекцию конструкции надземного трубопровода и примыкающего эксплуатационного мостика следует определять, как произведение наружного диаметра трубопровода, веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли и коэффициентов учитывающих переход от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие; снос снега под действием ветра и термический коэффициент, принимаемые в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

12.2.8 Нормативную нагрузку от обледенения следует определять, как произведение наружного диаметра трубопровода, толщины стенки гололеда, подразделяемого по гололедным районам и коэффициента, учитывающего: изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра трубопровода; отношение площади поверхности трубопровода, подверженной обледенению, к полной площади поверхности трубопровода.

12.2.9 Нормативную ветровую нагрузку на 1 м трубопровода, для одиночной трубы перпендикулярно ее осевой вертикальной плоскости следует определять, как произведение наружного диаметра трубопровода и суммы нормативных значений статической и динамической составляющих ветровой нагрузки, определяемых как для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью.

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

12.2.11 Нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются (замыкаются) участки трубопровода, привариваются компенсаторы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система). При этом допустимый температурный перепад для расчета баллаستировки и температуры замыкания должен определяться отдельно для участков трубопровода, относящихся к разным категориям.

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

Принятые в расчете максимальная и минимальная температуры, при которых фиксируется расчетная схема трубопровода, максимально и минимально допустимая температура продукта на выходе из НПС должны указываться в проектной документации.

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

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

12.2.15 Надземные трубопроводы, подвергающихся очистке полости и внутритрубной диагностике с пропуском внутритрубных диагностических снарядов,

следует дополнительно рассчитывать на динамические воздействия очистных устройств и внутритрубных диагностических снарядов.

12.2.16 Для трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, интенсивность возможных землетрясений для различных участков трубопроводов определяется в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС, с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

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

12.2.18 Расчетная интенсивность землетрясения для наземных и надземных трубопроводов назначается согласно законодательства государства – члена ЕАЭС. Расчетная сейсмичность подземных магистральных трубопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления трубопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

12.2.19 При назначении расчетной интенсивности землетрясения для участков трубопровода необходимо учитывать помимо сейсмичности площадки строительства степень ответственности трубопровода, устанавливаемую введением в расчет коэффициента k_0 , принимаемого в соответствии с 12.7.5.

12.3 Определение толщины стенки трубопроводов

12.3.1 Расчетная толщина стенки трубопровода должна определяться исходя из расчетного значения рабочего давления, определяемого по эпюре рабочих давлений [напоров] для раскладки труб (рассчитываемой в соответствии с требованиями ГОСТ [2], без учета сжимающих напряжений, возникающих в подземном трубопроводе. Толщину стенки труб следует принимать не менее $1/100 DN$.

При этом толщина стенки труб должна быть не менее:

- для труб номинальным диаметром DN 200 и менее - 3 мм;
- для труб номинальным диаметром более DN 200 - 4 мм.

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

12.3.3 Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина испытательного (заводского) давления труб, определяемого по величине

нормативного предела текучести, была не менее величины рабочего (нормативного) давления.

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

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

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

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

$$\left| \sigma_{np}^H \right| \leq \psi_1 \frac{m}{0,9k_H} \cdot R_2^H \quad (1)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H \quad (2)$$

где σ_{np}^H – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. Интенсивность деформаций должна определяться по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения σ - ϵ . При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления;

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

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \quad (3)$$

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

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_H} \quad (4)$$

где p – рабочее (нормативное) давление, МПа; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, см; δ_H – нормативная толщина стенки трубопровода, см.

Увеличение толщины стенки для выполнения условий формулы (1) и формулы (2) должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок должны быть учтены дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок.

12.4.3 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении должна выполняться в плоскости наименьшей жесткости системы с учетом значения коэффициента условий работы трубопровода. Продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода. $N_{\text{кр}}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды. Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

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

12.4.5 Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, следует проверять для

отдельных (в зависимости от условий строительства) участков. Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз должна приниматься с учетом упругого отпора грунта при свободном изгибе трубопровода и коэффициента надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, назначаемого в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

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

12.5 Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

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

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

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_2 \cdot R_2 \quad (5)$$

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

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

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2} \quad (6)$$

R_2 – расчетное сопротивление, МПа. При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина R_2 понижается умножением на коэффициент ν , определяемый в зависимости от напряженного состояния (растяжение / сжатие) и коэффициента асимметрии напряжений;

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

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} \quad (7)$$

где n – коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа;

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

$\delta_{\text{н}}$ – нормативная толщина стенки трубопровода, см.

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

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \Psi_2 \cdot R_2; \quad (7)$$

$$|\sigma_{\text{пр.М}}| \leq 0,635 \cdot R_2 \cdot (1 + \Psi_2) \cdot \sin \frac{(\sigma_{\text{пр.Н}} + \Psi_2 \cdot R_2) \cdot \pi}{(1 + \Psi_2) \cdot R_2}; \quad (8)$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} \leq \psi_1 \frac{m}{0,9 \cdot \kappa_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}, \quad (9)$$

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

R_2 , $R_2^{\text{н}}$ – расчетное сопротивление и расчетное нормативное сопротивление, МПа;

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

m , – коэффициент условий работы трубопровода;

$\kappa_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по ответственности трубопровода.

Примечания:

1 Если расчетное сопротивление $R_2 > R_1$ то в формулах (7), (8) вместо R_2 следует принимать R_1 .

2 Для надземных бескомпенсаторных переходов при числе пролетов не более четырех допускается при расчете по формулам (4), (7) и (8) вместо ψ_2 принимать ψ_1 .

12.5.4 Продольные усилия и изгибающие моменты в балочных, шпренгельных, висячих и арочных надземных трубопроводах следует определять в

соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как стержень (прямолинейный или криволинейный).

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

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

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

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

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

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

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

12.5.12 Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части следует рассчитывать на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями

вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

12.5.13 При расчете опор следует учитывать глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (пучение и просадка), а также возможные изменения свойств грунта (в пределах восприятия нагрузок) в зависимости от времени года, температурного режима, осушения или обводнения участков, прилегающих к трассе, и других условий.

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

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

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

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

12.5.18 В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от

воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

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

12.6 Компенсаторы

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

$$\sigma_{\text{комп}} + |\sigma_{\text{м}}| \leq R_2 - 0.5 \cdot \sigma_{\text{кц}}, \quad (10)$$

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

$\sigma_{\text{м}}$ – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые согласно общим правилам строительной механики с учетом изменения жесткости отвода;

R_2 – расчетное сопротивление, МПа;

$\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа.

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

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

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

12.7 Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах

12.7.1 Трубопроводы, прокладываемые в сейсмических районах, независимо от вида прокладки (подземной, наземной или надземной) рассчитываются на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий. При расчете зданий и сооружений на особое сочетание нагрузок значения расчетных нагрузок следует умножать на коэффициенты сочетаний, принимаемые в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

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

- на условные статические нагрузки, определяемые с учетом сейсмического воздействия. При этом предельные состояния следует принимать как для трубопроводов, прокладываемых вне сейсмических районов;
- на сейсмические воздействия, получаемые на основании анализа записей сейсмометрических станций (в виде акселерограмм, велосиграмм, сейсмограмм), ранее имевших место землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. Величины принимаемых максимальных расчетных ускорений по акселерограммам должны быть не менее указанных в таблице 12.2.

При расчетах на сейсмические нагрузки, соответствующие уровню максимального расчетного землетрясения, допускаются в конструкциях, поддерживающих трубопровод, неупругое деформирование и возникновение остаточных деформаций, локальные повреждения и т. д.

Таблица 12.2 - Максимальные расчетные ускорения

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

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

- вдоль оси трубопровода, при этом определяются величины напряжений в трубопроводе, а также производится проверка конструкций опор на действие горизонтальных сейсмических нагрузок;
- по нормали к продольной оси трубопровода (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), при этом следует определять величины смещений трубопровода и достаточность длины ригелей, при которой не произойдет сброса трубопровода с опоры, дополнительные напряжения в трубопроводе, а также

проверять конструкции опор на действие горизонтальных и вертикальных сейсмических нагрузок.

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

При определении расчетных сейсмических нагрузок на надземные трубопроводы следует принимать расчетные динамические модели, согласованные с расчетными статическими моделями и учитывающие особенности распределения нагрузок, масс и жесткостей трубопровода в плане и по высоте, а также пространственный характер деформирования трубопровода при сейсмических воздействиях. Массы (вес) нагрузок и элементов трубопровода в расчетной динамической модели допускается принимать сосредоточенными в узлах расчетных схем. При вычислении массы необходимо учитывать только нагрузки, создающие инерционные силы. Для трубопровода с простым конструктивно-планировочным решением для расчетной ситуации проектного землетрясения расчетные сейсмические нагрузки допускается определять с применением консольной расчетной динамической модели, при расчетной ситуации максимального проектного землетрясения необходимо применять пространственные расчетные динамические модели трубопровода и учитывать пространственный характер сейсмических воздействий.

