ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70623— 2023

Трубопроводы промысловые

ТРУБОПРОВОДЫ ИЗ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ

Правила проектирования, монтажа и эксплуатации

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Инжиниринговая компания Научно-исследовательский институт по строительству трубопроводов и объектов ТЭК» (АО «НИИСТ»), Публичным акционерным обществом «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (ПАО «ЛУКОЙЛ») и Публичным акционерным обществом «Нефтяная компания «Роснефть» (ПАО «НК «РОСНЕФТЬ») совместно с Федеральным государственным бюджетным учреждением «Российский институт стандартизации» (ФГБУ «Институт стандартизации»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2023 г. № 1669-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 3
4 Сокращения 4
5 Общие положения 4
6 Классификация транспортируемых продуктов 5
7 Классификация трубопроводов 5
7.1 Классы трубопроводов 5
7.2 Минимальные расстояния от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до трубопроводов 6
8 Выбор трасс трубопроводов 9
9 Конструктивные решения трубопроводов 10
9.1 Общие положения 10
9.2 Размещение запорной арматуры 12
9.3 Подземная прокладка трубопроводов 13
9.4 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов 15
9.5 Наземная прокладка трубопровода без насыпи 15
9.6 Надземная прокладка трубопроводов 16
9.7 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах 17
9.8 Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах 17
10 Конструктивные решения переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды 18
10.1 Переходы через водные преграды 18
10.2 Переходы через железные и автомобильные дороги 20
10.3 Переходы через болота 23
11 Гидравлический расчет 24
12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость положения 24
12.1 Общие положения 24
12.2 Нагрузки и воздействия 24
12.3 Проверка прочности принятого конструктивного решения 25
12.4 Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения труб 26
12.5 Расчет продольной устойчивости ГПАТ при прокладке в грунте 32
12.6 Расчет на жесткость и устойчивость при надземной прокладке 35
12.7 Проверка устойчивости положения (против всплытия) 36
12.8 Расчет труб на всплытие при прокладке в водонасыщенном грунте 37
12.9 Расчет балластировки труб анкерными устройствами 38
13 Материалы, трубы и соединительные детали 38
13.1 Требования к трубам и соединительным деталям 38
13.2 Тепловая изоляция трубопроводов 38
13.3 Балластировка трубопроводов 39
13.4 Нетканые геотекстильные материалы 40
13.5 Термостабилизаторы 40
13.6 Система электрообогрева 40
13.7 Защита от коррозии 41
13.8 Система вентиляции газа 41
14 Входной контроль труб и соединительных деталей 41
15 Транспортирование и складирование труб и соединительных деталей 42
16 Подготовительные и общестроительные работы 42
17 Технология соединения труб. Контроль качества 43
17.1 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом и муфтой с закладными нагревателями 43
17.2 Соединение труб с помощью прессовых (обжимных) фитингов 43
17.3 Контроль качества соединений труб и деталей 43

18 Укладка трубопровода 44
19 Охрана труда и промышленная безопасность 45
20 Приемка в эксплуатацию трубопровода 45
21 Эксплуатация трубопровода 46
21.1 Особенности эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов 46
21.2 Наружный осмотр трубопровода 46
21.3 Ревизия трубопровода 46
21.4 Очистка трубопроводов от парафина, воды и механических примесей 47
21.5 Испытания трубопровода 47
21.6 Поддержание технологических режимов эксплуатации трубопровода 48
21.7 Ремонт трубопровода 48
21.8 Техническое обслуживание промысловых трубопроводов 48
22 Охрана окружающей среды 48
23 Вывод из эксплуатации 48
Приложение А (справочное) Пример устройства траншеи в устойчивых грунтах 49
Библиография 50

Введение

Настоящий стандарт разработан с учетом требований, установленных в федеральных законах [1], [2].

Настоящий стандарт содержит нормы и правила, которые необходимо соблюдать при проектировании, реконструкции, строительстве и эксплуатации промысловых трубопроводов из гибких полимерных армированных труб.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Трубопроводы промысловые

ТРУБОПРОВОДЫ ИЗ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ

Правила проектирования, монтажа и эксплуатации

Field pipelines. Pipelines made of flexible reinforced plastic pipes. Rules of design, installation and operation

Дата введения — 2024—06—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектирование, строительство, реконструкцию, эксплуатацию и капитальный ремонт промысловых трубопроводов из гибких полимерных армированных труб (далее — трубопроводы), номинальным размером от 32 до 200 мм включительно, допустимым рабочим давлением не более 35 МПа и температурой транспортируемой среды не выше плюс 95 °С, изготовленных по ГОСТ Р 59834.

Настоящий стандарт распространяется на все типы промысловых трубопроводов согласно Федеральным нормам и правилам 0.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется:

- на тепловые сети, трубопроводы водоснабжения и водоотведения;
- трубопроводы для транспортирования природного газа, а также сред с кодом «газ» согласно таблице 1, при рабочем давлении свыше 10 МПа или рабочей температуре свыше плюс 60 °С;
- трубопроводы для транспортирования продукции, содержащей сероводород (парциальное давление сероводорода выше 0,00030 МПа), не имеющие оценки стойкости к водородному и сульфидно-коррозионному растрескиванию с учетом пункта 6.1.2.2.2 ГОСТ Р 59834—2021;
- трубопроводы для транспортирования природного газа, а также сред с кодом «газ» согласно таблице 1 при рабочем давлении свыше 2,5 МПа, не имеющие оценки газопроницаемости и стойкости к взрывной декомпрессии (кессонный эффект) составляющих их труб и фитингов (соединений). Допустимые значения, а также методики оценки должны быть согласованы с потребителем;
- морские подводные трубопроводы.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

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

ГОСТ 12.1.004 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.044 (ИСО 4589—84) Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 12.3.009 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 17.1.3.05 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

Издание официальное

ГОСТ 17.1.3.10 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу

ГОСТ 17.4.3.02 Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ

ГОСТ 8240 Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 22733 Грунты. Метод лабораторного определения максимальной плотности

ГОСТ 24297 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 26775 Габариты подмостовые судоходных пролетов мостов на внутренних водных путях. Нормы и технические требования

ГОСТ 30244 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 32388—2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия

ГОСТ 32794 Композиты полимерные. Термины и определения

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

ГОСТ Р 52398 Классификация автомобильных дорог. Основные параметры и требования

ГОСТ Р 54559 Трубы и детали трубопроводов из реактопластов, армированных волокном. Термины и определения

ГОСТ Р 55276 (ИСО 21307:2011) Трубы и фитинги пластмассовые. Процедуры сварки нагретым инструментом встык полиэтиленовых (ПЭ) труб и фитингов, используемых для строительства газо- и водопроводных распределительных систем

ГОСТ Р 55990—2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

ГОСТ Р 55724 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ Р 57512 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения

ГОСТ Р 59057 Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель

ГОСТ Р 59834—2021 Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия

ГОСТ Р ИСО 3126 Трубопроводы из пластмасс. Пластмассовые элементы трубопровода. Определение размеров

ГОСТ Р ИСО 12176-1 Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 1. Сварка нагретым инструментом встык

ГОСТ Р ИСО 12176-2 Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 2. Сварка с закладными нагревателями

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям

СП 16.13330 «СНиП II-23-81* Стальные конструкции»

СП 18.13330 «СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий»

СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия»

СП 22.13330 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений»

СП 25.13330 «СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах»

СП 34.13330 «СНиП 2.05.02-85* Автомобильные дороги»

СП 35.13330.2011 Мосты и трубы

СП 37.13330.2012 «СНиП 2.05.07-91* Промышленный транспорт»

СП 48.13330 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства»

СП 61.13330 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

СП 68.13330 «СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»

СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы

СП 227.1326000 Пересечения железнодорожных линий с линиями транспорта и инженерными сетями

СП 284.1325800 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ

СП 392.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Исполнительная документация при строительстве. Формы и требования к ведению и оформлению

СП 393.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Организация строительного производства

СП 399.1325800.2018 Системы водоснабжения и канализации наружные из полимерных материалов. Правила проектирования и монтажа

СП 406.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения

СП 409.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Производство работ по устройству тепловой и противокоррозионной изоляции, контроль выполнения работ

СП 411.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов

СП 422.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Строительство подводных переходов и контроль выполнения работ

СП 424.1325800 Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Производство работ по противокоррозионной защите средствами электрохимзащиты и контроль выполнения работ

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил) в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 24856, ГОСТ 32794, ГОСТ Р 54559, ГОСТ Р 57512, ГОСТ Р 59834, ГОСТ Р 55990, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **балластировка трубопровода:** Установка на трубопроводе устройств (средств), обеспечивающих его проектное положение на обводненных и заболоченных участках трассы, переходах через водные преграды и болота.

3.2 **взрывная декомпрессия:** Разрушение материала после воздействия газа или насыщенной газом жидкости при повышенных давлениях и быстром сбросе давления.

3.3 **газопроницаемость:** Свойство материалов пропускать через себя газообразные вещества при наличии градиента концентрации или давления.

3.4 **переход трубопровода через водную преграду:** Участок трубопровода в подводном или надземном (воздушном) исполнении, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

3.5 **ответвление:** Участок трубопровода, предназначенный для перераспределения потока перекачиваемого продукта в необходимом направлении.

Примечание — Ответвление присоединяется к основному трубопроводу посредством тройникового соединения.

3.6 **прокладка трубопровода:** Способ расположения трубопровода относительно поверхности земли.

3.7 **расстояние в свету:** Наименьшее расстояние между двумя наружными поверхностями конструкций.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
АГРС — автоматизированная газораспределительная станция;
ВЛ — воздушная линия электропередачи;
ВТУ — внутритрубное устройство;
ГВВ — горизонт высоких вод;
ГИС — газоизмерительная станция;
ГКС — газокомпрессорная станция;
ГНС — газонаполнительная станция;
ГПАТ — гибкая полимерная армированная труба;
ГПЗ — газоперерабатывающий завод;
ГРС — газораспределительная станция;
ГС — головные сооружения;
ДКС — дожимная компрессорная станция;
ДНС — дожимная насосная станция;
ЗН — закладной нагреватель;
КС — компрессорная станция;
ЛЭП — линии электропередачи;
ММГ — многолетнемерзлые грунты;
ПД — проектная документация;
ПКГУ — полимерно-контейнерные грунтозаполненные утяжелители;
ПС — пункт сбора;
ПУЭ — правила устройства электроустановок;
ПХГ — подземное хранилище газа;
ПЭВП — полиэтилен высокой плотности;
СДТ — соединительные детали трубопровода;
СМР — строительно-монтажные работы;
СПХГ — станция подземного хранения газа;
ТУ — технические условия;
УКПГ — установка комплексной подготовки газа;
УПН — установка подготовки нефти;
УППГ — установка предварительной подготовки газа;
УПСВ — установка предварительного сброса воды;
ЦПС — центральный пункт сбора.

5 Общие положения

5.1 Границей промыслового трубопровода является запорная арматура, установленная на входе трубопровода на технологическую площадку или на выходе с технологической площадки. При отсутствии запорной арматуры за границы промысловых трубопроводов принимают ограждения либо бровки отсыпки технологических площадок, если иное не предусмотрено внутренними документами эксплуатирующей организации или утвержденными схемами разграничения зон ответственности.

5.2 При проектировании трубопроводов следует использовать материалы, изделия и оборудование, разрешенные к применению в установленном законодательством порядке.

5.3 При проектировании и строительстве трубопроводов необходимо учитывать требования строительных норм и правил.

5.4 Расчетный срок службы промыслового трубопровода, до разработки и утверждения соответствующих методик, устанавливают в проектно-сметной документации на основании рекомендаций завода-изготовителя.

5.5 Способ прокладки трубопровода определяют в проекте исходя из экономической целесообразности выбранного технического решения. При этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

5.6 Трубопроводы могут быть проложены параллельно действующим или проектируемым промысловым трубопроводам в общих коридорах.

Минимальные расстояния между строящимися и действующими трубопроводами при параллельной прокладке определяют согласно требованиям 8.6.

5.7 Прокладка трубопроводов может быть произведена в районах с сейсмичностью по шкале MSK-64 не более 6 баллов для надземного и не более 8 баллов для подземного исполнения включительно.

В сейсмических районах на участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов, на переходах через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках рекомендуется применять стальные трубы.

5.8 Допускается параллельная прокладка трубопроводов группой в одной траншее, обваловании или на одной эстакаде с учетом требований раздела 8.

Количество трубопроводов в группе определяют в проектной документации исходя из условий обеспечения надежности, безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения строительно-монтажных и ремонтных работ.

5.9 Трубопроводы следует проектировать с учетом максимальной индустриализации строительно-монтажных работ за счет увеличения степени заводской готовности строительных конструкций с применением конструкций в блочно-комплектном исполнении.

5.10 Давление насыщенных паров продукта при установлении рабочего давления трубопровода должно приниматься исходя из максимально возможной температуры продукта в условиях транспортирования.

При транспортировании нестабильных газонасыщенных жидкостей рабочее давление во всех точках трубопровода должно быть выше давления насыщения транспортируемого продукта не менее чем на 0,5 МПа.

6 Классификация транспортируемых продуктов

Исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла, ГС и ПХГ транспортируемые продукты классифицируют по типу сред, представленных в таблице 1, и определяющих значений коэффициента запаса $f_{ср}$.

Таблица 1 — Зависимость коэффициента запаса $f_{ср}$ от транспортируемой среды

Код среды	Транспортируемая среда	$f_{ср}$
Газ	Продукты в газообразной фазе или представляющие собой смесь газа и жидкости, в том числе нестабильные конденсаты и нефть с газовым фактором свыше 300 м^3/т	1,50
Нефть	Продукты, находящиеся в жидкой фазе, в том числе стабильные конденсаты и нефть с газовым фактором до 300 м^3/т	1,25
Вода	Негорючие продукты на водной основе, токсичные и не токсичные воды, включая пластовые и сточные воды	1,00

Примечания

1 Для кодов среды «газ» и «нефть» при отсутствии информации у завода-изготовителя о стойкости материала армирующего каркаса к сероводороду рекомендуется принимать коэффициент запаса равный 2 и 1,5 соответственно.

2 Значение коэффициента запаса $f_{ср}$ для трубопроводов, транспортирующих химические регенты (метанол, деэмульгаторы, ингибиторы), следует принимать равным 1,25.

7 Классификация трубопроводов

7.1 Классы трубопроводов

7.1.1 Трубопроводы с кодом среды «газ» в зависимости от рабочего давления подразделяют на два класса:

1) III класс — при рабочем давлении свыше 2,5 до 10 МПа включительно;

2) IV класс — при рабочем давлении до 2,5 МПа включительно.

7.1.2 Трубопроводы с кодом среды «нефть» относятся к одному классу:

1) III класс — при номинальном размере до 200 мм включительно.

7.2 Минимальные расстояния от населенных пунктов, предприятий, объектов, зданий, сооружений, транспортных и инженерных сетей до трубопроводов

7.2.1 Безопасность в районах прохождения промысловых трубопроводов обеспечивают расположением их на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Минимальные расстояния в свету от трубопроводов устанавливают в соответствии с [4].

Минимальные расстояния в свету от трубопроводов для транспортирования сред с кодом «вода» до зданий и сооружений должны быть приняты согласно СП 18.13330.

7.2.2 Минимальные расстояния от оси трубопроводов, транспортирующих среды с кодами «нефть» и «газ», приняты согласно требованиям СП 284.1325800 и изложены в таблице 2.

Значения расстояний от оси трубопроводов, транспортирующих жидкие среды, до зданий, сооружений и других инженерных сетей должны быть приняты в зависимости от класса трубопровода, но не менее значений, приведенных в таблице 2.

При необходимости размещения трубопроводов на отметках земли выше объектов, помимо приведенных в таблице 2 минимальных расстояний, исходя из местных условий и норм технологического проектирования, должны быть предусмотрены дополнительные проектные решения по обеспечению безопасности объектов, в том числе за счет:

- увеличения минимальных расстояний;
- устройства отводных канав, защитных экранов и других технических сооружений;
- установки дополнительных датчиков (устройств) обнаружения утечек транспортируемого продукта и запорных устройств с дистанционным управлением, отключающих аварийные участки трубопровода в случае утечек продукта;
- прокладки трубопровода в защитном футляре (далее — футляре).

Таблица 2 — Минимальные расстояния от оси трубопровода до объектов, зданий и сооружений

Объект, здание и сооружение*	Минимальное расстояние от оси трубопровода, м, для		
	кода среды «газ»		кода среды «нефть»
	Класс		
	III	IV	III
А	100 200	75 150	75
Б	75 100	75 150	30
В			
Г	30 50	20 50	20
Д	75 75	75 75	30
Е	30 30	15 15	30
Ж	75 100	75 100	50
З	25 40	25 40	50
И	В соответствии с требованиями [5]		
К	В соответствии с требованиями [6]		
Л	50 50	50 50	25
М	25 25	25 25	10

Продолжение таблицы 2

Объект, здание и сооружение*	Минимальное расстояние от оси трубопровода, м, для		
	кода среды «газ»		кода среды «нефть»
	Класс		
	III	IV	III
Н	50/50	30/50	0
О	50/50	50/50	10
П	10/10	10/10	10
Р	15/15	15/15	15
С	10/10	10/10	10
Т	Не менее 10 во всех случаях		
У	20/20	5/5	5
Ф	20/20	9/9	5
Х	20/20	10/10	30
Ц	20/20	30/30	15
Ц1	30/30	30/30	50
Ц2	20/20	15/15	25
Ц3	В соответствии с требованиями [6]		
Ч	9/9	9/9	15
Э	10/10	9/9	10
Ю	50/75	50/75	50
Я	50/75	50/75	10
А1	15/15	15/15	15
А2	20/20	15/15	20
А3	50/50	75/750	25

Примечания

1 Значения, указанные над чертой, относятся к трубопроводам с кодом среды «газ», не содержащий сероводород, под чертой — код «газ» с содержанием сероводорода.

2 Расстояния, указанные в таблице, должны приниматься для: городов и других населенных пунктов — от проектной городской черты на расчетный срок 25 лет; промышленных предприятий — от границ отведенных им

Продолжение таблицы 2

территорий, с учетом их развития; железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но на расстоянии не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна; всех мостов — от подошвы конусов; отдельно стоящих зданий и строений — от их ближайших выступающих частей.

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

4 Под отдельно стоящим зданием (строением) следует понимать здание (строение), расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее чем 50 м от ближайших к нему зданий (строений).

5 При наличии между газопроводами и железной или автомобильной дорогой лесной полосы шириной не менее 10 м соответствующие расстояния допускается сокращать, но не более чем на 30 процентов.

6 Расстояния между устьем скважин ПХГ и месторождений и подземно прокладываемыми газопроводами-шлейфами от других скважин допускается уменьшать до 30 м. При уплотненной сетке размещения скважин при обустройстве ПХГ и месторождений допускается уменьшение расстояний между устьем скважин и подземно прокладываемыми газопроводами-шлейфами до расстояний, обеспечивающих нормальные условия монтажа, ремонта и эксплуатации трубопроводов и оборудования скважин, но не менее 9 м от ограждений площадки эксплуатируемой скважины. Скважины в границах минимально допустимых расстояний должны быть оборудованы клапанами-отсекателями.

Расстояния до объектов, отсутствующих в настоящих нормах, должны приниматься по согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами государственного надзора.

7 Категории автомобильных дорог следует принимать:

- для дорог общего пользования и подъездных дорог к промышленным предприятиям — по ГОСТ Р 52398 и СП 34.13330;

- для внутренних автомобильных дорог промышленных предприятий и организаций — по СП 34.13330.

8 Значения минимальных расстояний до объекта У приняты для всех трубопроводов, за исключением подводящих и отводящих систем.

9 Минимальные расстояния от трубопроводов, транспортирующих химреагенты, должны быть приняты как для кода среды «нефть».

* Обозначения к графе:

А — Города и другие населенные пункты, коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия. тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев при количестве машин более 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (больницы, школы, клубы, детские сады, ясли, вокзалы и т.д.); жилые здания в три этажа и более; железнодорожные станции, аэропорты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I-IV классов, очистные сооружения и насосные водопроводные станции, не относящиеся к промыслу; мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом св. 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся жидкостей и газов с объемом хранения св. 1000 м^3, автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи России и других ведомств, а также телевизионные башни;

Б — Железные дороги общей сети (на перегонах) и автомобильные дороги I, II, III категорий, параллельно которым прокладывают трубопровод;

В — Отдельностоящие жилые здания в один и два этажа, садовые домики коллективных садов, дачи, дома линейных обходчиков, животноводческие фермы, огороженные участки для организованного выпаса скота, полевые станы, кладбища;

Г — Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, гаражи и открытые стоянки для автомобилей при количестве машин 20 и менее; автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий, подъездные автомобильные дороги, а также автомобильные дороги от жилых поселков или вахтенных комплексов промысла; межплощадочные автомобильные дороги, технологически не связанные с промыслом предприятий; железные дороги промышленных предприятий и сооружения водоотведения;

Д — Территории УКПГ, УППГ, КС, ДКС, ГС, ПХГ, СПХГ и других технологических установок подготовки нефти и газа;

Е — Устья одной или куста бурящихся и эксплуатирующихся нефтяных, газовых и артезианских скважин;

Ж — Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, V, III-п и IV-п категорий с пролетом св. 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению);

З — Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, водозаборные сооружения и станции оросительных систем, параллельно которым прокладывают газопровод;

И — Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добычу на которых производят с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов;

Окончание таблицы 2

К — Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывают трубопровод, пересечения трассы трубопровода с ЛЭП; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом, открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более. Территории ГРС, АГРС, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом: Л — городов и других населенных пунктов, предприятий, отдельных зданий, сооружений и других потребителей; М — объектов промыслов и газопроводов (пунктов учета расхода газа, групповых сборных; Н — Закрытые подземные емкости для хранения и разгазирования конденсата при узлах пуска и приема очистных устройств, кроме изготавливаемых из труб конденсатоприемников, входящих в состав узлов, для которых расстояние определяется конструктивно; О — Земляной амбар для аварийного выпуска нефти и конденсата (продукта) из трубопровода; П — Кабели междугородной связи и силовые электрические кабели; Р — Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопроводов, термоэлектрогенераторы; С — Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах; Т — Притрассовые дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов; У — Замерные сепарационные установки, нефтяные насосные станции, газозамерные газорегулировочные пункты, установки предварительного сброса пластовой воды и др. Требования не относятся к расстояниям до подводящих и отводящих трубопроводов объектов, указанных в данном пункте; Ф — Резервуарные парки для нефти, насосные станции водоотведения; Х — Насосные станции водоснабжения, очистные сооружения, кустовые насосные станции для поддержания пластового давления, градирни, котельные и другие вспомогательные и производственные здания категории Д; Ц — Открытые емкости для парафина, нефтеловушки, отстойные пруды и др. Для отдельно стоящих электростанций и распределительных устройств, предназначенных для питания объектов промысла: Ц1 — открытых; Ц2 — закрытых; Ц3 — объектов, не относящихся к промыслу; Ч — Подъездные железнодорожные пути (до подошвы насыпи или бровки выемки); Э — Подъездные внутрипромышленные дороги (IV, V категорий) и подъезды на территории нефтяного месторождения; Ю — Вертодромы и посадочные площадки (без базирования на них вертолетов); Я — Административно-хозяйственные блоки газовых и нефтяных промыслов; А1 — Контрольный пункт телемеханики блок-бокс; А2 — Железнодорожные сливоналивные устройства; А3 — Резервуары конденсата, гликолей, метанола, этаноламинов и других горючих жидкостей.

8 Выбор трасс трубопроводов

8.1 Выбирать трассу трубопроводов следует на основе технико-экономического обоснования и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов.

8.2 При выборе трасс трубопроводов необходимо учитывать перспективное развитие месторождения, условия строительства и обслуживания трубопроводов в период их эксплуатации (существующие, строящиеся и проектируемые здания и сооружения, мелиорация, ирригация пустынных и других районов и т.д.).

8.3 Прокладку трубопровода осуществляют в границах земельного участка, предоставленного для этих целей, в соответствии с земельным законодательством.

8.4 Прокладка трубопроводов не допускается: в одном тоннеле с железными и автомобильными дорогами, электрическими и телефонными кабелями и другими трубопроводами; по мостам железных и автомобильных дорог и в одной траншее с электрическими и телефонными кабелями.

8.5 При взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над нефтепроводами, конденсатопроводами, другими трубопроводами, транспортирующими жидкие продукты, и водоводами. При невозможности соблюдения вышеуказанного требования проектируемый трубопровод должен быть заключен в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10 м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.

8.6 Расстояния между параллельными действующими и вновь строящимися трубопроводами, в том числе объединенными в группу, должны быть приняты из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового, безопасности при проведении работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации согласно таблице 3, независимо от материального исполнения трубопровода.

Таблица 3 — Минимальные расстояния между строящимися и действующими трубопроводами при параллельной прокладке

Номинальный размер проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями трубопроводов, м	
	При отсутствии ММГ	На ММГ, теряющих при оттаивании несущую способность
До 150 включ.	5	20
Св. 150 до 200 включ.	8	30
Примечание — На ММГ расстояние между осями трубопроводов следует определять на основании теплотехнических расчетов.		

8.7 Расстояние в свету между строящимися параллельными трубопроводами, объединенными в группу, должно быть принято из условий обеспечения надежности и безопасности эксплуатации и удобства выполнения СМР, но не менее одного наружного диаметра труб с учетом толщины наружного покрытия (при наличии).

8.8 При наземной прокладке без насыпи минимальные расстояния между параллельными вновь строящимися трубопроводами принимают по таблице 3.

8.9 При параллельной прокладке трубопроводов различных диаметров расстояние принимают по большему диаметру.

8.10 Проектируемый трубопровод, прокладываемый параллельно действующему, следует располагать, если возможно, с одной стороны от действующего.

8.11 Прокладка трубопроводов сжатого воздуха или газа для приборов контрольно-измерительного пункта, ингибитора коррозии и гидратообразования допускается в одной траншее совместно с газопроводами, выкидными и нефтегазосборными трубопроводами с разрывом между ними в свету не менее 350 мм.

8.12 Взаимные пересечения трубопроводов, а также пересечения трубопроводов с кабелями и кабельными каналами рекомендуется выполнять под углом не менее 60° для всех типов прокладки трубопроводов.

8.13 При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно быть принято не менее 350 мм с учетом теплоизоляционного покрытия при наличии. Требования к пересечениям трубопроводов, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения, а также к пересечениям трубопроводов кабелями связи, прокладываемых методом наклонно-направленного бурения, должны регламентироваться отдельными нормативными документами, утвержденными в установленном законодательством порядке.

9 Конструктивные решения трубопроводов

9.1 Общие положения

9.1.1 Номинальный размер трубопроводов должен быть определен гидравлическим расчетом с учетом требований раздела 11.

9.1.2 Толщина стенки труб должна соответствовать сортаменту завода-изготовителя.

9.1.3 Трубопроводы надземной прокладки следует проектировать с покровным слоем из материала группы горючести НГ или Г1, установленных ГОСТ 30244 и ГОСТ 12.1.044, для защиты от воздействия ультрафиолетовых лучей. Срок службы покровного слоя должен быть не менее срока службы трубопровода.

9.1.4 В трубопроводах для соединения труб применяют соединительные детали (фитинги) в соответствии с ГОСТ Р 59834 и техническими условиями завода-изготовителя.

Прессовую (обжимную) соединительную деталь под фланец применяют для соединения ГПАТ в местах переходов на стальной трубопровод и присоединения к запорной арматуре, регуляторам давления и другой аппаратуре, контрольно-измерительным приборам и узлам обвязки оборудования, а также для соединения ГПАТ между собой.

Элементы стальной конструкции (узла), в состав которой входит СДТ, должны быть заводского исполнения.

9.1.5 Способ соединения трубопроводов выбирают на этапе проектирования исходя из условий эксплуатации в соответствии с нормативной документацией, техническими документами и инструкцией изготовителя.

9.1.6 Места соединения трубопроводов при подземном и наземном (в насыпи) способах прокладки должны быть обозначены соответствующими знаками.

9.1.7 Тип конструкции трубы определяют на этапе проектирования с учетом обеспечения требований безопасности эксплуатации трубопровода.

9.1.8 Места установки запорной арматуры должны быть определены проектной документацией с учетом требований 9.2. Запорная арматура, располагаемая под землей, должна иметь дистанционное управление или удлиненные штоки для ее открытия-закрытия без спуска человека в колодец.

Запорная арматура нефтегазоконденсатопроводов, предназначенных для транспортирования продукции, содержащей сернистый водород, должна быть установлена на поверхности.

9.1.9 Класс герметичности для конструкций запорной, регулирующей и предохранительной арматуры трубопроводов должен соответствовать классу А по ГОСТ 9544.

9.1.10 С целью предотвращения образования вакуума при дренировании трубопровода необходимо предусматривать установку воздушников. Расположение воздушников по трассе трубопровода определяют на стадии проектирования.

9.1.11 Для уменьшения продольных перемещений трубопроводов и вызванных ими воздействий на примыкающие узлы и конструктивные элементы следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку неподвижных опор, компенсаторов, компенсаторов-упоров.

9.1.12 При проектировании отдельных участков трубопровода, выполняемых из стальных труб и деталей, следует руководствоваться нормами на стальные промысловые трубопроводы.

9.1.13 Не допускается производить соединение трубопровода в местах «стыковки» грунтов разной степени просадочности.

9.1.14 Для надземных участков (узлов задвижек) согласно требованиям [7] должно быть предусмотрено молниезащитное заземление, чтобы исключить занос высокого потенциала и статического электричества и возможное повреждение соединения стальной трубы и ГПАТ при прямых ударах молнии. Для создания электрической непрерывности растеканию тока на фланцевых соединениях надземного участка должны быть установлены перемычки.

9.1.15 При транспортировании по трубопроводу влажных или конденсирующихся продуктов должны предусматриваться мероприятия, предупреждающие образование ледяных и гидратных пробок (ввод метанола, ингибитора, укладка трубопровода ниже глубины промерзания, путевой подогрев трубопровода и др.). Выбор мероприятия определяют на основании технико-экономических расчетов.

При перекачке вязких сред следует предусматривать мероприятия, предотвращающие застывание продукта в трубопроводе (применение теплоизоляции, систем электрообогрева, путевого подогрева трубопровода и др.). Выбор мероприятий определяют на основании теплотехнических и технико-экономических расчетов.

9.1.16 Необходимость установки и конструкцию узлов пуска и приема ВТУ определяют проектом. Места установки узлов пуска и приема ВТУ должны быть ограждены, иметь освещение, к ним должен быть обеспечен подъезд автотранспорта.

Все элементы трубопроводов в пределах одного участка, по которому предусмотрено прохождение ВТУ, должны иметь один номинальный размер (трубы, линейная арматура, камера пуска и приема ВТУ).

При соответствующем обосновании допускается не предусматривать устройства пуска и приема ВТУ.

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

9.1.18 Для демонтажа и оценки состояния ГПАТ без остановки перекачки трубопроводы рекомендуется оборудовать узлами контроля, состоящими из узла запорной арматуры и байпаса с диагностическими ГПАТ, расположенными последовательно. Количество узлов контроля определяют в зависимости от срока службы и периодичности оценки состояния трубопровода.

9.1.19 Минимальные допустимые радиусы упругого изгиба должны быть приняты исходя из устойчивости положения трубопровода, но не менее 25-кратного значения *DN/ID*.

9.1.20 Пересечения трубопроводов с воздушными линиями электропередачи следует проектировать в соответствии с требованиями правил [6].

9.1.21 В местах пересечения трубопроводов с ВЛ 110 кВ и более должна быть предусмотрена только подземная прокладка под углом не менее 60°.

9.2 Размещение запорной арматуры

9.2.1 На трубопроводах следует предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом требованиями пункта 9.2 ГОСТ Р 55990—2014.

9.2.2 Установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

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

б) на входе и выходе трубопроводов из УППГ, УКПГ, ДКС, ГС, ПХГ, ГИС, ГКС, ГНС, ДНС, ГПЗ, УПСВ, УПН, ЦПС, ПС (охранная отключающая арматура) на расстоянии от границ территории площадок не менее 100 м.