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

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

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

$$\sigma_{\text{пр.}N} = \frac{\pm 0,04 \cdot m_0 \cdot k_0 \cdot k_{\text{п}} \cdot a_c \cdot E_0 \cdot T_0}{c_p}, \quad (11)$$

где m_0 – коэффициент заземления трубопровода в грунте, определяемый на основании материалов инженерных изысканий, для предварительных расчетов его допускается принимать по справочным данным;

k_0 – коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода, зависит от характеристики трубопровода; принимается в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС;

k_n – коэффициент повторяемости землетрясений, повторяемость сейсмических воздействий; принимается в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС;

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

E_0 – модуль упругости, МПа;

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

c_p – скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, см/с , в грунтовом массиве, определяемая при инженерных изысканиях; на стадии разработки проектной документации допускается принимать по справочным данным.

12.7.6 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно требованиям законодательства государства – члена ЕАЭС.

12.8 Соединительные детали трубопроводов

12.8.1 Расчетная толщина стенки соединительных деталей (тройников, отводов, переходников и днищ) трубопроводов должна определяться от действия внутреннего расчетного давления с учетом коэффициента несущей способности соединительных детали, отражающей уменьшение толщины стенки соединительных детали при ее изготовлении.

Толщина стенки после расточки концов соединительных деталей под сварку с трубопроводом должна определяться от действия внутреннего расчетного давления без учета коэффициента несущей способности соединительной детали.

Толщину стенки переходников следует рассчитывать по большему диаметру.

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

$$(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2 + 3 \cdot \sigma_{кр}^2)^{1/2} \leq R_2^H, \quad (12)$$

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

R_2^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, МПа.

13 Охрана окружающей среды

13.1 Проектирование новых и реконструируемых МТ должно выполняться в соответствии с требованиями стандартов, правил, нормативных актов государств – членов ЕАЭС в области охраны окружающей среды и межгосударственных соглашений.

13.2 При проектировании МТ должны учитываться все факторы и виды воздействия на окружающую среду, а также нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду. При этом должны предусматриваться мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду, предупреждению и устранению ее загрязнения, по рекультивации нарушенных и загрязненных земель, должны применяться безопасные способы размещения отходов производства и потребления, а также ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и наилучшие существующие технологии.

13.3 В проектах на строительство и реконструкцию МТ необходимо предусматривать проведение инженерно-экологических изысканий.

13.4 Мероприятия по охране окружающей среды и экологическое обоснование выбора решений по строительству и эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов следует предусматривать в рамках самостоятельных разделов в составе предпроектной и проектной документации. На предпроектной стадии в составе «Декларации о намерениях» выполняется раздел «Возможное влияние сооружения на окружающую среду». В состав проектной документации для линейных объектов капитального строительства должен входить раздел «Мероприятия по охране окружающей среды», для объектов капитального строительства производственного и непроизводственного назначения – «Перечень мероприятий по охране окружающей среды». В сметах следует предусматривать необходимые затраты.

13.5 Проектируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха должны быть разработаны на основе расчетов выбросов от стационарных и передвижных источников загрязнения атмосферного воздуха, и обеспечивать не превышение

нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами.

13.6 Проектируемые мероприятия по обращению с отходами и их удаление должны производиться в соответствии с требованиями нормативных документов, современными методами и технологиями утилизации производственных и коммунальных отходов, исключающими их долговременное накопление на строительных площадках, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

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

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

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

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

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

13.12 Проектируемые мероприятия для защиты объектов животного мира в местах строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должны исключать нарушения путей массовой миграции животных; попадание их в водозаборные сооружения, объекты хранения шламов и отходов; под движущийся транспорт; столкновение с проводами.

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

13.14 При пересечении водных объектов рыбохозяйственного назначения и при использовании их в качестве источника водоснабжения, должны быть предусмотрены рыбоохранные и компенсационные мероприятия.

13.15 Производственный экологический контроль (мониторинг) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации линейного объекта, а также при авариях на его отдельных участках и программа специальных наблюдений за линейным объектом на участках, подверженных опасным природным воздействиям, включают в себя мониторинг за состоянием атмосферы, водных объектов, почвенного покрова, а так же биологический мониторинг, мониторинг состояния геологической среды, эрозионных процессов, процессов подтопления и заболачивания на разных стадиях жизненного цикла производственного объекта.

14 Защита трубопроводов от коррозии

14.1 Общие требования

14.1.1 При проектировании средств защиты стальных трубопроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) от подземной и атмосферной коррозии следует руководствоваться положениями ГОСТ 31448, ГОСТ 9.602, а также иных межгосударственных и национальных стандартов, действующих на территории государства – члене ЕАЭС.

Примечание - На территории Российской Федерации применяется ГОСТ Р 51164.

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

14.1.3 На участках прокладки рабочего трубопровода в футлярах, кожухах, тоннелях должны быть предусмотрены решения, обеспечивающие сохранность антикоррозионного покрытия трубопровода при монтаже и эксплуатации:

- защитные футеровочные материалы;
- опорно-направляющие кольца (с опорами-скольжения или роликами);
- предварительная прокладка в футляр, кожух, тоннель полиэтиленового трубопровода, для последующей укладки в него рабочего трубопровода;
- нанесение на внутреннюю поверхность футляра, кожуха, тоннеля материалов, улучшающих скольжение трубопровода, имеющего антикоррозионное покрытие, и другие.

14.1.4 При прокладке трубопровода на опорах между трубой и ложементом опоры должны использоваться защитные прокладки (материалы, покрытия, мастики) для обеспечения сохранности антикоррозионного и теплоизоляционного покрытия.

14.2 Защита трубопроводов от подземной коррозии

14.2.1 Защита трубопроводов от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты в соответствии с подразделом 14.4.

14.2.2 При строительстве и реконструкции МТ рекомендуется применять покрытия заводского исполнения:

- в качестве АКП труб должно использоваться покрытие на основе экструдированных полимерных материалов (экструдированных полиэтилена, полипропилена) или покрытия на основе эпоксидных порошковых материалов;
- в качестве АКП соединительных деталей трубопровода, ЗА и другого оборудования, монтируемого на ЛЧ МТ, должно использоваться покрытие на основе порошковых эпоксидных материалов, жидких материалов на основе эпоксидов, термореактивных материалов (полиуретана, полимочевины).

14.2.3 В трассовых условиях нанесения должны применяться следующие покрытия:

- в качестве АКП труб и соединительных деталей трубопровода должно использоваться покрытие на основе битумных мастик, битумно-полимерных лент, термореактивных материалов (полиуретана, полимочевины);
- в качестве АКП ЗА и другого оборудования, монтируемого на ЛЧ МТ, должно использоваться покрытие на основе полиуретана и полимочевины.

14.2.4 Конкретный тип АКП должен выбираться с учетом:

- температуры перекачиваемого продукта;
- диаметра трубопровода;
- условий проведения строительно-монтажных работ;
- условий транспортировки и хранения элементов трубопроводов;
- условий прокладки трубопровода;
- срока службы трубопровода.

14.2.5 В качестве АКП сварных стыков должны использоваться материалы аналогичные покрытию трубопровода: термоусаживающиеся манжеты на основе

полиэтилена и полипропилена, жидкие материалы на основе эпоксидов, полиуретана и полимочевины.

14.2.6 Для участков трубопроводов, строящихся методами закрытой прокладки, а также для участков трубопроводов, строящихся в скальных и многолетнемерзлых грунтах должны использоваться покрытия усиленного типа с повышенной стойкостью к механическим воздействиям.

14.3 Защита надземных трубопроводов от атмосферной коррозии

14.3.1 Защита трубопроводов от атмосферной коррозии должна осуществляться атмосферостойкими покрытиями заводского и трассового нанесения следующих типов:

- системы лакокрасочных покрытий на эпоксидной, полиуретановой или иной основе;
- металлические покрытия на основе цинка, алюминия и других коррозионностойких металлов, и сплавов.

14.3.2 Для антикоррозионной защиты при транспортировке и хранении элементов трубопроводов допускается применение средств временной защиты в соответствии с ГОСТ 9.014.