в) на отметках ГВВ 10 % обеспеченности на обоих концах подводного и надземного (воздушного) переходов через водную преграду при ее ширине более 10 м по зеркалу воды в межень и глубине более 1,5 м при пересечении:

1) трубопроводами с кодом среды нефть, трубопроводами систем водоснабжения, водоотведения, пластовых и сточных вод на однониточных переходах и на переходах с резервной ниткой;

2) трубопроводами с резервной ниткой с кодом среды «газ» от УКПГ до ГС;

г) на обоих концах участков трубопроводов с кодом среды «нефть», проходящих на отметках выше зданий и сооружений населенных пунктов и промысловых объектов энергетического, диспетчерско-производственного и жилищно-бытового назначения, в том числе железных дорог общей сети и автодорог с I до III категорий, на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности и необходимости обеспечения безопасности объектов;

д) на обоих берегах болот III типа при необходимости сооружения резервной нитки протяженностью 500 м и более.

9.2.3 Допускается не устанавливать запорную арматуру в начале ответвлений протяженностью до 500 м, а также при наличии в пределах расстояний, приведенных в 9.2.1 и 9.2.2, устройств для приема и пуска ВТУ.

9.2.4 При последовательном пересечении нескольких водных преград, расположенных поблизости друг от друга, допускается их объединение в один участок с установкой узлов запорной арматуры на концах участка при выполнении следующих условий:

- ширина каждой из водных преград не превышает 25 м;
- суммарная ширина водных преград с расстоянием между ними в межень до 5 км с учетом отметок ГВВ 10 % обеспеченности.

Границы перехода должны соответствовать требованиям 10.1.5.

Для контроля давления в трубопроводе рекомендуется устанавливать манометры с обеих сторон запорной арматуры.

Запорная арматура должна иметь дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты.

9.2.5 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах подключения к площадкам УППГ, УКПГ, ДКС, ГС, ПХГ, ГИС, ГКС, ГНС, ДНС, ГПЗ, УПСВ, УПН, ЦПС, ПС, а также на трубопроводах с кодами среды «нефть» или «газ», при переходе через водные преграды и с кодом среды «нефть» при прокладке выше отметок зданий и сооружений, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление и сигнализацию в случае утечек продукта. Запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением для аварийного перекрытия трубопровода должна быть оборудована ручным дублером.

9.2.6 При параллельной прокладке двух или более трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны быть смещены на расстояние не менее 50 м друг от друга. При соответствующем обосновании допускается уменьшение указанного расстояния исходя из возможности монтажа, ремонта и безопасной эксплуатации. Требования не относятся к узлам подключений технологических площадок, узлам запорной арматуры для трубопроводов надземной прокладки на единой строительной эстакаде, подземных трубопроводов в одной траншее и наземных трубопроводов в единой насыпи.

9.2.7 Отключающая арматура, размещаемая в соответствии с 9.2.2 б), должна обеспечивать возможность перекрытия потока в случаях:

- несрабатывания локальных защит и блокировок на входных технологических линиях площадочного объекта;
- возникновения аварийной ситуации на площадочном объекте и невозможности перекрытия потоков остальными исполнительными механизмами.

Управление отключающей арматуры должно быть осуществлено по месту и дистанционно с пульта оператора/диспетчера.

9.2.8 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, узлах пуска и приема ВТУ, узлах подключения следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

На трубопроводах-шлейфах продувочные свечи не устанавливают.

9.2.9 Диаметр продувочной свечи и ее высоту следует определять на основании расчета рассеивания выбрасываемого из свечи вредного вещества при условии опорожнения участка трубопровода между запорной арматурой за время не более 2 ч. Внутренний диаметр свечи должен быть не менее 50 мм, высота вытяжной свечи от уровня земли — не менее 5 м.

9.2.10 Расстояние от свечи до зданий и сооружений, не относящихся к данному трубопроводу, следует принимать в соответствии с требованиями таблицы 2.

9.2.11 Расстояние от вдольтрассовых ВЛ-35 (20, 10, 6) кВ, входящих в состав трубопроводов, до запорной арматуры и продувочных свечей должно быть не менее полуторократной высоты опоры.

9.2.12 На обоих концах участков конденсатопроводов между запорной арматурой для аварийного сброса продукта следует предусматривать вместо продувочных свечей специальные ответвления. Каждое ответвление должно быть оснащено запорным устройством, иметь длину не менее 10 м, выступать на 0,5 м над поверхностью земли и заканчиваться фланцевой заглушкой.

9.2.13 Трубопроводы обвязки линейной запорной арматуры, находящиеся под давлением, байпасы, продувочные линии и перемычки допускается предусматривать в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки. К приводу арматуры должен предусматриваться доступ. Проектные решения должны исключать неравномерную осадку трубопроводов и арматуры.

9.2.14 Отключающая арматура с дистанционным и автоматическим управлением для аварийного перекрытия трубопровода должна быть оборудована ручным дублером.

9.2.15 На трубопроводах в местах установки арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть искробезопасными, несгораемыми и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега.

9.2.16 Перед монтажом задвижек их необходимо проверить на закрывание и открывание.

9.2.17 Комплекс работ по установке узлов задвижек выполняют в следующем порядке:

- разработка котлована;
- планировка дна, подсыпка под фундамент и ее трамбовка;
- укладка фундаментных плит;
- транспортирование монтажных заготовок к месту установки крановых узлов и задвижек;
- сборка узла из заготовок в котловане;
- изоляция стыков;
- гидравлическое испытание узла;
- присоединение узла к нити трубопровода с помощью фланцевых соединений;
- контроль фланцевых соединений;
- засыпка узла с трамбовкой пазух;
- установка средств управления задвижкой;
- установка ограждения, обустройство площадки вокруг узла.

9.2.18 Крутизну откосов котлована назначают исходя из условий обеспечения безопасной работы людей в котловане. При отсутствии откосов устраивают крепление стенок котлована.

9.2.19 Во избежание повреждения подводящих труб и задвижек в процессе промерзания и пучения грунтов необходимо производить обсыпку подземных элементов узла сухим крупнозернистым песком толщиной слоя 0,5 м, а затем выполнять засыпку минеральным грунтом из отвала.

9.3 Подземная прокладка трубопроводов

9.3.1 Заглубление трубопроводов до верхней образующей трубы согласно СП 284.1325800 должно быть не менее:

а) на непахотных землях вне постоянных проездов — 0,8 м;

б) на пахотных и орошаемых землях — 1,0 м;

в) в скальных грунтах и болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин — 0,6 м;

г) при пересечении оросительных и осушительных каналов от предельной глубины профиля очистки дна канала — 1,1 м;

д) при пересечении автомобильных дорог:

1) от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра — 1,4 м;

2) от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа до верхней образующей защитного футляра (при размещении дорожного полотна на нулевых отметках или в выемках) — 0,5 м.

9.3.2 Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие при отрицательной температуре, считая до верхней образующей трубы, должна быть на 0,5 м больше расчетной глубины промерзания/протаивания грунта. Меньшую глубину заложения трубопровода допускается принимать при условии принятия мер, исключающих: замерзание арматуры, устанавливаемой на трубопроводе; недопустимое снижение пропускной способности трубопровода в результате образования льда на внутренней поверхности труб; повреждение труб и их стыковых соединений в результате замерзания воды, деформации грунта и температурных напряжений в материале стенок труб; образование в трубопроводе ледяных пробок при перерывах подачи транспортируемого продукта, связанных с повреждением трубопроводов.

9.3.3 Заглубление трубопроводов определяют с учетом результатов теплотехнических расчетов.

9.3.4 Прокладку трубопровода в районах распространения ММГ определяют проектными решениями, обеспечивающими надежность работы трубопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

9.3.5 Трубопровод должен прилегать ко дну подготовленной траншеи по всей длине, без провисов и зазоров. При выявлении зазоров должна быть выполнена подсыпка зависающих мест грунтом с его уплотнением.

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

9.3.7 При прокладке трубопроводов в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и мерзлых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать применение скального листа или устройство подсыпки из мелкогранулированных грунтов толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи. При этом должно быть обеспечено сплошное прилегание трубопровода.

9.3.8 На участках прокладки трубопроводов на вечномерзлых (многолетнемерзлых) грунтах выбор принципа использования ММГ как оснований должен быть проведен в соответствии с требованиями СП 25.13330 на основании теплотехнического расчета с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геокриологических условий и свойств грунтов основания и мероприятий по охране окружающей среды.

9.3.9 При пересечении участков пучинистых грунтов расчет на прочность, устойчивость и деформативность должен быть проведен с учетом дополнительных воздействий, вызванных морозным пучением грунтов. Степень пучения определяют исходя из теплотехнических расчетов сезонных колебаний температур с учетом теплового влияния трубопровода на грунты основания.

Следует выравнивать дно траншеи в местах «стыковки» участков с грунтами разной степени просадочности (с отличающимися структурами), чтобы избежать появления в трубопроводе дополнительных изгибных напряжений. Необходимо обеспечивать уплотнение «подушки» до достижения 90 процентов своей максимальной плотности, определяемой на основании требований ГОСТ 22733.

9.3.10 На участках трубопровода с высоким уровнем грунтовых вод (выше отметки дна траншеи) необходимо предусмотреть его балластировку. Тип и марку балластирующих устройств следует определять в зависимости от природно-климатических условий, на основе расчета трубопровода на устойчивость против всплытия, с учетом 12.7—12.9.

9.3.11 При прокладке трубопроводов по направлению уклона местности свыше 20 процентов следует предусматривать устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов. Перемычки должны обеспечивать устойчивость плети в случае сдвига и (или) сползания по склону до окончания процесса обратной засыпки.

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

9.3.13 Обозначение трассы трубопровода предусматривают путем установки щитов-указателей в соответствии с [3] и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы. Для всех способов прокладки, за исключением надземного и наземного без обвалования, дополнительно щитом-указателем обозначают места расположения соединений «ПАТ-сталь». Расстояние между сигнальной лентой и трубопроводом в свету следует принимать не менее 250 мм с учетом теплоизоляционного покрытия (при наличии).

Допускается применение сигнальной ленты с вмонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение трубопровода приборным методом. Материал сигнальной ленты, в том числе с полосой металлической фольги, должен быть стоек к механическим нагрузкам.

9.3.14 Пересечения трубопровода с ВЛ следует проектировать в соответствии с требованиями правил [6].

9.3.15 При прокладке трубопровода в футляре (каркасе) или способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не требуется. На границах прокладки трубопровода способом наклонно-направленного бурения устанавливают опознавательные знаки.

9.3.16 Конструктивное исполнение и материал для укрепления склонов, переходов, откосов должны быть определены проектными решениями.

9.3.17 При сооружении трубопроводов следует производить нивелировку дна траншеи:

- на прямых участках через 50 м;
- вертикальных кривых упругого изгиба через 10 м;
- переходах через железные и автомобильные дороги, ручьи, реки, овраги, балки и другие преграды — в соответствии с разрабатываемыми индивидуальными рабочими чертежами.

9.3.18 Допускается устройство узких траншей для укладки ГПАТ с бухт. Ширину узких траншей определяют проектом, и она может достигать значений диаметра труб.

9.3.19 Соединение арматуры с трубопроводом следует выполнять в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

9.4 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов

9.4.1 При наземной прокладке должны быть исключены процессы размыва, осыпания, сползания насыпи с трубы или ограничено тепловое воздействие трубопроводов на грунты оснований, обеспечено устройство сооружений для пропуска постоянных и периодически действующих водотоков.

9.4.2 Земляные насыпи должны быть выполнены с послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. Для повышения устойчивости насыпи вокруг трубопроводов следует применять искусственное закрепление грунтов.

9.4.3 При пересечении водотоков в теле насыпи должны быть предусмотрены водопропускные сооружения. Дно водопропускных сооружений и примыкающие к ним откосы насыпи должны быть укреплены железобетонными плитами или камнем. Число и размеры водопропускных сооружений определяют расчетом с учетом рельефа местности, площади водосбора и интенсивности стока поверхностных вод.

9.4.4 Поперечный профиль насыпи должен быть:

- по верху насыпи — не менее 1,5 *DN*/*ID* м;
- высотой над трубопроводом — не менее 0,8 м;
- с откосами — не менее углов естественного откоса грунта, но не менее чем 1,00:1,25.

9.5 Наземная прокладка трубопровода без насыпи

9.5.1 Наземная прокладка трубопроводов допускается в рамках проектов пробной эксплуатации месторождений.

9.5.2 Наземная прокладка без насыпи допускается на отдельных участках в условиях пустынь, полупустынь, тундры, землях лесного фонда. Запрещена наземная прокладка ГПАТ без насыпи в водоохранных и затопляемых зонах.

9.5.3 При прокладке на землях лесного фонда, помимо выполнения требований правил [8], необходима дополнительная подготовка территории, включая снятие плодородного слоя почвы на расстоянии не менее 20 м от проектной оси трассы трубопровода с каждой стороны.

9.5.4 Прокладку трубопровода осуществляют свободным изгибом в границах отвода земли.

9.5.5 Трасса трубопровода должна быть обозначена опознавательными знаками.

9.5.6 Возможна параллельная прокладка трубопроводов одного назначения. Минимальные расстояния в свету между трубопроводами следует принимать в зависимости от диаметра по таблице 3. Для обеспечения в процессе эксплуатации сохранения данного расстояния между трубопроводами необходимо устанавливать упоры.

9.5.7 На болотах и в заболоченных местах наземная прокладка может применяться в виде исключения при соответствующих мероприятиях по обеспечению надежности эксплуатации трубопровода.

9.6 Надземная прокладка трубопроводов

9.6.1 Надземная прокладка трубопроводов при соответствующем обосновании допускается на отдельных участках на неустойчивых грунтах, на переходах через водные преграды, овраги, балки, на участках пересечения коридора подземных коммуникаций.

9.6.2 При надземной прокладке трубопроводов по свайному основанию (эстакаде) допускается параллельная прокладка нескольких трубопроводов на одних и тех же ригелях.

9.6.3 Надземную прокладку трубопроводов следует производить с учетом стойкости наружного слоя ГПАТ к ультрафиолету, с применением защитных покрытий, футляров или теплоизоляции.

9.6.4 Надземную прокладку необходимо осуществлять в виде балочных систем, подразделяющихся на виды:

- прямолинейная прокладка без компенсации продольных перемещений;
- прокладка трубопроводов с самокомпенсацией продольных перемещений (однопролетные консольные переходы).

9.6.5 Величину пролетов нужно определять в зависимости от принятой схемы и конструкции надземной прокладки согласно требованиям 12.6.

9.6.6 Конструкции опор надземных участков трубопроводов и методы их сооружения должны обеспечивать проектное положение трубопроводов в процессе эксплуатации. Опоры следует проектировать из материалов групп горючести НГ или Г1.

9.6.7 Опорные конструкции надземных трубопроводов должны сохранять свою работоспособность на протяжении расчетного срока службы трубопровода.

9.6.8 Минимальную высоту прокладки надземного трубопровода от поверхности грунта до низа трубопровода следует принимать с учетом совокупности факторов на участках прокладки (характеристики грунтов, уровня подъема воды во время паводка, учета теплозащитной характеристики снега, условий монтажа и др.), но не менее 0,5 м:

- в местах свободного прохода людей — 2,5 м;
- на путях миграции крупных животных — 3,0 м.

При пересечении автомобильных дорог расстояние от низа трубопровода до верха покрытия проезжей части следует принимать по согласованию с организациями, эксплуатирующими автомобильные дороги, но не менее 5,5 м.

Конструкцию перехода через трубопровод на путях миграции крупных животных следует принимать по согласованию с местными органами исполнительной власти.

Высоту прокладки трубопроводов над землей на участках ММГ устанавливают из условия обеспечения вечномерзлого состояния грунта под опорами и трубопроводом с учетом прогноза снегонакопления возле опор.

В необходимых случаях пересечение наземными и надземными промысловыми трубопроводами промысловых автомобильных дорог допускается выполнять с устройством мостовых переходов малой длины (в составе автодороги) и футляров на трубопроводах.

9.6.9 На поверхности деталей опор, соприкасающихся с ГПАТ, не допускаются задиры, заусенцы и острые кромки.

9.6.10 На начальном и конечном участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке и на переходах через естественные и искусственные препятствия необходимо предусматривать постоянные ограждения высотой не менее 2,2 м для исключения возможности перехода людей по трубопроводу через препятствие.

9.6.11 Надземные переходы через естественные и искусственные преграды без устройства опорных систем не допускаются.

9.6.12 При прокладке трубопроводов через естественные препятствия расстояние от низа пролетного строения следует принимать:

- при пересечении оврагов и балок — не менее 0,5 м до уровня воды при 5 % обеспеченности;
- при пересечении несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, — не менее 0,5 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и наивысшего горизонта ледохода;
- при пересечении судоходных и сплавных рек - не менее величины, установленной ГОСТ 26775.

9.6.13 Для мест надземных переходов трубопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия в проекте должны быть предусмотрены конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

9.7 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах

9.7.1 В районах распространения просадочных грунтов прокладка трубопроводов должна быть осуществлена с учетом следующих требований:

- прокладка подземных трубопроводов в районах распространения грунтов II типа просадочности должна производиться согласно СП 22.13330;
- для грунтов I типа просадочности прокладка трубопроводов должна вестись как в непросадочных грунтах.

Тип просадочности и величину возможной просадки грунтов определяют в соответствии с требованиями СП 22.13330.

9.7.2 Для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы или на их опоры следует предусмотреть замену грунта, техническую мелиорацию грунтов, прокладку трубопроводов с учетом ожидаемых деформаций, применение противопучинистых устройств для обеспечения устойчивости положения трубопроводов.

9.7.3 Для уменьшения напряжения в трубопроводе при его неравномерных осадках на основании расчетов динамики теплового режима грунта в процессе эксплуатации трубопровода должны быть предусмотрены специальные мероприятия:

- устройство теплоизоляции;
- замена грунта;
- применение опор для фиксации положения трубопровода;
- применение геотекстильных материалов, охлаждение грунта или перекачиваемого продукта, прокладка по типу «труба в трубе», изменение способа прокладки и др.

9.7.4 При пересечении участков пучинистых грунтов расчет «холодных» трубопроводов следует проводить путем определения размеров зоны промерзания вокруг трубопровода, параметров пучения в зависимости от положения фронта промерзания и оценки прочности и устойчивости трубопровода вследствие его взаимодействия с грунтом.

9.8 Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах

9.8.1 Выбор принципа использования ММГ как оснований следует проводить в соответствии СП 25.13330, на основании теплотехнического расчета с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геокриологических условий и свойств грунтов основания и мероприятий по охране окружающей среды.

Выбранный принцип использования ММГ, способ прокладки и конструктивные решения должны обеспечивать работоспособность и ремонтопригодность трубопроводов в течение всего периода эксплуатации.

9.8.2 При укладке трубопроводов на косогорах с поперечным уклоном более 8° следует предусмотреть срезку или подсыпку грунта и устройство полок. При этом срезку ММГ допускается предусматривать только на непросадочных или малопросадочных участках при отсутствии криогенных процессов. На участках ММГ, где возможно развитие криогенных процессов, следует предусмотреть устройство полок только путем подсыпки грунта с проведением специальных мероприятий по повышению устойчивости полок.

9.8.3 Для обеспечения устойчивости склонов следует предусмотреть в проекте установку георешеток и геоматов, термостабилизацию грунта, дренаж и сток вод, мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова и др.

Для подземных трубопроводов в зоне распространения ММГ следует применять (на основании теплотехнических расчетов) теплоизоляцию и балластировку трубопровода, термостабилизацию грунтов и другие мероприятия.

Защиту от повреждений покрытия при подземной прокладке трубопровода в ММГ обеспечивают путем устройства подсыпки и присыпки из мелкогранулированного или мелкозернистого грунта (песка), а также применения защитных покрытий. Толщину присыпки определяют проектом. Подсыпку и присыпку необходимо выполнять в соответствии с 9.3.7.

9.8.4 При прокладке промысловых трубопроводов на свайных основаниях проектом следует предусмотреть выполнение мероприятий, препятствующих пучению и просадке свай. В местах балочных переходов через ручьи, низменности, болота следует предусмотреть мероприятия, направленные на обеспечение проектного положения трубопровода.

9.8.5 В местах сопряжения надземных участков трубопроводов с подземными участками (воздушные переходы, выходы шлейфов с куста скважин и др.) следует предусмотреть установку регулируемых опор.

9.8.6 Высоту регулируемых опор следует принимать достаточной для исключения попадания грунта на регулирующие узлы при таянии снегов, паводках, образовании оползней.

9.8.7 Необходимость устройства подземных опор на свайном основании в подземных трубопроводах, прокладываемых в районах распространения ММГ, определяют при проектировании в зависимости от возможного прогнозируемого растепления грунта.

9.8.8 При выборе трассы трубопроводов и конструктивных решений по их прокладке на ММГ следует руководствоваться требованиями СП 25.13330.

10 Конструктивные решения переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды

10.1 Переходы через водные преграды

10.1.1 Трубопроводы на переходах через водные преграды следует прокладывать одним из двух способов:

1) траншейным (открытым) способом с укладкой трубопровода в футляре в подводные и береговые траншеи, разработанные землеройной техникой;

2) способом наклонно-направленного бурения (с размещением трубопровода в футляре), т.е. закрытым способом путем протаскивания трубопровода в предварительно пробуренные скважины.

10.1.2 Мероприятия, обеспечивающие протаскивание трубопроводов без риска повреждения и деформации наружного слоя трубы, определяют проектом.

10.1.3 Место перехода следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и другими заинтересованными организациями.

10.1.4 При устройстве надводных переходов следует руководствоваться требованиями 9.6.12. Устройство подводных переходов осуществляют согласно СП 422.1325800.

10.1.5 Границами перехода трубопровода через водную преграду, определяющими длину перехода, являются:

- для многониточных переходов — участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;
- для однониточных переходов — участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10 % обеспеченности.

10.1.6 При устройстве подводных переходов трубопроводов, проложенных в группе, расстояния между ними в границах перехода принимают по таблице 3 с учетом минимального допустимого радиуса свободного изгиба ГПАТ до границ перехода согласно 10.1.5.

10.1.7 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 нефтепроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в таблице 2, при этом должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность работы и пожарную безопасность переходов.

10.1.8 Минимальные расстояния от оси подводных переходов трубопроводов при прокладке их ниже по течению от мостов, пристаней и других аналогичных объектов и от оси подводных переходов газопроводов до указанных объектов следует принимать согласно данным таблицы 2 как для подземной прокладки.

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

Минимальные расстояния между осями трубопроводов с кодом среды «газ», заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, должны быть не менее 30 м для газопроводов.

10.1.10 Минимальное расстояние между параллельными трубопроводами на участках переходов трубопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной до 25 м, а также про-

кладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части трубопровода.

10.1.11 Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности следует рассчитывать против всплытия в соответствии с указаниями 12.7.

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия трубопровода, то следует предусмотреть:

- на русловом участке перехода — сплошные (бетонные) покрытия или специальные средства балластировки, конструкция которых должна обеспечивать надежное их крепление к трубопроводу для укладки трубопровода способом протаскивания по дну;
- пойменных участках — одиночные средства балластировки.

10.1.12 Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов их разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным трубопроводом, способа укладки.

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в соответствии с требованиями СП 86.13330.

10.1.13 Профиль трассы трубопровода следует принимать с учетом минимального допустимого радиуса изгиба трубопровода, рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой нагрузки и способов укладки подводного трубопровода.

10.1.14 Отключающая арматура, устанавливаемая на подводных переходах трубопроводов согласно 9.2, должна быть размещена на обоих берегах на отметках не ниже, чем 10 % обеспеченности отметок ГВВ и не менее чем на 0,2 м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

10.1.15 Проектом должны быть предусмотрены решения по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и прочие).

10.1.16 При ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения ее трубопроводом при подземных способах прокладки (траншейный и наклонно-направленное бурение) следует предусматривать резервную нитку. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливают проектом.

10.1.17 При ширине заливаемой поймы выше 500 м по уровню ГВВ 10 % обеспеченности и продолжительности затопления паводковыми водами свыше двадцати дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании безопасности в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м.

Диаметр резервной нитки должен соответствовать диаметру основного трубопровода.

Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии обоснования безопасности в проекте.

При необходимости транспортирования по трубопроводу вязких сред, временное прекращение подачи которых не допускается, следует предусматривать прокладку нефтепроводов через водные преграды шириной менее 75 м с резервной ниткой.

10.1.18 Подводные переходы через реки и каналы шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом изгибной жесткости труб, обеспечивая закрепления перехода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой средств балластировки и закрепления.

10.1.19 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должны быть предусмотрены створные знаки согласно правилам [8] и [9].

10.1.20 Не допускается размещение соединительного стыка ГПАТ в зоне футляра при прокладке трубопровода через естественные и искусственные преграды. При длине перехода, превышающей длину мерного отрезка ГПАТ, обустройство перехода производят трубой с материальным исполнением, определяемым проектными решениями.

10.1.21 Проектные отметки верха трубопровода на переходе с использованием наклонно-направленного бурения должны быть более чем на 2 м ниже прогнозного предельного профиля деформации русла и берегов и ниже не менее 6 м от естественных отметок дна.

10.1.22 Монтаж плети по склону рекомендуется производить снизу вверх с подачей труб (секций) сверху вниз.

Засыпку уложенного трубопровода на склоне производят сверху вниз.

10.1.23 Монтаж технологических захлестов «на берегах» производят после балластировки и засыпки трубопровода.

10.2 Переходы через железные и автомобильные дороги

10.2.1 Переходы трубопроводов через автомобильные и железные дороги должны быть предусмотрены в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и — в исключительных случаях — в местах прохождения дорог в выемках.

Прокладка трубопровода через тело насыпи не допускается, за исключением трубопроводов, проложенных через тело насыпи автомобильных дорог категорий III-н и IV-н по СП 37.13330, при выполнении следующих требований:

- промысловые трубопроводы на участке пересечения необходимо проектировать наземными в соответствии с 9.4;
- прокладку промысловых трубопроводов через тело насыпи автомобильных дорог следует предусмотреть в защитном футляре;
- при прокладке промысловых трубопроводов через тело насыпи автомобильных дорог концы футляра необходимо вывести на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна;
- не допускается пересечение автодорог в местах поворота трубопровода в плане;
- пересечение автомобильных дорог в теле насыпи нужно выполнить под углом не менее 80°;
- минимальное расстояние между параллельно следующими трубопроводами, проложенными в теле насыпи должно быть не менее значений, указанных в таблице 3;
- строительство промысловых трубопроводов через тело насыпи автомобильных дорог должно проходить открытым способом с перекрытием движения транспорта и восстановлением поврежденного дорожного полотна;
- на участке пересечения автомобильных дорог трубопроводами следует предусмотреть укрепленные дорожные ограждения на расстоянии 25 м в обе стороны от оси трубопровода, способные выдержать боковой удар транспортных средств;
- в местах пересечения трубопроводами автомобильных дорог нужно предусмотреть установку дорожных знаков, запрещающих остановку или стоянку транспортных средств на данных участках дороги;
- в теле насыпи автомобильной дороги должны быть предусмотрены водопропускные сооружения, достаточные для отвода паводковых вод на участке пересечения;
- в качестве дополнительного мероприятия для защиты промысловых трубопроводов от механических повреждений при переходах через тело насыпи может быть предусмотрена укладка железобетонных дорожных плит на всю ширину дороги. При этом ось трубопровода должна находиться посередине плиты, а глубина заложения от верхней образующей футляра до низа плиты должна составлять не менее 1,4 м. Плиты должны быть уложены непосредственно под дорожной одежной в теле насыпи.

10.2.2 В необходимых случаях пересечение наземными и надземными промысловыми трубопроводами промысловых автомобильных дорог допускается выполнять с устройством мостовых переходов малой длины (в составе автодороги) и футляров на трубопроводах.

10.2.3 Угол пересечения трубопровода с железными и категорированными автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°, но не менее 60°. При соответствующем обосновании при пересечении с автомобильными дорогами общего пользования и подъездными дорогами к промышленным предприятиям категорий IV, V, а также с внутренними автомобильными дорогами промышленных предприятий и организаций категорий III-в, IV-в, III-к, IV-к допускается снижение минимального значения угла пересечения до 35°.

Категории автомобильных дорог определяют согласно СП 37.13330.2012 (пункт 7.2.1).

10.2.4 Участки трубопроводов на переходах через железные и автомобильные дороги прокладывают методом наклонно-направленного бурения в футляре либо методом продавливания в футляре. Переходы через промысловые автомобильные дороги допускается выполнять открытым (траншейным) способом.

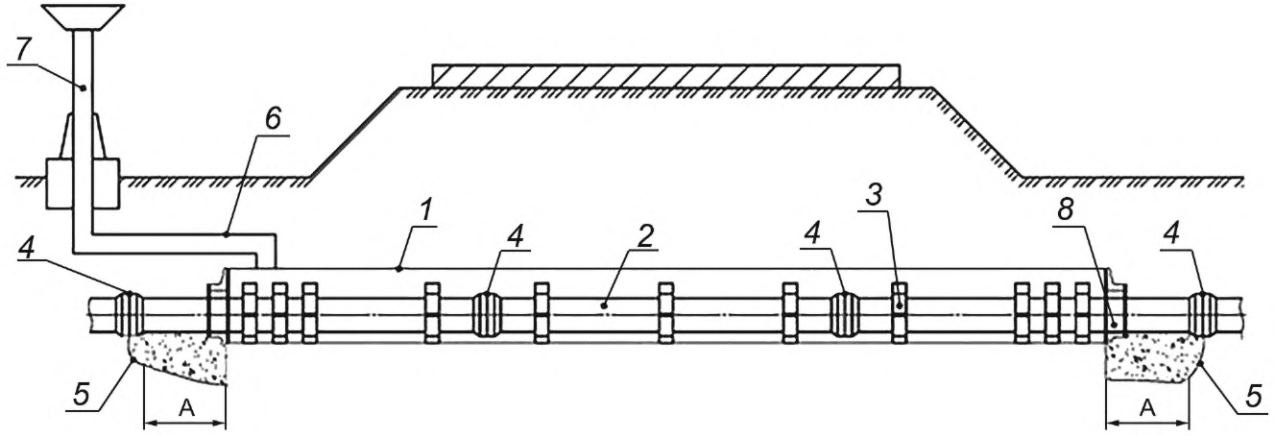
10.2.5 Установка соединительных деталей для соединения трубопровода, прокладываемого под автомобильными и железными дорогами, допускается на расстоянии 10 м от обоих концов выхода из футляра.

10.2.6 Не допускается изменение направления оси трубопровода от обоих концов выхода из футляра на протяжении 30 м при пересечении автомобильных дорог общего пользования, 2 м — подъездных дорог, 5—10 м — при пересечении бескатегорийных дорог.

10.2.7 В связи с конструктивными особенностями ГПАТ по окончании прокладывания плети методом наклонно-направленного бурения и протягивания необходимо провести опрессовку трубопровода перед его соединением с основной плетью. Для облегчения протягивания плети следует использовать буровой раствор.

10.2.8 Участки подземных промысловых трубопроводов в местах пересечения автомобильных, железных дорог должны быть уложены в защитные кожухи из стальных или железобетонных труб.

Трубопровод оснащают опорно-направляющими кольцами, устанавливаемыми равномерно. Шаг расстановки опорно-направляющих колец должен быть определен проектом. На выходе из футляра на трубную плеть устанавливают совместно (вплотную друг к другу) три опорно-направляющих кольца (см. рисунок 1).



1 — защитный футляр; *2* — трубная плеть; *3* — опорно-направляющее кольцо; *4* — соединение труб; *5* — уплотненная подсыпка под трубопроводом; *6* — отводная труба; *7* — вытяжная свеча; *8* — концевые герметизирующие манжеты; А — расстояние между торцом футляра и соединительной деталью ГПАТ не менее 10 м

Рисунок 1 — Конструкция перехода трубопровода через дорогу в защитном футляре

Концы футляра должны быть выведены на расстояние:

- при прокладке трубопроводов через железные дороги — 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса, выемки, а при наличии водоотводных сооружений — от крайнего водоотводного сооружения;

- 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 трубопроводов, транспортирующих жидкие среды, через автомобильные дороги III, IV и V категорий, а также через внутренние дороги промышленных предприятий и вдольтрассовые проезды, должны быть выведены на 5 м от бровки земляного полотна.

На одном из концов футляра или тоннеля на трубопроводах с кодом среды «газ» устанавливают вытяжную свечу высотой от уровня земли не менее 5 м, на расстоянии по горизонтали, не менее:

- для железных дорог — от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений — от крайнего водоотводного сооружения — 50 м;

- для автомобильных дорог — от подошвы земляного полотна — 25 м.

Примечание — На трубопроводах с кодом среды «газ» в случае, если футляр имеет вогнутый изгиб, рекомендуется устанавливать вытяжные свечи по обе стороны перехода.