14.3.3 Конкретный тип АКП должен выбираться с учетом:

- температуры перекачиваемого продукта;
- коррозионной активности атмосферы;
- условий проведения строительно-монтажных работ;
- условий транспортировки и хранения элементов трубопроводов;
- условий прокладки трубопровода;
- срока службы трубопровода.

14.4 Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии

14.4.1 ЭХЗ МТ предназначена для защиты подземных трубопроводов от коррозии.

14.4.2 Все трубопроводы, кроме проложенных надземно, независимо от условий эксплуатации подлежат электрохимической защите.

14.4.3 Проектируемая ЭХЗ трубопроводов должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации МТ непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении (и на всей его поверхности). Потенциалы на

трубопроводе должны быть по абсолютной величине не меньше минимального и не больше максимального значений, приведенных в таблицах 14.1 и 14.2.

Т а б л и ц а 14.1 - Минимальные защитные потенциалы трубопровода

Условия прокладки и эксплуатации сооружений	Минимальный защитный потенциал (В по МСЭ)	
	Поляризационный	С омической составляющей
1	2	3
Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1г на 1 кг грунта, или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С)	Минус 0,85	Минус 0,90
Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м, или содержанием водорастворимых солей более 1г на 1кг грунта, или при опасном влиянии блуждающих токов частотой 50 Гц и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20 °С)	Минус 0,95	Минус 1,05
Примечания: 1 Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К (50 °С) до 343 К (70 °С) – минус 1,10 В; от 343 К (70 °С) до 373 К (100 °С) - минус 1,15 В. 2 Для грунтов с высоким удельным сопротивлением (более 100 Ом·м) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально или расчетным путем в соответствии с нормами и правилами, действующими на территории государства – члена ЕАЭС.		

Т а б л и ц а 14.2 - Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляризационный	с омической составляющей
1	2	3
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта свыше 333 К (60 °С) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта свыше 333 К (60 °С)	Минус 1,10	Минус 1,50
При других условиях прокладки трубопроводов:		

Продолжение таблицы 14.2

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	поляризационный	с омической составляющей
1	2	3
- с битумной изоляцией	Минус 1,15	Минус 2,50
- с полимерной изоляцией	Минус 1,15	Минус 3,50

14.4.4 При проектировании ЭХЗ участка трубопровода, поврежденного коррозией более 10 % толщины стенки, должны обеспечиваться минимальные защитные потенциалы на 50 мВ отрицательнее величин, приведённых в таблице 14.1.

14.4.5 Участки трубопроводов при надземной прокладке должны быть электрически изолированы от опор. Общее сопротивление этой изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре.

14.4.6 Магистральные трубопроводы, температура стенок которых в период эксплуатации ниже 268 К (минус 5 °С) при отсутствии влияния блуждающих токов, источников переменного (50 Гц) и постоянного тока не подлежат электрохимической защите.

14.4.7 Система катодной защиты включает несколько установок катодной защиты, каждая из которых состоит из следующих восстанавливаемых элементов: источника электроснабжения, катодной станции (преобразователя), анодного заземления и линий постоянного тока, объединенных в электрическую цепь, и, при необходимости, регулирующих резисторов, шунтов, поляризованных элементов, блоков дистанционного контроля и регулирования параметров защиты.

14.4.8 В установках катодной защиты используют сосредоточенные, распределенные, глубинные и протяженные анодные заземления.

14.4.9 Строительство средств электрохимической защиты трубопроводов, предусмотренных проектом, должно осуществляться одновременно со строительством трубопровода. После укладки и засыпки участка трубопровода средства ЭХЗ должны быть включены в работу: в зонах блуждающего тока – в течение периода не более 1 мес., в остальных случаях – в течение периода не более 3 мес.

14.4.10 При вводе в эксплуатацию средств постоянной ЭХЗ в более поздние сроки, должна быть запроектирована временная ЭХЗ со сроками ввода в эксплуатацию, соответствующими указанным выше срокам.

14.4.11 Для осуществления временной ЭХЗ трубопровода и футляров в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 500 Ом*м применяются протекторы.

14.4.12 Проектирование совместной ЭХЗ параллельных трубопроводов должна выполняться с использованием регулируемых блоков совместной защиты.

14.4.13 Выбор конструкции анодного заземлителя установок катодной защиты магистрального трубопровода должен проводиться в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта и наличия свободной площади для его размещения.

14.4.14 Для снижения сопротивления растекания анодного заземления в грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением следует использовать активаторы (коксовую мелочь и другие сертифицированные материалы).

14.4.15 При проектировании анодных заземлений с использованием коксовой мелочи, грануляция ее должна быть не более 10 мм.

14.4.16 Контактный узел электродов анодного заземлителя и токоотводящего провода должны иметь изоляцию с сопротивлением не менее 0,5 МОм и выдерживать напряжение постоянного тока не менее 5 кВ на 1 мм толщины изоляции.

14.4.17 Присоединение кабелей ЭХЗ к трубопроводу следует выполнять термитной сваркой (с применением медного термита) и паяльно-сварочными стержнями.

14.4.18 Электрические коммутации элементов совместной защиты следует осуществлять через контрольно-измерительные пункты. Все электрические выводы и клеммы контрольно-измерительных пунктов должны иметь предметную неунничтожаемую маркировку.

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

14.4.20 Соединение катодной станции с трубопроводом должно быть выполнено кабелем из меди сечением не менее 35 мм² с двойной полимерной изоляцией, прокладываемым подземно.

14.4.21 Соединение дренажной линии с анодными заземлителями следует выполнять через контрольно-измерительный пункт медным кабелем с двойной полимерной изоляцией.

14.4.22 Для контроля поляризационного потенциала магистрального трубопровода должны быть установлены контрольно-измерительные пункты:

- на каждом километре (не реже, чем через 500 м при пересечении трубопроводом зоны действия блуждающих токов или грунтов с высокой коррозионной агрессивностью);
- на расстоянии до 30 м от площадок задвижек;
- у транспортных переходов (с двух сторон);
- при пересечении трубопровода воздушной линией электропередач напряжением 110 кВ и выше;
- у пересечений трубопровода с другими металлическими сооружениями;
- в культурных и осваиваемых зонах у дорог, арыков, коллекторов и других естественных и искусственных образований;

14.4.23 На подземных сооружениях НПС, РП и других объектах трубопровода контрольно-измерительные пункты подключают;

- в местах пересечения коммуникаций;
- в местах сближения коммуникаций с сосредоточенными анодными заземлениями при расстоянии между ними менее 50 м.

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

14.4.25 Заземлители устройств защитных заземлений, подключаемых к катодно-защищаемому трубопроводу, следует выполнять из оцинкованного проката черных металлов.

14.4.26 Защиту стальных подземных трубопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими постоянными токами от электрифицированного транспорта, а также переменными токами, в том числе индуцированными от высоковольтных линий электропередач, обеспечивают в опасных зонах, независимо от коррозионной агрессивности грунтов, средствами электрохимической защиты.

14.4.27 Защиту сооружений от опасного влияния блуждающих постоянных токов осуществляют так, чтобы исключить образование на сооружении знакопеременных или стационарных анодных зон.

14.4.28 Допускается кратковременное анодное смещение потенциала сооружения относительно стационарного потенциала, суммарной продолжительностью не более 4 мин в сутки.

14.4.29 В условиях опасного влияния блуждающих постоянных токов при защите стальных трубопроводов и резервуаров с температурой транспортируемого (хранимого) продукта не выше 40°С в грунтах высокой коррозионной агрессивности, трубопроводов оросительных систем и систем обводнения в грунтах средней коррозионной агрессивности, трубопроводов сельскохозяйственного водоснабжения и резервуаров траншейного типа, независимо от коррозионной агрессивности грунтов, средние значения поляризационных и суммарных потенциалов должны быть в пределах, указанных в 14.4.3.

14.4.30 Применение дренажной защиты должно обеспечивать выполнение требований 14.4.3. Если применение поляризованных дренажей неэффективно, то используют катодную защиту, защиту усиленными дренажами или катодную защиту совместно с поляризованным дренажом; электрическое секционирование трубопроводов с применением электроизолирующих вставок.

14.4.31 Подключение дренажных устройств к рельсовым путям производится в соответствии с требованиями НД. Не допускается непосредственно присоединять установки дренажной защиты к отрицательным шинам и к сборке отрицательных линий тяговых подстанций электрифицированного транспорта. Дренажные установки должны быть подключены к рельсовой цепи только через средние точки путевых дросселей - трансформаторов.

15 Телемеханизация технологических процессов линейной части магистрального трубопровода

15.1 Общие требования

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

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

15.1.3 Режим функционирования системы телемеханизации ЛЧ МТ должен быть непрерывным.