10.2.9 Конструкция защитного футляра должна исключать попадание продукта на полотно дороги и минимизировать площадь растекания транспортируемого продукта в окружающей среде.

10.2.10 Для участков переходов трубопроводов, выполняемых с устройством защитных футляров из стальных или железобетонных труб, внутренний диаметр футляра должен быть определен из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм.

10.2.11 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа. При прокладке перехода методом горизонтально-направленного бурения — не менее 3,0 м от подошвы рельса.

Заглубление участков трубопроводов, пересекающих земляное полотно, сложенное пучинистыми грунтами, на переходах через железные дороги общей сети и промышленных предприятий колеи 1524 мм следует определять расчетом из условий, при которых исключается влияние тепловыделений

или стока тепла на равномерность морозного пучения грунта. При невозможности обеспечения заданного температурного режима за счет заглубления трубопроводов следует предусматривать другие необходимые меры.

10.2.12 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно быть принято 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.

10.2.13 При пересечении трубопроводами, транспортирующими сероводородсодержащие жидкости, автомобильных и железных дорог общего пользования и подъездных дорог к промышленным предприятиям, следует предусматривать герметичную закрытую дренажную систему для полного слива этих жидкостей.

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

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

10.2.16 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно быть принято:

- до стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог — 20 м;
- труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах — 30 м (для газопроводов — 100 м).

10.2.17 На промысловых автодорогах, обеспечивающих производственные связи между месторождениями, а также на дорогах внутри месторождения, при невозможности подземного способа прокладки трубопроводов из-за сложности обеспечения необходимого температурного режима системы «трубопровод — грунт» возможно применение варианта пересечения в виде мостового перехода автодороги через эстакады трубопроводов с учетом их прокладки в защитном футляре. При этом зазор между низом пролетного строения и верхней точкой эстакады должен быть не менее 0,50 м, расстояние до опор мостового перехода от опор эстакады должно составлять не менее 3,00 м.

10.2.18 На переходах трубопровода над железными дорогами общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов должно быть принято 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;
- бровки откоса выемки — 3 м;
- крайнего рельса железной дороги — 10 м.

10.2.19 В местах переходов надземных трубопроводов через автомобильные дороги следует устанавливать защитные конструкции («отбойники») для защиты трубопроводов от несанкционированного съезда автомобильной техники.

10.2.20 При строительстве переходов через автодороги открытым способом необходимо оградить место производства работ и установить соответствующие предупреждающие и указательные знаки, а в ночное время — световую сигнализацию. При этом устраивают объездную временную дорогу. Сооружение переходов открытым способом через автодороги возможно с частичным перекрытием полос движения.

10.2.21 Ширина полосы вскрытия автодороги должна быть определена в зависимости от типа покрытия дороги согласно СП 86.13330.2022 (пункт 17.2.5).

При наличии неустойчивых грунтов необходимо по мере разработки траншеи ее стенки крепить досками или инвентарными щитами.

10.2.22 Открытый способ прокладки защитного футляра применяют в соответствии с требованиями СП 86.13330.2022 (подраздел 17.2).

10.2.23 Закрытый способ (бестраншейная проходка) может быть применен без ограничений, то есть независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода.

10.2.24 В зависимости от интенсивности движения, категорийности дорог, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий прокладку трубопроводов можно осуществлять следующими способами:

- открытым, при котором трубопровод укладывают в траншею, устроенную в насыпи с перекрытием сквозного движения транспорта;
- закрытым, без перекрытия движения транспорта; при этом для укладки футляра через дороги применяют методы бестраншейной проходки.

10.2.25 Размеры рабочего котлована при закрытом способе прокладки выбирают в зависимости от диаметра трубопровода, глубины его заложения, вида применяемого оборудования и длины перехода через дорогу. Ширина котлована должна обеспечить безопасное размещение людей, обслуживающих проходческое оборудование, а также быструю их эвакуацию. При неустойчивых грунтах необходимо укрепить стенки котлована; при наличии воды — устроить водосборный приямок, откуда по мере накопления удаляют воду.

10.2.26 Сборку и сварку стальных футляров необходимо производить с помощью центраторов. Торцы свариваемых труб должны быть перпендикулярны к их осям; отклонение от оси футляра не должно превышать 2°. Кольцевые стыки должны быть проварены на полную толщину стенки труб сплошным швом и проконтролированы физическим способом. При прокладке защитного футляра под дорогами необходимо контролировать глубину заложения футляра и его положение в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Отклонение оси футляра от проектного положения по вертикали и по горизонтали не должно превышать один процент от длины футляра, при горизонтально-направленном бурении допускаются отклонения точки выхода пилотной скважины на дневную поверхность от проектного положения менее одного процента от длины перехода, но не более плюс 9,0 м, минус 3,0 м по оси скважины и 3 м по нормали к ней. Перед протаскиванием плети внутренняя полость футляра должна быть тщательно очищена от мусора и грязи.

Для протаскивания трубной плети в футляре она оснащается опорно-направляющими кольцами, которые устанавливают равномерно по длине плети в соответствии с требованиями 10.2. Ширину опорно-направляющих колец выбирают из условия допустимых давлений на поверхность трубы.

Максимальные допустимые усилия, прилагаемые к трубопроводам, должны быть не более допустимой растягивающей нагрузки для ГПАТ, установленной заводом-изготовителем.

10.2.27 Межтрубное пространство между защитным футляром и трубопроводом с двух сторон необходимо герметизировать с применением резиновых манжет.

Оснащенную опорными кольцами (до протаскивания) рабочую плеть подвергают испытанию на прочность в соответствии с 21.5.

10.2.28 При пересечении железных дорог должны быть применены страховочные пакеты или другие технические решения, обеспечивающие безопасность движения подвижного состава, в соответствии с СП 227.1326000.

10.3 Переходы через болота

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

В проекте должны быть разработаны конструктивные решения прокладки трубопровода на участках перехода основания «минеральный грунт — торф».

Допускается укладка трубопроводов на поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должны быть обеспечены прочность трубопровода, его общая устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

До разработки методики расчета на прочность с учетом дополнительных напряжений от изгиба, вследствие осадки основания, укладка трубопровода непосредственно в торфяном слое не рекомендуется.

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

10.3.3 Прокладка трубопровода на болотах должна быть прямолинейной или с минимальным допустимым радиусом упругого изгиба.

10.3.4 Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать средства балластировки и закрепления в соответствии с 12.7 и 12.9.

10.3.5 При закреплении трубопровода анкерными устройствами лопасть анкера должна находиться в грунтах, обеспечивающих надежное закрепление анкера.

11 Гидравлический расчет

11.1 Номинальный размер ГПАТ для проектирования трубопроводов выбирают из существующей номенклатуры, производимой заводами-изготовителями, по результатам гидравлических и прочностных расчетов.

11.2 Эквивалентную (однородную абсолютную) шероховатость труб следует принимать по документации завода-изготовителя.

11.3 Гидравлический расчет рекомендуется выполнять с применением профильного программного обеспечения.

12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость положения

12.1 Общие положения

12.1.1 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость положения должен включать:

- проведение проверочного расчета выбранного сортамента труб на прочность при заданном рабочем давлении;
- проведение проверочного расчета принятого конструктивного решения при подземной прокладке (расчет продольной устойчивости ГПАТ, проверка устойчивости положения против всплытия, определение необходимой величины балластировки, обеспечение кольцевой формы поперечного сечения (предельно допустимой величины овальности);
- проведение проверочного расчета принятого конструктивного решения при надземной прокладке (расчет на жесткость и устойчивость).

12.1.2 При проведении расчетов величину нагрузок от балластировки следует рассматривать как распределенную поперечную нагрузку, оказывающую сопротивление перемещениям трубопровода вверх, за исключением варианта использования для закрепления анкерных устройств, где нагрузки учитывают как сосредоточенные силы, прикладываемые поперек оси забалластированного трубопровода.

12.1.3 При проектировании трубопроводов на участках, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидкопластическое состояние, при определении выталкивающей силы вместо объемного веса воды рекомендуется принимать объемный вес разжиженного грунта, определяемый по данным инженерных изысканий.

12.1.4 Прочность и устойчивость положения трубопроводов должны быть предусмотрены проектными решениями, подтверждены расчетом и обеспечены на стадиях сооружения, испытания и эксплуатации трубопровода.

12.1.5 Характеристики ГПАТ должны быть определены требованиями ГОСТ Р 59834, а их численные значения должны быть приведены в документации завода-изготовителя и подтверждены протоколами испытаний.

Дополнительно к характеристикам по ГОСТ Р 59834 в ТУ завода-изготовителя должны быть указаны численные значения следующих показателей: коэффициента ползучести материала трубы k_c, кратковременного модуля упругости материала матрицы трубы $E_п$, кратковременной осевой жесткости трубы EA, кратковременной изгибной жесткости трубы EI. По требованию заказчика указанные характеристики ГПАТ должны быть подтверждены протоколами от аккредитованных лабораторий.

12.2 Нагрузки и воздействия

12.2.1 При проверочном расчете подземных участков трубопроводов на прочность и устойчивость положения в соответствии с классификацией СП 20.13330.2016 (раздел 5) следует учитывать нагрузки и воздействия, действующие на трубопровод:

- постоянные нагрузки (собственный вес трубопровода, вес и давление грунта, гидростатическое давление воды, вес балластных грузов);
- временные длительные нагрузки (внутреннее избыточное давление, вес транспортируемого продукта, температурные воздействия, воздействия, обусловленные деформацией грунта);
- кратковременные нагрузки (проезд транспортных средств).

12.2.2 Рабочее давление транспортируемого продукта устанавливают в проектной документации с соблюдением условий 12.3.

12.2.3 Погонные весовые нагрузки определяют для:

- погонного веса труб, составляющих трубопровод $q_т$, Н/м, по формуле

$$q_т = (d_e - e) \cdot \rho_т \cdot e \cdot g \cdot \pi \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где d_e — наружный диаметр трубы, мм;

e — толщина стенки трубы, мм;

$\rho_т$ — плотность материала трубы, предоставляемая заводом-изготовителем, кг/м^3;

g — ускорение свободного падения, м/с^2,

либо по формуле

$$q_т = m_т g, \quad (2)$$

где $m_т$ — масса 1 пог. м труб, составляющих трубопровод, кг, определяемая в соответствии с документацией завода-изготовителя;

- веса теплоизоляционного слоя $q_{т.с}$, Н/м, по формуле

$$q_{т.с} = (d_e + e_{т.с}) \cdot \rho_{т.с} \cdot e_{т.с} \cdot g \cdot \pi \cdot 10^{-6}, \quad (3)$$

где $e_{т.с}$ — толщина слоя теплоизоляции, мм;

$\rho_{т.с}$ — плотность теплоизоляционного материала, кг/м^3;

- веса перекачиваемого газа, $q_г$, Н/м, по формуле

$$q_г = \frac{\pi \cdot g \cdot p_а}{4 \cdot R_g \cdot Z \cdot T_g} \cdot d_{вн}^2 \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

где $p_а$ — абсолютное давление газа в газопроводе, МПа;

R_g — газовая постоянная, Дж/(кг·К);

T_g — температура (абсолютная) газа, К; температуру принимают равной среднему арифметическому значению температур транспортируемого газа в начале и конце рассматриваемого участка трубопровода;

$d_{вн}$ — внутренний диаметр трубопровода, мм;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

- веса перекачиваемой жидкости, $q_ж$, Н/м, по формуле

$$q_ж = \rho_ж \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2, \quad (5)$$

где $\rho_ж$ — плотность перекачиваемой жидкости, кг/м^3.

12.2.4 Выталкивающую силу воды, $q_в$, Н/м, необходимо определять по формуле

$$q_в = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_в \cdot g \cdot d_к^2, \quad (6)$$

где $d_к$ — наружный диаметр кожуха изоляции (при отсутствии кожуха — наружный диаметр изоляции, при отсутствии изоляции $d_к = d_e$), м.

12.2.5 Нормативный температурный перепад в трубопроводе должен быть принят равным разнице между максимальной или минимальной возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируют расчетную схему трубопровода.

12.2.6 Воздействия от неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, влияние горных выработок и т.д.) должны быть определены расчетом на основании анализа грунтовых условий и возможного их изменения в процессе эксплуатации трубопровода.

12.3 Проверка прочности принятого конструктивного решения

Проверку условий прочности по допускаемому рабочему давлению $P_{раб}$, МПа, в трубопроводе проводят по формуле

$$P_{раб} \le MOP, \quad (7)$$

где MOP — максимальное рабочее давление, МПа.

Для трубопроводов из ГПАТ максимальное рабочее давление определяют на основании критического давления $P_{крит}$, МПа, и коэффициентов запаса

$$MOP = \frac{P_{крит} \cdot f_{темп}}{C \cdot f_{ср}}, \quad (8)$$

где $P_{крит} = P_{LPL}$ — для труб с неметаллическим армирующим слоем, $P_{крит} = P_{разр}^{контр}$ —для труб с металлическим армирующим слоем;

P_{LPL} — значение нижнего доверительного предела прогнозируемого гидростатического давления, устанавливаемое в нормативных документах завода на основании испытаний по ГОСТ Р 59834;

$P_{разр}^{контр}$ — контрольное разрушающее давления, устанавливаемое в нормативных документах завода-изготовителя на основании испытаний по ГОСТ Р 59834;

C — коэффициент запаса прочности, учитывающий отклонения в свойствах материала, производственном процессе, размерах изделий, транспортировании и хранении, а также при испытаниях и точности измерений; определяют по ГОСТ Р 59834 равным 1,5 для неметаллического армирующего слоя и равным 2 — для металлического армирующего слоя;

$f_{темп}$ — температурный коэффициент запаса прочности для неметаллического слоя, значение которого принимают равным 1 или выше и устанавливают в нормативной документации завода-изготовителя на основании испытаний по ГОСТ Р 59834;

$f_{ср}$ — коэффициент запаса, учитывающий транспортируемую среду, значение которого определяют по таблице 1.

Примечание — Формула (8) учитывает общий запас прочности. Коэффициент C, характеризующий запас прочности трубного изделия, по ГОСТ Р 59834—2021 принимают равным 1,5 для труб с неметаллическим армирующим слоем (пункт В.1.4) и равным 2 для труб с металлическим армирующим слоем (пункт В.2.1). Влияние условий эксплуатации на прочностные характеристики трубопровода учитывают посредством введения дополнительных коэффициентов запаса ($f_{темп}$, $f_{ср}$).

12.4 Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения труб

12.4.1 Проверку несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения труб проводят только для подземной прокладки опорожненного трубопровода при следующих условиях:

- глубина прокладки — более 3 м;
- переход через естественные и искусственные препятствия — без предварительной установки футляра.

12.4.2 Для обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы должно быть выполнено неравенство

$$q_{гр} + q_{тр} + q_{гв} \le \frac{q_{кр}}{n_y}, \quad (9)$$

где $q_{гр}$ — расчетное вертикальное давление грунта на трубу [формула (9)], кПа;

$q_{тр}$ — расчетное давление от транспортной нагрузки над трубой [формула (12)], кПа.

$q_{гв}$ — давление от грунтовых вод [формула (16)], кПа;

n_y — коэффициент запаса по устойчивости, принимают равным 3 (СП 399.1325800.2018, приложение В, таблица В2);

$q_{кр}$ — критическое давление потери устойчивости, кПа.

Критическое давление потери устойчивости круглой формы поперечного сечения трубы $q_{кр}$, кПа, вычисляют по формуле

$$q_{кр} = \left(n^2 - 1\right) \cdot 8 \cdot SN + 10^3 \cdot \varphi \cdot \frac{2 \cdot G_2}{2n\left(1 - \mu_2\right) + \left(1 - 2\mu_2\right)}, \quad (10)$$

где n — номер гармоники, по которой происходит потеря устойчивости ($n \ge 2$);

SN — кольцевая жесткость ГПАТ, кПа (численное значение принимают по 12.1.5);

φ — поправочный коэффициент, равный 0,312;

μ_2 — коэффициент Пуассона грунта зоны 2, назначаемый по данным инженерно-геологических изысканий (в случае отсутствия данных изысканий рекомендуется принять для расчетов равным 0,3);

G_2 — модуль сдвига грунта зоны 2

$$G_2 = \frac{E_2}{2(1+\mu_2)}, \tag{11}$$

где E_2 — модуль деформации грунта сбоку от трубы [формула (20)], МПа (см. рисунок 2).

Для определения номера гармоники $n_{кр}$, при котором давление $q_{кр}$ достигает минимального значения, выполняют последовательный просчет давления $q_{кр}$ при различных значениях n — от 2 до того значения, при котором $q_{кр}$ вновь начинает возрастать. Обычно это значение не превышает 10. В результате расчета выбирают минимальное значение $q_{кр,min}$.

При неудовлетворении условия [формула (12)] необходимо предусмотреть прокладку трубопровода в футляре.

Предельно допустимая величина овальности поперечного сечения ГПАТ не должна превышать 5 %.

12.4.3 Расчетное вертикальное давление грунта $q_{гр}$, кПа, на трубу определяют по формуле

$$q_{гр} = \left[1+\left(K_{тр}^{гр}-1\right)\cdot\frac{\beta_{тр}}{90^\circ}\right]\cdot\gamma_{гр}^{(1)}H, \tag{12}$$

где $K_{тр}^{гр}$ — коэффициент вертикального давления грунта,

$\beta_{тр}$ — угол наклона стенок траншеи, град, который изменяется в пределах $0^\circ \le \beta_{тр} \le 90^\circ$ ($\beta_{тр} = 0^\circ$ — случай насыпи, $\beta_{тр} = 90^\circ$ — случай траншеи с вертикальными стенками);

$\gamma_{гр}^{(1)}$ — удельный вес грунта над трубой, кН/м^3;

H — глубина заложения трубы (от поверхности земли до шелыги трубы), м.

Коэффициент вертикального давления грунта $K_{тр}^{гр}$ определяют условиями прокладки трубы и принимают равным:

а) $K_{тр}^{гр} = 1$ для случая прокладки в траншее, если модуль деформации грунта обратной засыпки больше модуля деформации ненарушенного грунта за пределами стенок траншеи; прокладки в траншее, если крепления стенок траншеи выполняют сплошными щитами, шпунтами или устройствами, вынимаемыми после засыпки траншеи; при степени уплотнения по Проктору грунта обратной засыпки $D_{Рг}$ менее 0,9.

б) При траншейной прокладке (за исключением случаев, оговоренных в пункте а)):

- для песчаных и супесчаных засыпок

$$K_{тр}^{гр} = 2{,}50\frac{B}{H}\left[1-\exp\left(-0{,}40\cdot\frac{H}{B}\right)\right]; \tag{13}$$

- для глинистых засыпок

$$K_{тр}^{гр} = 3{,}45\frac{B}{H}\left[1-\exp\left(-0{,}29\cdot\frac{H}{B}\right)\right], \tag{14}$$

где B — ширина траншеи, определяемая на уровне верха трубы, м.

12.4.4 Расчетное вертикальное давление $q_{тр}$, кПа, на трубопровод от транспорта определяют по формуле

$$q_{тр} = K_{тр}^{т}\cdot n\cdot K_{д}\cdot q_{тр}^{н}, \tag{15}$$

где $q^{н}_{тр}$ — нормативное равномерно распределенное давление, кПа, от автомобильного, гусеничного или железнодорожного транспорта, вычисляемое по формуле

$$q_{тр}^{н} = c_1\cdot H^{-c_2}, \tag{16}$$

где c_1, c_2 — коэффициенты, принимаемые по таблице 4 в зависимости от типа транспортного средства (получены на основе пунктов 4.2, 5.2 СП 399.1325800.2018);

n — коэффициент перегрузки, который принимают равным (согласно пункту 6.14 [10] и пункту 6.23 СП 35.13330.2011):

1,4 — для нагрузки А14;

1,1 — для нагрузки Н14, НГ-30, НГ-60;

1,3 — для нагрузки С14;

$K_д$ — динамический коэффициент подвижной нагрузки, зависящий от высоты засыпки (вместе с покрытием), принимаемый по таблице 5;

$K^т_{тр}$ — коэффициент вертикального давления транспортной нагрузки, который равен:

а) $K^т_{тр}$ = 1 для случая прокладки в траншее, если модуль деформации грунта обратной засыпки больше модуля деформации ненарушенного грунта за пределами стенок траншеи; прокладки в траншее, если крепления стенок траншеи выполняют сплошными щитами, шпунтами или устройствами, вынимаемыми после засыпки траншеи; при степени уплотнения по Проктору грунта обратной засыпки $D_{Рг}$ менее 0,9.

б) При траншейной прокладке (за исключением случаев, оговоренных в пункте а)):

- для песчаных и супесчаных засыпок

$$K^т_{тр} = \exp\left(-0{,}40 \cdot \frac{H}{B}\right); \quad (17)$$

- для глинистых засыпок

$$K^т_{тр} = \exp\left(-0{,}29 \cdot \frac{H}{B}\right). \quad (18)$$

Таблица 4 — Коэффициенты для вычисления нормативных нагрузок

Нормативная нагрузка	c_1, кПа	c_2
Нагрузка от колесных транспортных средств		
А14	43,4	1,4
Н14	67,2	1,2
Гусеничная нагрузка		
НГ-30	21,9	0,8
НГ-60	31,8	0,7
Железнодорожный транспорт		
С14	186,2 при $H \geq 0{,}7$ м; 266 при $H < 0{,}7$ м	1,0 при $H \geq 0{,}7$ м; 0,0 при $H < 0{,}7$ м

Таблица 5 — Динамический коэффициент подвижной нагрузки

H, м	$K_д$	
	А14, Н14, НГ-30, НГ-60	С14
менее 0,5	1,17	1,5
0,6	1,14	1,4
0,7	1,10	1,3
0,8	1,07	1,2
0,9	1,04	1,0
более 1,0	1,00	1,0

Если над верхом трубы есть грунтовые воды, давление от грунтовых вод $q_{гв}$, кПа, определяют по формуле

$$q_{гв} = \gamma_{гв}\left(H_{гв} + \frac{d_e}{2} \cdot 10^{-3}\right), \quad (19)$$

где $\gamma_{гв}$ — удельный вес воды, равный 9,8 кН/м^3;

$H_{гв}$ — высота грунтовых вод над верхом трубы, м.

Если труба проложена выше уровня грунтовых вод, давление $q_{гв}$ = 0 кПа.

12.4.5 Модули деформации грунта

12.4.5.1 Различают четыре зоны грунтового массива, окружающего трубу (рисунок 2).

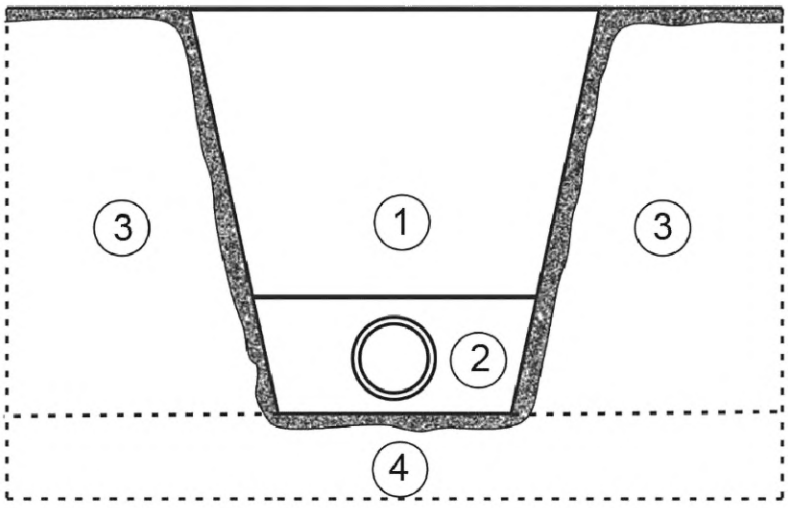


Рисунок 2 — Зоны грунта

Для каждой зоны в соответствии с рисунком 2 назначают модуль деформации грунта над шелыгой трубы E_1, сбоку от трубы E_2, снизу от трубы E_4, по бокам траншеи E_3.

12.4.5.2 Модуль деформации E_1 назначают по таблице 6 в зависимости от степени уплотнения грунта по Проктору D_{Pr}.

12.4.5.3 Модуль деформации сбоку от трубы E_2 вычисляют по формуле

$$E_2 = f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot E_{20}, \quad (20)$$

где f_1 — коэффициент влияния грунтовых вод

$$f_1 = \begin{cases} \dfrac{D_{Pr} - 0{,}75}{0{,}2}, & 0{,}75 \le D_{Pr} \le 0{,}95; \\ 1, & D_{Pr} \ge 0{,}95; \end{cases} \quad (21)$$

f_2 — коэффициент влияния глубины прокладки

$$f_2 = \begin{cases} 1, & q_{гр} \le 100 \text{ кПа}; \\ \left(\dfrac{q_{гр}}{100}\right)^z, & q_{гр} > 100 \text{ кПа}; \end{cases} \quad (22)$$

z — показатель степени, равный:

0,4 для грунтов категорий Г-I и Г-II;

0,5 для грунта категории Г-III;

0,6 для грунта категории Г-IV;

0,7 для грунтов категорий Г-V и Г-VI;

f_3 — коэффициент, учитывающий изменение модуля деформации со временем:

1,0 для грунтов категорий Г-I, Г-II, Г-III;

0,8 для грунта категории Г-IV;

0,5 для грунтов категорий Г-V и Г-VI;

E_{20} — модуль деформации, заданный в соответствии с таблицей 6.

12.4.5.4 Модуль деформации зоны 3 назначают по таблице 6.

Если отсутствует информация о степени уплотнения естественного грунта, его следует принять $D_{Рг}$ = 0,95. В случае насыпи

$$E_3 = E_1. \quad (23)$$

12.4.5.5 Если нет точной информации о модуле деформации зоны 4, полученной на основе геологических изысканий, его принимают равным

$$E_4 = 10 \cdot E_1. \quad (24)$$

Таблица 6 — Модуль деформации грунта засыпки

Категория грунта	Наименование грунта	Модуль деформации грунта засыпки E, МПа, при степени уплотнения $D_{Рг}$			
		0,85	0,92	0,95	0,98
Г-I	Гравелистые пески, крупные и средней крупности	5	8	16	26
Г-II	Мелкие пески	3,5	6	12	18
Г-IV	Полутвердые, тугомягкие и текучепластичные суглинки	2	3,5	5,5	8
Г-V	Твердые супеси и суглинки	1,5	2,5	5,0	7,5
Г-VI	Глины	0,9	1,2	2,5	3,5

12.4.6 Оценка изменения вертикального диаметра трубы

Относительное изменение вертикального диаметра трубы под действием грунта и транспортной нагрузки не должно превосходить допустимое значение (согласно пункта 13.5 ГОСТ 32388—2013 и пункта 6.4 [10])

$$\frac{\Delta d}{d_e} \cdot 100\ \% \le 5\ \%, \quad (25)$$

где Δd — изменение наружного вертикального диаметра, мм.

Изменение номинального наружного вертикального диаметра трубы определяют по формуле

$$\Delta d = \delta_v K_н \cdot \frac{1}{10^3} q_v, \quad (26)$$

где δ_v — податливость трубы в вертикальном направлении, мм/МПа;

$K_н$ — коэффициент концентрации усилия над трубой;

q_v — вертикальное расчетное давление на трубопровод, кПа, равное

$$q_v = q_{гр} + q_{тр}, \quad (27)$$

где $q_{гр}$ — расчетное вертикальное давление грунта на трубу [формула (12)], кПа;

$q_{тр}$ — расчетное давление от транспортной нагрузки над трубой [формула (15)], кПа.

Податливость трубы в вертикальном направлении без учета воздействия активного горизонтального давления q_h со стороны грунта δ^*_v, мм/МПа, определяют по формуле

$$\delta^*_v = 10^3 \cdot \left[c_{v,q_v} - c_{v,q^*_h} K^* \right] \frac{d_e - e}{8 \cdot SN}, \quad (28)$$

где $c_{i,j}$ — безразмерные коэффициенты податливостей трубопровода в i-м направлении (v — вертикальном, h — горизонтальном) от действия j-й нагрузки, приведенные в таблице 7;

K^* — безразмерный параметр

$$K^* = \frac{c_{h,q_v}}{c_{h,q^*_h} + 0{,}01333 \dfrac{SN}{E_2}}. \quad (29)$$

Податливость трубы в вертикальном направлении с учетом активного горизонтального давления грунта q_h определяют по формуле

$$\delta_v = \delta_v^* \left[1 - \frac{K'_н}{K_н} K_2 \cdot \beta \right], \tag{30}$$

где $K'_н$ — коэффициент концентрации давления над грунтом сбоку от трубы

$$K'_н = \frac{4 - K_н}{3}; \tag{31}$$

$K_н$ — коэффициент концентрации усилия над трубой

$$K_н = \frac{K_н^{max} \cdot V_s + a' \frac{4K_2\beta}{3} \cdot \left[\frac{K_н^{max} - 1}{a' - 0{,}25} \right]}{V_s + a' \cdot \frac{3 + K_2\beta}{3} \cdot \left[\frac{K_н^{max} - 1}{a' - 0{,}25} \right]}, \tag{32}$$

где $K_н^{max}$ — коэффициент концентрации усилия над трубой для случая абсолютно жесткой трубы (не деформируется под действием внешних нагрузок)

$$K_н^{max} = 1 + \frac{a' \cdot \frac{H}{d_e} \cdot 10^3}{4{,}0 + 2{,}4 \frac{E_1}{E_4} + \left(0{,}55 + 1{,}80 \frac{E_1}{E_4} \right) \cdot \frac{H}{d_e} \cdot 10^3}, \tag{33}$$

где H — расстояние от поверхности земли до верха трубы, м;

a' — относительная высота выступа трубопровода над основанием траншеи

$$a' = \frac{a}{d_e} \frac{E_1}{E_2}, \tag{34}$$

где a — высота выступа трубопровода над основанием, мм, на котором покоится труба (если труба лежит на дне траншеи, значение можно принять равным d_e);

K_2 — коэффициент бокового давления грунта в состоянии покоя:

0,4 для грунтов категорий Г-I и Г-II;

0,3 для грунта категории Г-III;

0,2 для грунта категории Г-IV;

0,1 для грунтов категорий Г-V и Г-VI;

V_s — относительная вертикальная жесткость трубы и грунта сбоку от трубы

$$V_s = \frac{1}{10^3} \frac{8 \cdot SN}{\left[c_{v,q_v} - c_{v,q_h^*} K^* \right] k_2 d_e}, \tag{35}$$

где k_2 — жесткость упругого основания грунта сбоку от трубы, МПа/мм

$$k_2 = \frac{E_2}{a}; \tag{36}$$

β — коэффициент, учитывающий снижение податливости трубы в вертикальном направлении от действия горизонтальной нагрузки g_h

$$\beta = \frac{c_{v,q_v} - \frac{c_{h,q_h}}{c_{h,q_v}} c_{v,q_h^*} K^*}{c_{v,q_v} - c_{v,q_h^*} K^*}. \tag{37}$$

Таблица 7 — Коэффициенты податливостей

Податливость в вертикальном направлении		Податливость в горизонтальном направлении	
c_{v,g_v}	0,0833	c_{v,g_v}	0,0833
c_{v,q_h^*}	0,0640	c_{h,q_h^*}	0,0658
c_{v,g_h}	0,0833	c_{v,g_h}	0,0833

Горизонтальные усилия, действующие на трубопровод, вычисляют по формулам:

- активное горизонтальное давление грунта g_h, кПа

$$q_h = K_2\left(K'_{\text{н}} q_{\text{гр}} + \frac{1}{10^3}\gamma_{\text{гр}}^{(2)}\frac{d_e}{2}\right); \tag{38}$$

- отпор грунта вследствие изменения формы трубы q_h^*, кПа

$$q_h^* = \frac{c_{h,q_v} q_v - c_{h,q_h} q_h}{c_{h,q_h^*} + 0{,}01333\dfrac{SN}{E_2}}, \tag{39}$$

где $\gamma_{\text{гр}}^{(2)}$ — удельный вес грунта сбоку от трубы (зона 2), кН/м^3;

Нормальные напряжения в окружном (кольцевом) направлении σ_t, МПа, на внешней и внутренней поверхностях трубы определяют без учета нормальных сил по формуле

$$\sigma_t = \frac{1}{10^3}\cdot\frac{3}{2}\left[m_{q_v} q_v + m_{q_h} q_h + m_{q_h^*} q_h^*\right]\left(\frac{d_e - e}{e}\right)^2, \tag{40}$$

где m_{q_v}, m_{q_h}, $m_{q_h^*}$ — коэффициенты изгибающих моментов на сечении, приведенные в таблице 8 в зависимости от точки сечения (верха трубы — шелыги, средней линии трубы, низа трубы — лотка).