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

15.1.5 Автоматизация узлов подключения НПС, должна выполняться в составе системы автоматизации НПС.

15.2 Запорная арматура

15.2.1 Схема управления запорной арматурой, установленной на ЛЧ МТ, за исключением ЗА, указанной в п. 21.3.5, должна выполняться так, чтобы обеспечить возможность дистанционного и местного управления. Для обеспечения защиты от самопроизвольного движения запорной арматуры, должны применяться электроприводы запорной арматуры с внешней пусковой аппаратурой, установленной в ПКУ.

15.2.2 Ключ выбора режима управления запорной арматурой располагается в ШТМ (в шкафу УСО МПСА НПС на узле подключения станции) и обеспечивает переключение режимов:

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

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

15.3 Оснащение контрольно-измерительными приборами

15.3.1 По обе стороны от узла запорной арматуры (кроме обратных затворов) должны устанавливаться средства измерения давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.2 После узла запорной арматуры должен устанавливаться сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце отбора давления после узла запорной арматуры).

15.3.3 На выходе узла пуска СОД должны устанавливаться средства измерения давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.4 На камере пуска СОД должны устанавливаться средства измерения давления, сигнализатор прохождения СОД, сигнализатор контроля герметичности камеры.

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

15.3.6 На выходе узла пуска СОД должен устанавливаться сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце отбора давления).

15.3.7 На входе и выходе узла пропуска СОД должны устанавливаться средства измерения давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.8 На выходе узла пропуска СОД должен устанавливаться сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце отбора давления на выходе узла пропуска СОД).

15.3.9 На узле пропуска СОД после первой задвижки должен устанавливаться сигнализатор прохождения СОД (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.10 На узле пропуска СОД, между первым тройником и задвижкой на линии отвода от ЛЧ МТ к НПС должно устанавливаться средство измерения температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.11 На узле пропуска СОД, между последней задвижкой на линии отвода от НПС к ЛЧ МТ и последним тройником должно устанавливаться средство измерения температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.12 На входе узла приема СОД должны устанавливаться средства измерения давления (при подземной прокладке МТ устанавливаются в колодце).

15.3.13 На камере приема СОД должны устанавливаться средства измерения давления, сигнализатор прохождения СОД, сигнализатор контроля герметичности камеры.

15.3.14 На узле приема СОД, являющимся узлом подключения НПС, между первым тройником и первой задвижкой на линии отвода от ЛЧ МТ к НПС должно устанавливаться средство измерения температуры нефти/нефтепродуктов (при подземной прокладке МТ устанавливается в колодце).

15.3.15 На емкостях узлов пуска и приема СОД должны устанавливаться средства измерения уровня. Насосы емкостей должны оборудоваться КИП в соответствии с требованиями завода-изготовителя насоса.

15.3.16 Над приямком сбора поверхностных сточных вод внутри обвалования узлов пуска и приема СОД, должен устанавливаться сигнализатор уровня, сигнализирующий о затоплении площадки при подъеме уровня воды или нефти/нефтепродуктов на 0,2 м выше отметки поверхности земли.

15.3.17 Над приямком сбора поверхностных сточных вод внутри обвалования узлов пуска и приема СОД резервных ниток подводных переходов МТ, установленных на расстоянии менее 1 км от уреза воды, должен устанавливаться дублирующий сигнализатор затопления площадки узлов приема и пуска СОД.

15.3.18 На участках МТ, выполненных прокладкой рабочего трубопровода в стальном защитном футляре или кожухе с заполнением межтрубного пространства ИГС, на узлах герметизации торцов футляра или кожуха должны предусматриваться средства измерения давления и манометры для контроля внутреннего давления в межтрубном пространстве. Допускается предусматривать средства измерения давления и манометры для контроля внутреннего давления в межтрубном пространстве на одном торце футляра или кожуха при соответствующем обосновании в проекте.

15.3.19 В колодцах отбора давления, средств измерения температуры нефти/нефтепродуктов должны устанавливаться сигнализаторы затопления колодцев.

15.3.20 При проведении периодического технического обслуживания колодцев перед производством работ в колодце должен проводиться контроль воздушной среды переносным газоанализатором не ранее, чем через 15 мин после открытия люка (крышки) и проветривания колодца.

15.3.21 На месте производства работ контроль воздушной среды должен осуществляться непрерывно индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами.

15.3.22 Установка стационарных датчиков контроля загазованности на узлах запорной арматуры; на узлах пуска, пропуска, приема СОД; в колодцах не требуется.

15.3.23 Для обеспечения работы СОУ должен предусматриваться следующий минимально необходимый объем оснащения ЛЧ МТ средствами измерения расхода:

- на ЛЧ МТ до или после узла подключения промежуточной НПС;
- на ЛЧ МТ до и после узла подключения НПС с РП;
- на подводящем трубопроводе путевой подкачки/отбора;
- на трубопроводе лупинга (в начале или конце).

На линейной части должны устанавливаться СИ расхода, конструкция которых обеспечивает беспрепятственное движение СОД. На трубопроводах, где не осуществляется пропуск СОД, допускается установка фланцевых неполнопроходных расходомеров.

Места установки средств измерения расхода должны определяться из условий сохранения функции измерения при перекачке по схеме «минуя НПС».

15.4 Прокладка кабелей контроля и управления

Прокладка кабелей от БК ПКУ до площадок УЗА; узлов пуска, пропуска, приема СОД должна выполняться по эстакаде или надземным кабельным конструкциям. Прокладка кабелей в земле выполняется в следующих случаях:

- при необходимости землеотвода земель сельскохозяйственного назначения;
- при пересечении трассой прокладки кабелей вдольтрассового проезда;
- при наличии указаний в технических условиях собственников пересекаемых коммуникаций.

16 Система обнаружения утечек

16.1 Все технологические участки МТ должны оснащаться системами обнаружения утечек. В рамках реконструкции участка, действующего МТ, не оснащенного СОУ, допускается не оснащать СОУ этот участок реконструкции МТ, до оснащения СОУ всего технологического участка.

16.2 Система обнаружения утечек должна обеспечивать непрерывный мониторинг герметичности ЛЧ МТ в пределах технологического участка в режиме реального времени.

17 Противоаварийная защита линейной части магистрального трубопровода

17.1 Для обеспечения комплексной защиты ЛЧ МТ от возникновения нештатной ситуации, технологические участки МТ предусматриваются системы автоматизации технологического участка МТ, обеспечивающие автоматическую защиту контролируемых технологических участков, в том числе от аварийного повышения давления в трубопроводе, посредством автоматической остановки технологического участка или автоматического перевода технологического участка в безопасный режим работы при достижении контролируемыми параметрами аварийных значений.

17.2 Вновь проектируемый технологический участок МТ должен оснащаться системой автоматизации технологического участка МТ.

17.3 В случае реконструкции действующего технологического участка МТ с целью увеличения его пропускной способности путем повышения текущих проектных рабочих давлений на ЛЧ или на выходе НПС, данный технологический участок должен оснащаться системой автоматизации технологического участка МТ.

В остальных случаях при реконструкции действующего технологического участка МТ, допускается не оснащать технологический участок МТ системой автоматизации технологического участка МТ, решение о необходимости оснащения технологического участка МТ данной системой принимается заказчиком.

17.4 Не допускается оснащение системой автоматизации технологического участка МТ отдельного трубопровода, не являющегося технологическим участком.

18 Сети связи магистральных трубопроводов

18.1 В составе магистральных трубопроводов 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 магистрального трубопроводного транспорта.

18.2 Система связи должна обеспечивать организацию устойчивых и безопасных технологических сетей связи требуемой пропускной способности для

функционирования систем управления технологическим процессом МТ (АСУТП) и систем оперативно-производственного управления МТ (АСУП).

18.3 Связь вдоль трассы МТ обеспечивается путем строительства кабельных, радиорелейных или спутниковых линий связи по заданиям заказчика строительства с учетом схемы размещения объектов МТ. Узлы связи следует размещать, как правило, на территории площадочных объектов магистрального трубопровода. С объектов линейной части должен обеспечиваться доступ к вдольтрассовым линиям связи.

18.4 Оборудование связи объектов на ЛЧ МТ должно быть автоматизировано и размещаться в унифицированных блок-контейнерах ПКУ, БК связи, климатических шкафах.