Напряжения σ_t, рассчитанные для двух сечений (верха трубы, средней линии трубы), должны удовлетворять критерию

$$|\sigma_t| \le MRS, \tag{41}$$

где MRS — предел длительной прочности материала трубы, МПа, приведенный в нормативно-технической документации завода-изготовителя трубы.

Таблица 8 — Коэффициенты моментов от внешних нагрузок

Расположение сечения	m_{q_v}	m_{q_h}	$m_{q_h^*}$
Верх трубы (шелыга)	0,250	–0,250	–0,181
Средняя линия трубы	–0,250	0,250	0,208

12.5 Расчет продольной устойчивости ГПАТ при прокладке в грунте

Условие устойчивости начального положения ГПАТ имеет следующий вид:

$$N \le \frac{N_{\text{кр}}}{n_{\text{уст},v}}, \tag{42}$$

где N — нормальное усилие, действующее в трубопроводе, кН, определяемое как

$$N = \alpha_T \cdot \Delta T_+ \cdot EA, \tag{43}$$

где α_T — коэффициент линейного температурного расширения трубы, принимаемый по данным завода-изготовителя, 1/°С;

ΔT_+ — положительное значение разницы температуры трубопровода при его монтаже и максимальной температуры эксплуатации, °С;

EA — кратковременная осевая жесткость ГПАТ, кН, принимаемая по данным завода-изготовителя. В случае отсутствия этих данных допускается определять значение EA по формуле

$$EA = E_{\text{п}} \cdot \pi \cdot (d_e - e) \cdot e \cdot 10^{-6}, \tag{44}$$

где $E_{\text{п}}$ — кратковременный модуль упругости материала матрицы трубы (без армирующего каркаса);

$N_{\text{кр}}$ — критическая сила потери устойчивости, кН;

$n_{\text{уст},v}$ — коэффициент запаса устойчивости начального положения трубы, принимаемый равным 1,3 (согласно пункту 15.2.3 ГОСТ 32388—2013).

Критическую силу заглубленного в грунт трубопровода для прямолинейного участка определяют по формуле

$$N_{\text{кр}} = 2\sqrt{c_{v,0} \cdot d_e \cdot EI}, \tag{45}$$

где EI — кратковременная изгибная жесткость трубы, кПа·м^4, принимаемая по данным завода-изготовителя. В случае отсутствия этих данных допускается определять значение EI по формуле

$$EI = E_{\text{п}} \cdot \frac{\pi \cdot d_e^4}{64} \cdot \left[1 - \left(\frac{d_e - 2e}{d_e}\right)^4\right] \cdot 10^{-9}; \tag{46}$$

$c_{v,0}$ — обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта в вертикальной плоскости, кПа/мм:

$$c_{v,0} = 10^3 \frac{0{,}12 \cdot E_1}{\left(1 - \mu_1^2\right)\sqrt{10 \cdot d_e}}\left[1 - \exp\left(-\frac{2 \cdot H_{\text{ср}}}{d_e}\right)\right], \tag{47}$$

где μ_1 — коэффициент Пуассона грунта зоны 1, назначаемый по данным инженерно-геологических изысканий (в случае отсутствия данных принимают равным 0,3);

$H_{\text{ср}}$ — расстояние от поверхности земли до оси трубопровода, мм:

$$H_{\text{ср}} = 10^3 \cdot H + 0{,}5 \cdot d_e. \tag{48}$$

Если условие устойчивости трубопровода не выполняется, его следует закреплять, устанавливая анкерные устройства на расстоянии

$$L \le \frac{L_{\text{кр}}}{2}, \tag{49}$$

где $L_{\text{кр}}$ — расчетная длина волны выпучивания, соответствующая минимальному значению критического усилия, м;

L — расстояние между соседними опорами, м.

Расчетную длину волны выпучивания, соответствующую минимальному значению критического усилия, вычисляют по формуле

$$L_{\text{кр}} = \pi \sqrt[4]{\frac{EI}{c_{v,0} \cdot d_e}}. \tag{50}$$

Критическую силу заглубленного в грунт трубопровода изогнутого вверх участка определяют по формуле

$$N_{\text{кр}} = 0{,}375 \cdot q_{\text{пр}} \cdot \rho_v, \tag{51}$$

где $q_{\text{пр}}$ — предельное сопротивление грунта поперечным перемещениям трубопровода вверх, кН/м:

$$q_{\text{пр}} = \frac{1}{10^6}\gamma_{\text{гр}}^{(1)} d_e \cdot \left(H_{\text{ср}} - \frac{\pi \cdot d_e}{8}\right) + \frac{1}{10^6}\gamma_{\text{гр}}^{(1)} H_{\text{ср}}^2 \operatorname{tg}\left(0{,}7 \cdot \varphi_{\text{гр}}^{(1)}\right) + 0{,}7 \cdot \frac{c_{\text{гр}}^{(1)} \cdot H_{\text{ср}}}{\cos\left(0{,}7 \cdot \varphi_{\text{гр}}^{(1)}\right)}, \tag{52}$$

где $\gamma_{\text{гр}}^{(1)}$ — удельный вес грунта сверху от трубы (зона 1), кН/м^3;

$\varphi_{\text{гр}}^{(1)}$ — угол внутреннего трения грунта обратной засыпки (зоны 1), определяемый в зависимости от типа грунта по таблице 9 или на основе результатов геологических изысканий;

$c_{гр}^{(1)}$ — сцепление грунта зоны (1), определяемое в зависимости от типа грунта по таблице 9 или на основе результатов геологических изысканий;

ρ_v — расчетный радиус изгиба трубопровода в вертикальной плоскости, м:

а) принимаемый равным действительному радиусу изгиба трубопровода в месте поворота $\rho_{v,0}$, м, если:

$$L_{кр} \le 2\rho_{v,0} \sin\left(\frac{\alpha_v}{2}\right), \tag{53}$$

б) если $L_{кр} \ge L_0$, вычисляемый по формуле

$$\rho_v = \frac{2L_{кр}^2 \cdot \cos\frac{\alpha_v}{2}}{\pi^2\left[L_{кр}\sin\frac{\alpha_v}{2} - 2\rho_{v,0}\left(1-\cos\frac{\alpha_v}{2}\right)\right]}, \tag{54}$$

где L_0 — расстояние между соседними закреплениями трубопровода, между которыми расположен участок с поворотом, м;

α_v — угол поворота оси трубы, град.

Расчетную длину волны выпучивания, соответствующая минимальному значению критического усилия, вычисляют по формуле

$$L_{кр} = \sqrt{\frac{265 \cdot EI}{q_{пр} \cdot \rho_v \left(1+\sqrt{1+\frac{80 \cdot EI \cdot c_р}{\left(q_{пр} \cdot \rho_v\right)^2}}\right)}}, \tag{55}$$

где $c_р$ — параметр разгрузки грунта, кПа;

$$c_р = \frac{q_{пр}}{H_л}, \tag{56}$$

$H_л$ — расстояние от поверхности земли до низа трубы (лотка), м:

$$H_л = H + \frac{1}{10^3} d_e. \tag{57}$$

Поскольку в формуле для вычисления $L_{кр}$ содержится расчетный радиус ρ_v, который может быть не определен заранее, задачу подбора радиуса и определения критической длины решают методом последовательных приближений, задаваясь на первом шаге значением радиуса кривизны, равным $70 \cdot d_e$.

Таблица 9 — Угол внутреннего трения грунта обратной засыпки

Категория грунта*	Угол внутреннего трения $\varphi_{гр}$, град, и коэффициент сцепления $c_{гр}$, МПа, в зависимости от степени уплотнения грунта D_{Pr}					
	$D_{Pr} < 0{,}92$		$0{,}92 \le D_{Pr} \le 0{,}95$		$D_{Pr} \ge 0{,}95$	
	$\varphi_{гр}$	$c_{гр}$	$\varphi_{гр}$	$c_{гр}$	$\varphi_{гр}$	$c_{гр}$
Г-I	30	0,0000	33	0,0005	35	0,0010
Г-II	10	0,0000	12	0,0002	18	0,0050
Г-III	6	0,0000	10	0,0001	15	0,0010
Г-IV	5	0,0005	6	0,0010	8	0,0020
Г-V	8	0,0080	11	0,0100	15	0,0150
Г-VI	4	0,0150	5	0,0240	6	0,0350

* Категории грунта:
Г-I — песок, супесь, суглинок легкий (влажный), грунт растительного слоя, торф;
Г-II — суглинок, гравий мелкий и средний, глина легкая влажная;

Окончание таблицы 9

Г-III — глина средняя или тяжелая, разрыхленная, суглинок плотный; Г-IV — глина тяжелая. Вечномерзлые сезонно промерзающие грунты (растительный слой, торф, пески, супеси, суглинки и глины); Г-V — крепкий глинистый сланец. Некрепкий песчаник и известняк. Мягкий конгломерат. Вечномерзлые сезонно промерзающие грунты (супеси, суглинки и глины с примесью гравия, гальки, щебня и валунов до 10 % по объему, а также моренные грунты и речные отложения с содержанием крупной гальки и валунов до 30 % по объему); Г-VI — сланцы крепкие. Песчаник глинистый и слабый мергелистый известняк. Мягкий доломит и средний змеевик. Вечномерзлые сезонно промерзающие грунты (супеси, суглинки и глины с примесью гравия, гальки, щебня и валунов до 10 % по объему, а также моренные грунты и речные отложения с содержанием крупной гальки и валунов до 50 % по объему).

Если условие не выполняется, то увеличивают глубину заложения трубопровода либо уменьшают радиус изгиба трубопровода.

При подключении к оборудованию/присоединению к металлическим трубопроводам в месте выхода из земли необходимо предусматривать опоры на расстоянии не более 3 м от места соединения.

12.6 Расчет на жесткость и устойчивость при надземной прокладке

Шаг между опорами l, м, при надземной прокладке трубопровода на опорах определяют исходя из условия одновременного удовлетворения условию жесткости и устойчивости трубы.

Допустимый шаг между опорами должен удовлетворять условиям

$$l \le l_{\max}^{v}, \quad l \le l_{\max}^{buck}, \tag{58}$$

где $l_{\max}^{v}$ — максимальное расстояние между опорами из условия жесткости трубопровода, м;

$l_{\max}^{buck}$ — максимальное расстояние между опорами из условия устойчивости трубопровода, м.

Максимальное расстояние между опорами из условия жесткости трубопровода

$$l_{\max}^{v} = \sqrt[3]{\frac{384 \cdot EI}{q_w \cdot k_c}}\eta, \tag{59}$$

где $\eta = \frac{1}{500}$ — отношение наибольшего прогиба трубопровода $v_{\max}$ к расстоянию между опорами $l_{\max}^{(1)}$;

EI — кратковременная изгибная жесткость трубы, кПа·м^4, принимаемая по данным завода-изготовителя. В случае отсутствия этих данных допускается определять значение EI по формуле (46);

k_c — коэффициент ползучести материала трубы, приведенный в нормативно-технической документации завода-изготовителя трубы. При отсутствии данных допускается принимать значение k_c равным коэффициенту ползучести материала матрицы трубы:

- $k_c = 4$ для случая матрицы из ПЭВП и ПП;
- $k_c = 2$ для случая стеклокомпозитной матрицы и труб, армированных стекловолокном.

q_w — вертикальная погонная нагрузка, кН/м, вычисляемая как сумма нагрузок

$$q_w = (q_{тр} + q_{т.с} + q_{прод} + q_{сн} + q_{обл}) \cdot 10^{-3}, \tag{60}$$

где $q_{тр}$ — погонный вес трубопровода, Н/м, определяемый по формулам (1) либо (2);

$q_{т.с}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя [формула (3)], Н/м;

$q_{прод}$ — погонный вес транспортируемой среды, определяемый по формулам (4) или (5), Н/м;

$q_{сн}$ — расчетная снеговая нагрузка, Н/м (не учитывается для трубопроводов, температура поверхности изоляции (если она есть) или температура стенок (если изоляции нет) которых превышает 0 °С, для вертикальных и наклонных трубопроводов с углом наклона более 45°)

$$q_{сн} = \gamma_{f,s} \cdot 0{,}7 s_g \cdot 10^3 \cdot \mu \cdot d_к, \tag{61}$$

где s_g — вес снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности грунта, кПа, принимаемый в соответствии с СП 20.13330, справочной или научно-технической литературой;

μ — коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности грунта к снеговой нагрузке на единицу поверхности горизонтальной проекции кожуха изоляции трубопровода, μ = 0,4 (согласно пункту 6.2.9 ГОСТ 32388—2013);

$\gamma_{f,s}$ — коэффициент надежности по нагрузке для снеговой нагрузки, $\gamma_{f,s}$ = 1,4 (по 10.12 СП 20.13330—2016);

$q_{лед}$ — расчетная нагрузка от обледенения на 1 п.м трубопровода, Н/м

$$q_{лед} = n_{лед} \cdot b \cdot \rho_{лед} \cdot d_к \cdot g, \quad (62)$$

где $n_{лед}$ — коэффициент надежности по гололедной нагрузке, $n_{лед}$ = 1,8 (по СП 20.13330);

b — нормативное значение толщины стенки гололеда (по СП 20.13330), м;

$\rho_{лед}$ — плотность льда, принимаемая равной 900 кг/м^3 (по СП 20.13330).

Максимальное расстояние между опорами из условия устойчивости трубопровода

$$l_{max}^{buck} = 2\pi\sqrt{\frac{EI}{EA \cdot \alpha_T \Delta T_+ n_{уст}}}, \quad (63)$$

где EA — кратковременная осевая жесткость ГПАТ, кН, принимаемая по данным завода-изготовителя. В случае отсутствия этих данных допускается определять значение EA по формуле (44);

α_T — коэффициент линейного теплового расширения трубы,1/°С;

ΔT_+ — положительное значение разницы температуры трубопровода при его монтаже и максимальной температуры эксплуатации, °С;

$n_{уст}$ = 1,3 — коэффициент запаса по устойчивости в соответствии с пунктом 15.2.3 ГОСТ 32388—2013.

Для возможности увеличения расстояния между опорами рекомендуется укладывать трубопровод на пролетные балки различного сечения. Ширина балки должна быть принята на 5 процентов больше наружного диаметра ГПАТ. Расчет проводят на максимально возможный прогиб. Расстояние между опорами можно увеличить до максимального рассчитанного. Расчет следует проводить согласно общим правилам строительной механики и СП 16.13330. Допускается в качестве пролетной балки использовать швеллер по стандартизированным моментам сопротивлений по ГОСТ 8240.

12.7 Проверка устойчивости положения (против всплытия)

12.7.1 Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, необходимо проверять по условию

$$Q_{акт} \le Q_{пас} / \gamma_a, \quad (64)$$

где $Q_{акт}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, Н/м, принимают равной выталкивающей силе воды $q_в$, определяемой по формуле (6);

$Q_{пас}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вниз, Н/м:

$$Q_{пас} = q_т + q_{т.с.} + q_{прод}, \quad (65)$$

где $q_т$ — погонный вес трубопровода, Н/м, определяемый по формулам (1) либо (2);

$q_{т.с.}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя [формула (3)], Н/м;

$q_{прод}$ — погонный вес транспортируемой среды, определяемый по формулам (4) или (5), Н/м;

γ_a — коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков прокладки трубопровода:

- через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности — 1,05;
- русловых через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ — 1,10;
- через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки — 1,15.

12.7.2 Расстояния между центрами утяжелителей $L_у$, м, определяют по формуле

$$L_y = \frac{P_{ут}}{q_{бал}}, \quad (66)$$

где $P_{ут}$ — вес в воздухе отдельного утяжелителя, Н;

$q_{бал}$ — величина нормативной интенсивности балластировки в воздухе, Н/м, определяемая по формуле

$$q_{бал} = \frac{1}{n_б} \cdot \left(\gamma_a q_в - q_т - q_{т.с.} - q_{прод}\right) \cdot \frac{\rho_б}{\rho_б - \rho_в \gamma_a}, \quad (67)$$

где $n_б$ — коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по таблице 10;

$q_в$ — выталкивающая сила воды [формула (9)], Н/м;

$q_т$ — погонный вес трубопровода, Н/м, определяемый по формулам (1) либо (2);

$q_{прод}$ — расчетная нагрузка от веса продукта, определяемая по формулам (4) или (5), Н/м, учитывают при расчете трубопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно опорожнение и замещение продукта воздухом;

$\rho_б$ — плотность материала балластирующего устройства, кг/м^3.