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

18.6 Кабельные линии связи могут прокладываться в грунте, либо путем подвеса на опорах воздушных линий электропередачи попутного направления. При прокладке преимущественно вдоль существующих МТ и в полосе отвода строящихся МТ:

- волоконно-оптические линии передачи предусматриваются с левой стороны трубопровода по ходу продукта на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода *DN 500* (или менее) и не менее 9 м от оси трубопровода выше *DN 500*. В особых случаях допускается переход кабеля на правую сторону от трубопровода;

- на участках государственного лесного фонда, а также в стесненных условиях допускается приближать кабель связи на расстояние до 6 м независимо от диаметра трубопровода;

- при прокладке в горных районах кабель связи проектируется с нагорной стороны в отдельной траншее на расстоянии не менее 3 м от оси трубопровода независимо от диаметра;

- в стесненных условиях, на участках лесного фонда, в горных районах, на речных переходах и переходах через железные и автомобильные дороги, а также в других обоснованных проектом случаях допускается прокладывать кабель в одной траншее или в одном футляре (тоннеле) с трубопроводом;
- на участках перехода через железные и автомобильные дороги прокладка кабельных линий связи допускается в трубах (футлярах) отдельно от трубопровода.

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

18.8 Для целей соблюдения единых положений по безопасности магистральных трубопроводов 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 магистральных трубопроводов.

19 Электроустановки магистральных трубопроводов

19.1 Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения

19.1.1 Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

19.1.2 Электроприемники I категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

Применение ДЭС должно учитывать время, необходимое для подготовки к приему нагрузки.

19.1.3 Электроприемники II категории в нормальных режимах рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ. Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

19.1.4 Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 сут.

19.1.5 Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в таблице 19.1.

Т а б л и ц а 19.1 - Допустимое время перерыва электроснабжения электроприемников

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
1	Станция катодной защиты	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более суток	
2	Линейный узел запорной арматуры (задвижки, электрообогрев технологических трубопроводов и импульсных линий)	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 2 часов	
3	Береговой узел запорной арматуры и узлы пуска и приема СОД на подводных переходах (задвижки, насосы откачки ЕП, электрообогрев технологических трубопроводов и импульсных линий)	I	Время на АВР	
4	Узел пуска, приема и пропуска СОД на линейной части (задвижки, насосы откачки ЕП, электрообогрев технологических трубопроводов и	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более 2 часов	

Продолжение таблицы 19.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электропр иемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
	импульсных линий)			
5	Охранное (рабочее) освещение УЗА	I	Время на АВР	
6	Охранное освещение камер СОД	I	Время на АВР	
7	Наружное освещение камер СОД на линейной части	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более суток	
8	Собственные нужды ПКУ, КУРЭ	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более суток	
9	Собственные нужды ДЭС	I	Время на АВР	1-й ввод от СШ ЩСУ, 2-й ввод от СШ генератора ДЭС
10	Шкаф телемеханики	Особая группа I	Не допускается	1-й и 2-й вводы от СШ ЩСУ (система электропитания в составе ШТМ должна предусматривать 3 часа автономной работы)
11	Шкаф системы обнаружения утечек	Особая группа I	Не допускается	1-й и 2-й вводы от СШ ЩСУ (система электропитания в составе шкафа СОУ должна предусматривать 3 часа автономной работы)
12	Вторичные приборы шкафа дополнительного технологического оборудования	I	Время на АВР	От ИБП ПКУ (3 часа автономной работы)

Продолжение таблицы 19.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электропр иемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
13	Электронные приводы задвижек, требующие подачи резервного питания	I	Время на АВР	От ИБП ПКУ (3 часа автономной работы)
14	Программируемое логическое устройство управления микроклиматом БК ПКУ и клапаны с электрическим приводом	I	Время на АВР	От ИБП ПКУ (15 минут автономной работы)
15	Шкаф комплекса технических средств охраны	Особая группа I	Не допускается	1 ввод от СШ ЩСУ (в шкафу КТСО устанавливается собственный ИБП)
16	Шкаф пожарной сигнализации	Особая группа I	Не допускается	1 ввод от СШ ЩСУ (в ШПС устанавливается собственный ИБП)
17	ЭПУ системы подвижной радиосвязи	II		1-й и 2-й вводы от СШ ЩСУ на основной и резервный выпрямители ЭПУ
18	Шкаф телекоммуникационный	Особая группа I	Не допускается	- 1 ввод от СШ ЩСУ (в шкафу телекоммуникац ионном устанавливается собственный ЭПУ); -1-й и 2-й вводы от ЭПУ СПРС
19	Пункт наблюдения	II	Время на включение резервного питания действиями выездной оперативной бригады, но не более суток	В качестве резервного источника применять мобильную передвижную ДЭС мощностью

Продолжение таблицы 19.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	2	3	4	5
				не менее 10 кВт
20	Вертолетные площадки	III	Не более суток	
21	БК связи, включая антенно-мачтовые сооружения	III		
22	Передвижные ремонтные установки и агрегаты	III	Не более суток	Запитываются от специально предусмотренных в блок-контейнере розеток/щитков с учетом их допустимой нагрузочной способности на время производства работ
23	Шкаф управления АПС в БК ПКУ	I	Время на АВР	

19.1.6 Для электроприемников особой группы I категории бесперебойность электроснабжения и допустимое время перерыва электроснабжения должны быть обеспечены в обязательном порядке, отнесение к этой группе других электроприемников допускается только в обоснованных случаях.

19.1.7 Выбор мощности основных источников питания при преобладании электроприемников I и II категории следует производить исходя из того, что при выходе из строя одного из них, оставшийся в работе должен обеспечить работу питаемого участка магистрального нефтепровода без ущерба для его основной деятельности на время, необходимое для ввода в действие выбывшего. В данном режиме следует определить возможность и (или) целесообразность автоматического или ручного отключения неответственных потребителей (при наличии).

Мощность аварийного (резервного) источника (источников) автономных источников питания определяется, исходя из надежного питания электроприемников особой группы в рабочих и переходных режимах (например, пусковых) и

поддержания инфраструктуры участка линейной части магистрального нефтепровода на минимально допустимом уровне.

19.1.8 При определении объема резервирования и пропускной способности систем электроснабжения совпадение планового ремонта элементов оборудования и аварии в системе электроснабжения или возникновения двух аварий одновременно в системе электроснабжения следует учитывать только в случаях питания электроприемников особой группы.

19.1.9 В случае применения ДЭС в качестве резервного источника электроснабжения запас топлива должен обеспечивать работу ДЭС в течение 24 часов в автономном режиме, исходя из расчета работы ДЭС на максимально возможную нагрузку.

19.2 Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ, кабельные и проводные линии

19.2.1 Электроснабжение вдольтрассовой ВЛ должно обеспечиваться от ячеек ЗРУ - 6(10) кВ НПС, а при их отсутствии – от сторонних источников электроснабжения.

19.2.2 Расстояния от оси трассы ВЛ до зданий, сооружений и наружных технологических установок (ЗА), транспортировки, производства, изготовления, использования или хранения взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ, а также до взрыво- и пожароопасных зон, должны составлять не менее полуторократной высоты опоры ВЛ.

19.2.3 Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами (включая переходы через естественные и искусственные препятствия) должны быть не менее приведенных в таблице 19.2.

Таблица 19.2 - Наименьшие расстояния от ВЛ до подземных коммуникаций

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
<i>Расстояние по горизонтали:</i>								
1) при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части:								

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	До 20	35	110	150	220	330	500	750
магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, аммиакопроводов, газопроводов с давлением газа свыше 1,2 МПа (магистральные газопроводы)	10	15	20	25	25	30	30	40
трубопроводов сжиженных углеводородных газов	Не менее 1000 м							
2) при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях и при пересечении от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры до любой части трубопроводов, указанных в п. 1	5	5	10	10	10	15	25	25
3) при пересечении, сближении и параллельном следовании от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры: до немагистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, трубопроводов сжиженных углеводородных газов и аммиакопроводов и до газопроводов с давлением газа 1,2 МПа и менее	5	5	10	10	10	10	10	25
до водопровода, канализации (напорной и самотечной), водостоков, дренажей тепловых сетей	2	2	3	3	3	3	3	10

19.2.4 Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с надземными и наземными трубопроводами (включая запорную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия) должны быть не менее приведенных в таблице 19.3.

Таблица 19.3 - Наименьшие расстояния от проводов ВЛ до наземных, надземных трубопроводов, канатных дорог
Продолжение таблицы 19.3

Пересечение, сближение и параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750

Продолжение таблицы 19.3

Пересечение, сближение и параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
<i>Расстояние по вертикали (в свету) при пересечении:</i> от неотклоненных проводов ВЛ до любой части трубопроводов (насыпи), защитных устройств, трубопровода или канатной дороги в нормальном режиме	3 ²	4	4	4,5	5	6	8	12
то же, при обрыве провода в смежном пролете	2 ²	2 ²	2 ²	2,5	3	4	-	-
<i>Расстояние по вертикали (в свету) при пересечении:</i> от неотклоненных проводов ВЛ до любой части трубопроводов (насыпи), защитных устройств, трубопровода или канатной дороги в нормальном режиме	32	4	4	4,5	5	6	8	12
то же, при обрыве провода в смежном пролете	22	22	22	2,5	3	4	-	-
<i>Расстояния по горизонтали:</i> 1) при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части: - магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода газопровода с избыточным давлением свыше 1,2 МПа (магистрального газопровода) трубопровода сжиженных углеводородных газов аммиакопровода немагистральных нефтепровода и нефтепродуктопровода, газопровода с избыточным давлением газа 1,2 МПа и менее, водопровода, канализации (напорной и самотечной), водостока, тепловой сети	50 м, но не менее высоты опоры Не менее удвоенной высоты опоры, но не менее 50 м Не менее 1000 м 3-х кратная высота опоры, но не менее 50 м Не менее высоты опоры ³							

Продолжение таблицы 19.3

Пересечение, сближение и параллельное следование	Наименьшее расстояние, м, при напряжении ВЛ, кВ							
	до 20	35	110	150	220	330	500	750
помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок:	80	80	100	120	140	160	180	200
КС и ГРС:								
на газопроводах с давлением свыше 1,2 МПа								
на газопроводах с давлением газа 1,2 МПа и менее	Не менее высоты опоры плюс 3 м							
НПС	40	40	60	80	100	120	150	150
2) при пересечении от основания опоры ВЛ до любой части:	Не менее высоты опоры							
трубопровода, защитных устройств трубопровода или канатной дороги								
то же, на участках трассы в стесненных условиях	3	4	4	4,5	5	6	6,5	15
Примечания:								
1 Приведенные в таблице расстояния принимаются до границы насыпи или защитного устройства.								
2 При прокладке трубопровода в насыпи расстояние до насыпи увеличивается на 1 м.								
3 Если высота надземного сооружения превышает высоту опоры ВЛ, расстояние между этим сооружением и ВЛ следует принимать не менее высоты этого сооружения.								
4 Расстояния по горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода должны определяться от ограждения КС, ГРС, НПС.								
5 Допускаются отступления от указанных расстояний в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.								

19.2.5 Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до автоматизированных электростанций с термоэлектродвигателями, блок-контейнеров, обеспечивающих функционирование магистрального трубопровода: ПКУ линейной телемеханики; связи должно составлять не менее 15 м от крайней нитки, но не менее 25 м от взрывоопасной зоны при наличии трансформатора в ПКУ.

19.2.6 Прокладку кабелей на объектах линейной части трубопроводов следует выполнять по кабельным эстакадам и в земле (в траншеях) с учетом технических условий и стандартов на кабели.

19.2.7 На объектах линейной части трубопроводов прокладка кабелей в каналах (в том числе засыпаемых песком), а также в блоках с устройством колодцев, не допускается.

19.2.8 При пересечении кабельными линиями железных и автомобильных дорог кабели должны прокладываться в тоннелях, блоках или трубах. Для изготовления кабельных блоков, а также для прокладки кабелей в трубах

допускается применять стальные, чугунные, хризотилцементные, бетонные, керамические и тому подобные трубы.

19.2.9 Наружные кабельные сети в районах с сейсмичностью 6 и выше баллов (при любых способах прокладки) должны выполняться бронированным кабелем. Для прокладки в почвах, подверженных смещению, должны применяться кабели с проволоочной броней или приниматься меры по устранению усилий, действующих на кабель при смещении почвы (укрепление грунта шпунтовыми или свайными рядами и т. п.).

19.2.10 Все кабели должны применяться в исполнении по пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 31565.

19.3 Электрическое освещение

19.3.1 Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

Аварийное освещение разделяется на эвакуационное и резервное.

Часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий обеспечиваются как светильниками рабочего освещения, так и их совместным действием со светильниками аварийного освещения.

19.3.2 Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также для участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения автотранспорта.

19.3.3 Для искусственного освещения следует использовать энергоэффективные источники света. Возможно применение автономных светодиодных осветительных установок с солнечными батареями и/или ветрогенераторами.

Порядок применения различных типов ламп (накаливания, светодиодных, люминесцентных и других) на объектах МТ определяется в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

19.4 Освещение помещений производственных зданий

19.4.1 Для общего освещения производственных помещений следует использовать светодиоды и энергоэффективные разрядные источники света.

19.4.2 Освещенность рабочей поверхности, в производственных помещениях создаваемая светильниками общего освещения должна составлять не менее 200 лк.

Создавать освещенность от общего освещения в системе комбинированного освещения более 1200 лк допускается только при наличии обоснований.

19.4.3 В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 100 лк.

19.5 Освещение площадок и мест производства работ вне зданий

19.5.1 Наружное освещение выполняется прожекторами, установленными на прожекторных мачтах, совмещенных с молниеприемниками. Для освещения площадок УЗА могут использоваться светодиодные прожекторы систем охранного освещения.

19.5.2 Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерах вне зданий и под навесом, следует принимать в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

19.5.3 Наружное освещение должно иметь управление, независимое от управления освещения внутри зданий.

19.5.4 Светодиодные светильники должны выбираться согласно расчетам освещенности

19.5.5 Типы светильников должны выбираться в соответствии с требуемой нормируемой освещенностью и условиями эксплуатации.

19.5.6 Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться только взрывозащищенные аккумуляторные фонари с уровнем взрывозащиты «Повышенной надежности против взрыва».

19.6 Основные требования к молниезащите и заземлению

19.6.1 При проектировании ЛЧ МТ должна предусматриваться молниезащита и заземление.

19.6.2 Для всех защищаемых объектов ЛЧ МТ должны быть определены необходимые уровни надежности защиты от прямых ударов молнии.

19.6.3 Комплекс средств молниезащиты объектов ЛЧ МТ должен включать в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя СМЗ) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя СМЗ). Допускается молниезащита объектов ЛЧ МТ, включающая в себя только внешние или только внутренние устройства.

Во всех случаях система защиты от прямых ударов молнии выбирается так, чтобы максимально использовались естественные молниеотводы, а если обеспечиваемая ими защищенность недостаточна - в комбинации со специально установленными молниеотводами.

19.6.4 Необходимые уровни надежности защиты от прямых ударов молнии объектов МТ и решения по молниезащите объектов МТ должны определяться и разрабатываться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

19.6.5 При проектировании заземляющих устройств объектов ЛЧ МТ должны выполняться требования по защите людей и животных от поражения электрическим током как при нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции и соответствовать действующим нормативным документам и правилам.

19.6.6 Система заземления: в сетях 6(10) кВ – система с изолированной нейтралью (IT); в сетях 0,4 кВ – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников (TN). Разделение PEN-проводника на N и PE выполняется на шинах ЩСУ. Во взрывоопасных зонах проводники N и PE должны быть в любом случае разделены. В каждой точке разделения PEN-проводника на N и PE нулевой защитный проводник должен быть соединён с основной системой уравнивания потенциалов с использованием главной заземляющей шины.

19.6.7 При использовании системы заземления с изолированной нейтралью (IT), необходимо применять устройство контроля изоляции для сигнализации о замыкании на землю.

19.6.8 ЗУ выполняет следующие эксплуатационные функции электроустановки:

- обеспечение безопасности персонала;
- отвод токов в аварийном режиме (токов несимметрии и т.д.);
- защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества;
- бесперебойную и безопасную работу электронного оборудования.

19.6.9 Горизонтальные заземлители должны прокладываться в грунте на глубине не менее 0,5 м.

19.6.10 Фланцевые соединения трубопроводов, расположенные во взрывоопасных зонах, должны быть зашунтированы перемычками из медного изолированного провода сечением не менее 16 мм^2 . Соединения вентиляционных коробов во взрывоопасных зонах должны быть зашунтированы перемычками из медного изолированного провода сечением не менее 6 мм^2 . Все эти перемычки учитываются в соответствующих разделах проектной документации.

19.6.11 У каждого здания сооружения с оборудованием напряжением 380 В и более предусматривается место для подключения пожарной техники и пожарных стволов к системе заземления.

19.6.12 Система уравнивания потенциалов.

19.6.12.1 Основой защиты электронного оборудования от воздействия импульсных перенапряжений является качественно выполненная СУП.

19.6.12.2 СУП объекта обеспечивает уравнивание потенциала между контурами заземления зданий, сооружений и другими проводящими конструкциями, расположенными на территории объекта.

19.6.12.3 Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, стальные строительные конструкции, трубы электропроводки следует присоединить к ЗУ. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, должна быть присоединена к ЗУ при помощи отдельного ответвления.

19.6.12.4 Металлические конструкции кабельной эстакады на всем протяжении должны иметь единую непрерывную металлическую связь, обеспечиваемую естественными и искусственными заземляющими проводниками. При подходе кабельной эстакады к зданию любого назначения или сооружению, ближайшая опора эстакады должна быть соединена с контуром заземления. По длине конструкции кабельной эстакады соединение ее с заземлителем осуществляется не реже чем через 25 м. Стойки кабельной эстакады, не соединенные с естественными заземляющими проводниками, должны быть индивидуально соединены с контуром защитного заземления.

19.6.12.5 Необходимо выполнять уравнивание потенциалов брони и металлических оболочек кабелей с ЗУ объекта посредством соединения брони и металлических оболочек кабелей с заземляющим проводником СУП зданий (сооружений).

19.6.12.6 Все ЗУ зданий и сооружений объекта следует объединить в единое КЗУ.

19.6.12.7 СУП здания, сооружения обеспечивает уравнивание потенциалов металлоконструкций здания, металлических объектов внутри здания, внешних и внутренних инженерных коммуникаций и других проводящих элементов, расположенных в защищаемом здании, сооружении.

19.6.12.8 В каждом здании, сооружении на территории объекта должна быть выполнена СУП посредством соединения с главной заземляющей шиной следующих проводящих частей:

- нулевого защитного проводника РЕ- или PEN-проводника питающей линии в системе TN;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания или сооружения;
- заземляющего проводника, присоединенного к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если имеется);
- металлической арматуры каркаса железобетонного здания или сооружения;
- металлических труб внешних инженерных коммуникаций, экранов и брони кабелей при вводе в здание или сооружение (заземление экранов кабелей производится с одной стороны);
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- внешней СМЗ;
- проводящих полов и других проводящих конструкций внутри помещений.

19.6.12.9 Проводники СУП должны иметь минимально возможную длину.

19.6.13 При проектировании заземляющих устройств объектов ЛЧ МТ должны выполняться требования нормативных документов и правил, действующих на территории государства – члена ЕАЭС, по защите людей и животных от поражения электрическим током как при нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

19.6.14 Требования к обеспечению заземления ЛЧ МТ могут уточняться в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

20 Комплекс инженерно-технических средств охраны объектов ЛЧ МТ

20.1 Комплекс ИТСО ЛЧ МТ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- создание физических преград (препятствий) актам незаконного вмешательства в отношении объекта;
- обозначение границ охраняемых территорий (зон) и предупреждения об ответственности за нарушение права собственности;
- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на объект;
- определение места несанкционированного проникновения;
- передачу информации о несанкционированном проникновении (попытке проникновения) работникам подразделения охраны объекта.

20.2 Проектирование комплексов ИТСО объектов ЛЧ МТ должно выполняться в соответствии с требованиями стандартов, сводов правил, нормативно-правовых актов государств-членов ЕАЭС в области обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов ЛЧ МТ и межгосударственных соглашений.

21 Материалы и изделия

Материалы и изделия, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, должны соответствовать требованиям технических регламентов, стандартов и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

21.1 Трубы и соединительные детали

21.1.1 Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных углеродистых или низколегированных сталей.

Трубы следует применять по действующим стандартам и другим нормативным документам, утвержденным в установленном порядке в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

Допускается применение труб, соответствующих требованиям настоящего раздела, изготовленных в государствах, не являющихся членами ЕАЭС.

21.1.2 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется действующими стандартами государств – членов ЕАЭС.

21.1.3 Отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб, овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) и кривизна труб должны назначаться в соответствии со стандартами, действующими на территории государств – членов ЕАЭС.

21.1.4 Длина труб, поставляемых изготовителем, определяется при их заказе.

21.1.5 Трубы номинальным диаметром $DN\ 500$ и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100%-ый контроль сплошности физическими неразрушающими методами.

21.1.6 Отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву металла труб и относительное удлинение металла труб на пятикратных образцах должны назначаться в соответствии со стандартами, действующими на территории государств – членов ЕАЭС.

21.1.7 Ударная вязкость основного металла и сварных соединений, определённая на образцах Шарпи (KCV) и на образцах Менаже (KCU), а также процент доли вязкой составляющей в изломе образцов основного металла, подвергшихся испытаниям падающим грузом, должны назначаться в соответствии со стандартами, действующими на территории государств – членов ЕАЭС.

21.1.8 Кольцевые сварные соединения должны выполняться с применением дуговых методов сварки, в том числе ручной, автоматической под флюсом, механизированной в среде защитных газов, механизированной самозащитной порошковой проволокой, а также электроконтактной сваркой оплавлением. Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и электроконтактной сваркой.

Эквивалент углерода металла $C_{\text{ЭКВ}}$, сталей, независимо от состояния их поставки - горячекатаные, нормализованные и термически упрочненные, контролируемой - определяется по формуле:

$$C_{\text{ЭКВ}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}, \quad (13)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ni, Cu – содержание, % от массы в составе металла трубной стали углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди соответственно.

Величина эквивалента углерода углеродистых марок стали, например, Ст3, а также сталей 10, 20 и низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, сталей марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6}, \quad (14)$$

где Cu, Ni, Cr, – содержащиеся в трубных сталях как примеси, в расчете не учитываются.

Величина [C]_э не должна превышать 0,44.

Фактическую величину эквивалента углерода следует включать в сертификат и обозначать на каждой трубе.

21.1.9 Пластическая деформация металла при экспандировании труб должна быть не более 1,2 %.

21.1.10 Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках трубы напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести для электросварных труб и равное 80 % от нормативного предела текучести для бесшовных труб.

При этом давление гидростатического испытания для бесшовных труб должно быть не более 20 МПа, а для сварных труб диаметром до 273 мм включительно – не более 12 МПа.

Трубы диаметром до 530 мм выдерживают под давлением не менее 10 с, а трубы диаметром 530 мм и более – не менее 20 с.

Величина гидростатического давления испытания на заводе для всех типов труб должна определяться в зависимости от способа герметизации полости трубы во время гидравлического испытания.

21.1.11 Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля.

Сварные соединения, сваренных дуговой сваркой под флюсом, на концах труб на длине 200 мм должны проходить дополнительный рентгеновский контроль.

21.1.12 Соединительные детали трубопроводов - тройники, переходы, отводы и днища (заглушки), переходные кольца - должны изготавливаться в соответствии с действующими стандартами и другими нормативными документами, утвержденным в установленном порядке в соответствии с законодательством государств – членов ЕАЭС.

Ударная вязкость основного металла и сварных соединений должна назначаться в соответствии со стандартами, действующими на территории государств – членов ЕАЭС.

21.1.13 Для магистральных трубопроводов должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

- тройники горячей штамповки;
- тройники штампованные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;
- тройники, изготовленные методом гидроштамповки;
- переходы конические концентрические и эксцентрические штампованные, штампованные и сварные;
- отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии, гнутые при индукционном нагреве или штампованные из двух половин;
- днища (заглушки) эллиптические;
- переходные кольца.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец (с учетом требований 21.1.17).

21.1.14 Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее $D_0 + 200$ мм, а высота ответвления - не менее $0,2 D_0$, но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее $0,1 D_0$.

Длина переходов должна удовлетворять условию:

$$l = \frac{D-d}{2} \cdot \frac{1}{\operatorname{tg} \gamma} + 2 \cdot \alpha, \quad (15)$$

где D и d – наружные диаметры концов перехода, мм;

γ – угол наклона образующей перехода, принимаемый менее 12° ;

α – длина цилиндрической части на концах переходника, принимаемая равной от 50 до 100 мм.

21.1.15 Толщина стенок соединительных деталей определяется расчетом и должна быть не менее 4 мм.

21.1.16 При изготовлении сварных соединительных деталей должна применяться многослойная сварка с обязательной подваркой корня шва деталей диаметром 300 мм и более.

После изготовления сварные соединительные детали должны быть подвергнуты контролю ультразвуком или рентгеном.

Термообработке (высокотемпературному отпуску для снижения уровня остаточных напряжений) подлежат:

- все соединительные детали независимо от номенклатуры, марок стали, рабочего давления и т. д. со стенками толщиной 16 мм и более;
- все соединительные детали независимо от номенклатуры, толщины стенок и т.д. из низколегированных сталей, а также из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 550 МПа и выше;
- все тройники независимо от марки стали, толщины стенок, рабочего давления и т. д. с отношением D_0/D_M более 0,3.

Соединительные детали должны испытываться на заводе-изготовителе гидравлическим способом на давление, определенное в проекте, и обеспечивать возможность их испытания в составе смонтированного трубопровода.

21.1.17 Разделка кромок присоединительных концов деталей и арматуры должна соответствовать условиям сварки.

В тех случаях, когда стали соединяемых труб, деталей или арматуры имеют разные значения временного сопротивления, для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие

$$\delta_{к.д(а)} \cdot R_{1Д}^H \geq \delta_H \cdot R_{1Т}^H, \quad (59)$$

где $\delta_{к.д(а)}$ – толщина свариваемой кромки детали (арматуры), см;

δ_H – номинальная толщина стенки;

$R_{1Д}^H$, $R_{1Т}^H$ – значения нормативного временного сопротивления детали (арматуры) и трубы, МПа.

При невозможности выполнения этих требований, а также при разности толщин стенок присоединяемых концов арматуры или деталей и трубы, отличающихся более чем в 1,5 раза, необходимо предусматривать переходные

кольца. При соответствующем обосновании, допускается сварка указанных соединений при разности толщин стенок более чем в 2 раза.

21.2 Сварочные материалы

21.2.1 Для ручной электродуговой сварки стыков трубопроводов должны применяться электроды металлические с покрытиями по ГОСТ 9466 и ГОСТ 9467 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации).

21.2.2 Для автоматической сварки стыков труб под флюсом должны применяться флюсы по ГОСТ 9087 и ГОСТ 28555 и проволоки углеродистые или легированные преимущественно с омедненной поверхностью по ГОСТ 2246 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации).

21.2.3 Сочетания марок флюсов и проволок в зависимости от конкретного назначения и нормативного сопротивления разрыву металла свариваемых труб выбираются в соответствии с действующими технологическими инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

21.2.4 Для автоматической газозлектрической сварки труб должны применяться:

- сварочная проволока с омедненной поверхностью по ГОСТ 2246 или аналоги импортного производства при наличии соответствующей разрешительной документации (свидетельства об аттестации);
- углекислый газ по ГОСТ 8050 (двуокись углерода газообразная);
- аргон газообразный по ГОСТ 10157; смесь из углекислого газа и аргона.

21.2.5 Для механизированной сварки стыков труб применяются проволоки сплошного сечения, порошковые проволоки (в среде защитных газов и самозащитные) и другие типы проволок и защитных газов, марки которых следует выбирать в соответствии с действующими технологическими инструкциями, утвержденными в установленном порядке.

21.2.6 Для газовой резки труб должны применяться:

- кислород технический по ГОСТ 5583;
- ацетилен в баллонах по ГОСТ 5457;
- пропан-бутановая смесь по ГОСТ 20448.

21.3 Изделия

21.3.1 Для изолирующих фланцевых соединений следует использовать фланцы по ГОСТ 33259. Сопротивление изолирующих фланцев (в сборе) во влажном состоянии должно быть не менее 10^3 Ом.

21.3.2 Диаметр отверстий во фланцах под крепежные детали и размеры впадины, выступа, а также длина этих крепежных деталей должны выбираться с учетом толщины изолирующих (диэлектрических) втулок и прокладок. К каждому из фланцев изолирующего соединения должен быть приварен изолированный контактный вывод из стальной полосы размером 30х6 мм.

21.3.3 Конструкция ЗА, устанавливаемой на ЛЧ МТ, должна обеспечивать свободный проход внутритрубных средств очистки, диагностирования, герметизации и разделительных устройств. В открытом положении узла затвора ЗА внутри проходного сечения не должно быть выступающих частей конструкции ЗА.

21.3.4 Для ЗА, монтируемой на МТ, вне зависимости от типа прокладки МТ (подземной, наземной, надземной), его диаметра и давления в трубопроводе, должен предусматриваться сварной тип соединения с трубопроводом.

21.3.5 Для ЗА дренажных, газовоздушных, вспомогательных трубопроводов камер пуска, и приёма СОД, а также вантузов, может предусматриваться фланцевый или комбинированный (с одной стороны фланцевый, с другой сварной) тип соединения с трубопроводом. Монтаж фланцевой и комбинированной ЗА должен предусматриваться на МТ надземной прокладки, а также на МТ подземной или наземной прокладки при монтаже ЗА, позволяющем осуществить визуальный контроль фланцевых соединений (монтаже ЗА в колодцах соответствующей конструкции). Указанная ЗА должна иметь ручное управление.

21.3.6 ЗА должна быть предназначена для испытаний на прочность и герметичность относительно внешней среды испытательными давлениями: при испытании на прочность – не менее 1,5 PN, при испытании на герметичность - не менее 1,1 PN.

21.3.7 Конструкция запорной арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу А по ГОСТ 9544.

21.3.8 Запорная арматура номинальным диаметром более DN 400 должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать надежную и безопасную ее эксплуатацию.

21.3.9 Для выполнения поворотов трубопроводов в горизонтальной и/или вертикальной плоскости, в дополнение к соединительным деталям, предусмотренным в п. 21.1.13, должны предусматриваться отводы гнутые и вставки кривые по ГОСТ 24950, изготовленные из труб, применение которых предусмотрено п. 21.1.

21.3.10 Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны предусматриваться утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, скорлупообразные грузы, сплошные утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта и анкерные устройства. В сложных условиях протаскивания при соответствующем обосновании в проекте для снижения массы забалластированного трубопровода, укладываемого в подводную траншею, допускается применять чугунные кольцевые грузы.

21.3.11 Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

21.3.12 Утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, особо тяжелого бетона и железобетона, и других материалов с плотностью не менее 2200 кг/м^3 (для особо тяжелых бетонов - не менее 2900 кг/м^3).

21.3.13 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы следует предусматривать в виде двух продольных частей цилиндрической оболочки, изготавливаемых из чугуна, железобетона или других материалов, обеспечивающих необходимую прочность груза, с плотностью не ниже 2200 кг/м^3 (для особо тяжелых бетонов - не менее 2900 кг/м^3).

21.3.14 Номинальная масса утяжеляющего бетонного груза устанавливается в проектной документации.

21.3.15 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

21.4 Материалы для тепловой изоляции

21.4.1 Необходимость применения тепловой изоляции определяется на основании теплогидравлических или теплотехнических расчетов.

Для тепловой изоляции трубопроводов следует применять изделия с заводской тепловой изоляцией или теплоизоляционные конструкции, устанавливаемые в трассовых условиях.

21.4.2 Для трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из материалов группы горючести Г3 и Г4 по ГОСТ 30244, следует предусматривать вставки длиной 3 м из НГ не более чем через 100 м длины трубопровода;

Для тепловой изоляции запорной арматуры, камер пуска и приема СОД и другого оборудования, а также примыкающих к ним трубопроводов на расстоянии 5 м, должны применяться теплоизоляционные конструкции из НГ.

При пересечении трубопроводом противопожарной преграды должны предусматриваться теплоизоляционные конструкции из НГ в пределах пересекаемой противопожарной преграды.

Допускается для трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из материалов группы горючести Г3 и Г4 уточнять представленные требования к вставкам из НГ (их длине, шагу монтажа на трубопроводе) в соответствии с законодательством государства – члена ЕАЭС.

21.4.3 Для элементов оборудования и трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодического наблюдения или обслуживания, следует предусматривать сборно-разборные съемные теплоизоляционные конструкции.

21.4.4 Не допускается применение металлического покровного слоя при подземной бесканальной прокладке и прокладке трубопроводов в непроходных каналах и тоннелях.

21.4.5 Покровный слой из тонколистового металла с наружным полимерным покрытием не допускается применять в местах, подверженных прямому воздействию солнечных лучей.

Библиография

- [1] Технический регламент Евразийского экономического союза «О требованиях к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов» (ТР ЕАЭС)
- [2] Проект ГОСТ «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы технологического проектирования»
- [3] ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
- [4] ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
- [5] ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения
- [6] Правила устройства электроустановок. Издание седьмое.

УДК _____ МКС _____

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, нефтепровод, нефтепродуктопровод, трубопровод, линейная часть, диаметр, магистральный

Руководитель организации-разработчика

Генеральный директор
акционерного общества «Институт по
проектированию магистральных
трубопроводов» (АО «Гипротрубопровод»)

личная подпись

А.В. Горохов

Руководитель разработки

Заместитель главного инженера

личная подпись

Г.Н. Матвеев

Исполнители

личная подпись

личная подпись

личная подпись