Таблица 10 — Значения коэффициента надежности по нагрузке $n_б$

Тип балластирующих устройств	Коэффициент надежности по нагрузке $n_б$
Каркасные и бескаркасные грунтозаполняемые балластирующие устройства	0,7
Железобетонные грузы	0,9
Чугунные грузы	1,0

12.8 Расчет труб на всплытие при прокладке в водонасыщенном грунте

При прокладке трубопровода в траншее или насыпи на небольшой глубине погонный вес балласта $q_б$, Н/м, рассчитывают с учетом предельного сопротивления грунта поперечным перемещениям трубопровода вверх по формуле

$$q_б = \gamma_a q_в - q_т - q_{т.с} - q_{пр,\ вод} \cdot 10^3, \quad (68)$$

где γ_a — коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным $\gamma_a = 1{,}15$;

$q_{пр,\ вод}$ — предельное сопротивление водонасыщенного грунта засыпки, обладающего устойчивостью при обводнении и перемещении трубы, кН/м,

$$q_{пр,\ вод} = d_к \cdot \left[\gamma_{гр}^{(1)} H_{сух} + \gamma_{гр,\ вод}^{(1)} \left(H_{вод} - \frac{\pi \cdot d_к}{8}\right)\right] +$$

$$+ \frac{1}{10^6} k_{вып} \cdot \left[\gamma_{гр}^{(1)} H_{сух} \left(2H_{вод} + H_{сух}\right) + \gamma_{гр,\ вод}^{(1)} H_{вод}^2\right] \mathrm{tg}\left(0{,}7 \cdot \varphi_{гр}^{(1)}\right) + 0{,}7 \cdot \frac{c_{гр}^{(1)} \cdot \left(H_{сух} + H_{вод}\right)}{\cos\left(0{,}7 \cdot \varphi_{гр}^{(1)}\right)}, \quad (69)$$

где $\gamma_{гр}^{(1)}$ — удельный вес грунта естественной влажности, кН/м^3;

$\gamma_{гр,\ вод}^{(1)}$ — удельный вес водонасыщенного грунта, принимаемый равным 10,5 кН/м^3;

$\varphi_{гр}^{(1)}$ — угол внутреннего трения грунта;

$c_{гр}^{(1)}$ — удельное сцепление грунта;

$k_{вып}$ — коэффициент, характеризующий призму выпора грунта и равный

$k_{вып} = 1$ — при $d \geq 1000$ мм;

$k_{вып} = \frac{d}{1000}$ — при $d < 1000$ мм;

$H_{сух}$ — толщина слоя сухого грунта над трубой, м,

$$H_{сух} = H - H_{гв} \quad (70)$$

$H_{вод}$ — толщина слоя воды над осью трубопровода, м,

$$H_{вод} = H_{гв} + 0{,}5 \cdot d_к, \quad (71)$$

где $H_{гв}$ — высота грунтовых вод над верхом трубы, м.

Если значение $q_б$ из расчета получается меньше 0, дополнительный балласт не требуется.

12.9 Расчет балластировки труб анкерными устройствами

12.9.1 При балластировке металлическими винтовыми анкерными устройствами расчетное усилие (допускаемую нагрузку) $q_{анк}$, Н, определяют по формуле

$$q_{анк} = Z_{анк} \cdot k_{гр} \cdot m_{анк} \cdot N_{анк}, \quad (72)$$

где $Z_{анк}$ — число анкеров в одном анкерном устройстве, шт.;

$k_{гр}$ — коэффициент несущей способности грунта, в котором находятся лопасти анкеров;

$m_{анк}$ — коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 0,5 при $Z_{анк}$ менее 2 и 0,4 при $Z_{анк}$ более 2;

$N_{анк}$ — максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер, завинченный в грунт на глубину не менее шести диаметров лопасти.

Расстояние между анкерами, м, определяют по формуле

$$l_a = \frac{q_{анк}}{\gamma_а q_в - q_т - q_{т.с.} - q_{пр,\,вод} \cdot 10^3}. \quad (73)$$

12.9.2 Продольные усилия, изгибающие и крутящие моменты в надземных трубопроводах различных систем прокладки (балочных, шпренгельных, вантовых, висячих, арочных и др.) следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривают как стержень (прямолинейный или криволинейный).

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

13 Материалы, трубы и соединительные детали

13.1 Требования к трубам и соединительным деталям

13.1.1 ГПАТ и соединительные детали, применяемые для строительства трубопроводов, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 59834.

Каждая партия труб и соединительных деталей, поставляемых на строительство, должна быть снабжена паспортом качества завода-изготовителя и иметь соответствующие разрешительные документы, оформленные в установленном порядке. Применение изделий, не имеющих сопроводительного документа, подтверждающего соответствие их требованиям государственных стандартов и технических условий, не допускается.

13.1.2 Трубы должны обеспечивать расчетный срок службы трубопровода при подземной, надземной и наземной прокладке во всех грунтовых условиях, под водой и дополнительно при надземной прокладке под воздействием климатических условий с учетом 9.1.3, влияния транспортируемых сред и давления на внутренний полимерный слой и армирующий корд.

13.1.3 Концевые посадочные поверхности должны быть защищены от механических ударов и повреждений специализированными заглушками, обеспечивающими их сохранность при транспортировании, складировании и хранении.

13.2 Тепловая изоляция трубопроводов

13.2.1 Необходимость тепловой изоляции трубопроводов и деталей определяют теплотехническими расчетами, требованиями промышленной безопасности, свойствами транспортируемой среды, требованиями технологического процесса и техники безопасности. При выборе параметров тепловой изоляции следует руководствоваться требованиям СП 61.13330. Производство работ по устройству тепловой и противокоррозионной изоляции, а также контроль выполнения работ следует осуществлять в соответствии с требованиями СП 409.1325800.

13.2.2 Материал теплоизоляции должен быть выбран исходя из условий эксплуатации трубопровода в соответствии с требованиями раздела 6 СП 4.13130.2013, при этом его срок службы должен быть не менее расчетного срока службы трубопровода.

13.2.3 Тепловая изоляция трубопроводов должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать тепловую защиту трубопроводов от тепловых потерь (при наличии требований заказчика к величине тепловых потерь) по всей его длине, в том числе в местах расположения опор, стыков, соединительных и переходных элементов на весь срок эксплуатации трубопровода;
- предотвращать растепление ММГ по всей длине трубопровода (при применении принципа строительства с сохранением грунтов в мерзлом состоянии);
- быть изготовленной из современных эффективных материалов, соответствующих требованиям безопасности и защиты окружающей среды;
- материал теплоизоляции должен быть выбран из условий эксплуатации трубопровода, при этом срок его службы должен быть не менее расчетного срока службы трубопровода.

13.2.4 В качестве основного технического решения должна быть использована тепловая изоляция заводского нанесения.

13.2.5 Для тепловой изоляции трубопроводов с использованием минеральной ваты рекомендуется применять жесткие минераловатные цилиндры.

13.2.6 Допускается комбинировать жесткую и гибкую тепловую изоляцию для обеспечения возможности компенсации температурных деформаций трубопровода.

13.2.7 Строительство теплоизолированных трубопроводов следует осуществлять с применением готовых к монтажу теплоизолированных труб и соединительных деталей, изготовленных в заводских условиях или на промышленных изоляционных базах в соответствии с требованиями СП 86.13330.

13.2.8 Подбор параметров нормированной плотности теплового потока проводят с учетом экономической целесообразности.

13.3 Балластировка трубопроводов

13.3.1 Конструкция и способы балластировки и закрепления трубопроводов определяют в проектной документации исходя из конкретных условий строительства, материалов инженерно-геологических изысканий и расчетных нагрузок, действующих на конструкцию с учетом расчетов согласно 12.7, 12.8 и 12.9.

13.3.2 В зависимости от диаметра трубопровода и характеристик геогидрологических условий могут применяться следующие виды конструкций для балластировки и закрепления трубопровода в проектном положении:

- бескаркасные ПКГУ;
- каркасные ПКГУ;
- полотнища из негниющих синтетических материалов, позволяющих консолидировать минеральный грунт над трубопроводом;
- пригрузы из высокоплотного материала: чугунные и железобетонные кольцевого типа;
- анкерные устройства с мягкими силовыми поясами;
- сплошное балластное покрытие (покрытие в том числе и типа «труба в трубе»).

Конструкции для балластировки и закрепления трубопровода должны обеспечивать целостность труб на весь расчетный срок эксплуатации.

13.3.3 Выбор конструкций балластирующих устройств следует определять расчетом исходя из условия прокладки и эксплуатации трубопровода.

13.3.4 Тип балластирующих устройств или анкеров, места размещения и шаг установки определяют в проектной документации. Места установки балластирующих устройств на теле трубы следует располагать между соединениями труб.

13.3.5 Установка утяжелителей на плавающую трубную плеть не допускается.

13.3.6 Для обеспечения защиты поверхности трубопровода при использовании кольцевых чугунных и железобетонных средств балластировки необходимо использовать футеровочные маты, устанавливаемые между поверхностью трубопровода и пригрузами.

13.3.7 При применении анкерных устройств установка анкерных тяг в траншее и монтаж силовых поясов следует осуществлять после отлива воды из траншеи и укладки трубопровода на проектную отметку.

13.3.8 Балластирующие устройства на трубопроводе устанавливают на равном расстоянии друг от друга; групповая их установка запрещается. Шаг расстановки балластирующих устройств должен быть определен расчетом согласно 12.9.

13.3.9 На русловых участках подводных переходов, выполняемых траншейным способом, и переходах через болота с положением опорного горизонта минерального грунта на глубинах, позволяющих осуществлять укладку и ремонт трубопровода, для балластировки трубопроводов должны быть использованы кольцевые утяжелители из чугуна или железобетона.

13.3.10 На пойменных и прибрежных, а также периодически обводняемых участках трассы, болотах всех типов глубиной от 1,5 до 2,5 м следует применять утяжелители охватывающего или опирающегося (седловидного) типа. При этом допускается наличие воды в траншее не выше средней образующей трубопровода.

13.3.11 На глубоких торфяниках балластировку трубопровода следует проводить бескаркасными ПКГУ или каркасными ПКГУ с определением балластирующей массы и геометрических размеров, исключающих всплытие опорожненного трубопровода. Применение в целях фиксирования трубопровода анкерных устройств возможно только при глубинах торфа, позволяющих применять данный способ балластировки.

13.3.12 Анкерные устройства применяют для закрепления на проектной отметке трубопроводов на обводненных, заболоченных и периодически затопляемых участках трассы с устойчивыми подстилающими грунтами, а также на болотах с мощностью торфа до 3 м.

Применение винтовых анкерных устройств для закрепления на болотах с мощностью торфа свыше 3 м должно быть определено в проектной документации.

Силовые пояса, применяемые при закреплении трубопровода анкерными устройствами, должны быть изготовлены из мягких полимерных материалов (полиамид, полиэфир и т.д.), обеспечивающих необходимую долговечность, прочность, химическую и биологическую стойкость.

13.3.13 Полимерно-контейнерные устройства типа ПКГУ применяют на участках прогнозируемого обводнения, а также на болотах при мощности торфяной залежи не более глубины траншеи. Конструкция типа каркасного ПКГУ должна заполняться грунтом после установки на трубопровод.

13.3.14 При определении балластирующих свойств минеральных грунтов засыпки должны учитываться состав грунта, его влажность и сезон производства работ, согласно СП 86.13330.

13.4 Нетканые геотекстильные материалы

13.4.1 Для армирования грунтов следует применять материалы из полимеров и стекловолокна.

13.4.2 Материалы с относительным удлинением при разрыве более 15 процентов возможно использовать только в качестве разделительной или дренирующей прослойки.

13.4.3 Допускается использование нетканых геотекстильных материалов, прошедших соответствующие испытания в установленном порядке и рекомендованных к применению. Требования к нетканым геотекстильным материалам, применяемым при проектировании трубопроводов, должны соответствовать действующим нормативным документам.

13.5 Термостабилизаторы

13.5.1 Применение термостабилизаторов определено проектом при наличии обоснования экономической целесообразности выбранного решения.

13.5.2 Термостабилизаторы необходимо применять при прокладке трубопроводов в условиях криолитозоны для обеспечения несущей способности грунтовых и свайных оснований фундаментов зданий промплощадок, крановых узлов, узлов пуска и приема ВТУ, вдольтрассовых ВЛ, опор трубопроводов и мостов, сохранения мерзлого состояния грунтов под трубопроводом при подземной прокладке, а также при сооружении и эксплуатации притрассовых дорог, для создания «мерзлотных стенок» и противофильтрационных завес, дамб, ледовых островов, дорог и переправ.

13.6 Система электрообогрева

13.6.1 Применение системы попутного электрообогрева определено проектом при наличии обоснования экономической целесообразности выбранного решения.

13.6.2 Система электрообогрева должна быть безопасна, изготовлена из негорючих материалов и оборудована устройствами, предохраняющими ее от перегрева свыше 65 °С. При прокладке греющего кабеля вдоль арматуры необходимо учитывать возможность будущего ремонта и обслуживания арматуры.

13.6.3 Для обогрева трубопроводов рекомендуется использовать саморегулирующиеся нагревательные элементы.

13.7 Защита от коррозии

13.7.1 Необходимость и способы защиты от коррозии металлических конструкций и элементов определены проектом на весь период эксплуатации трубопровода согласно требованиям ГОСТ Р 51164, ГОСТ 9.602 и СП 424.1325800.

13.7.2 Допускается не применять защиту от коррозии для стальных вставок и соединительных деталей, если они изготовлены из коррозионностойких сталей или имеют заводское внутреннее покрытие из коррозионностойкого материала.

13.7.3 Для стальных вставок и соединительных деталей при подземном, а также наземном в насыпи способе прокладки допускается не применять электрохимическую защиту и/или защитные покрытия в грунтах низкой коррозионной агрессивности при соответствующем технико-экономическом обосновании.

13.8 Система вентиляции газа

13.8.1 Трубопроводы с несвязанными слоями или армированные металлическими лентами должны иметь систему вентиляции и отвода газа. Система вентиляции и отвода газа должна обеспечивать соблюдение требований безопасности [3].

13.8.2 Не допускается располагать вентиляционные отверстия во фланцевых и других соединениях подземно и подводно.

13.8.3 Конструкцию вентиляционного отверстия устанавливают в технической документации завода-изготовителя.

13.8.4 Система вентиляции и отвода газа трубопровода должна отвечать следующим требованиям:

- безопасного удаления диффундирующих компонентов;
- стойкости к химическому воздействию всех деталей, подвергаемых воздействию проникающего газа;
- на каждой концевой соединительной детали должны быть предусмотрены минимум три рабочих вентиляционных порта, равномерно размещенных по окружности.

14 Входной контроль труб и соединительных деталей

14.1 Приемку труб и соединительных деталей проводит организация-грузополучатель или специализированная служба входного контроля с учетом требований ГОСТ 24297. Приемку производят при получении указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортирования ее от мест разгрузки на площадки складирования.

14.2 При приемке должен быть проведен входной контроль труб, соединительных деталей трубопроводов, включая:

- проверку соответствия поставленной продукции требованиям проектной документации;
- проверку комплектности сопроводительной документации, наличия сертификата завода-изготовителя на каждую партию труб, технического паспорта — на каждую деталь трубопровода и единицу запорной арматуры;
- проверку комплектности, упаковки и маркировки (в том числе для деталей трубопровода и запорной арматуры соответствие маркировки паспортным данным);
- визуальный измерительный контроль соответствия качества труб, деталей трубопровода, запорной арматуры по указанным в сертификатах показателям (характеристикам) требованиям стандартов и технических условий на трубы, детали, арматуру.

14.3 Трубы и соединительные детали по истечении гарантийного срока хранения в местах складирования, на промежуточных базовых и притрассовых складах подлежат входному контролю с целью определения их соответствия ГОСТ Р 59834 на поставку и их пригодности для дальнейшего использования.

14.4 Внешний вид трубы должен соответствовать требованиям пункта 9.2 ГОСТ Р 59834—2021.

14.5 Трубные изделия с дефектами, которые не подлежат ремонту, бракуют согласно ГОСТ Р 59834.

14.6 При входном контроле качества труб и соединительных деталей должен быть осуществлен измерительный контроль, при котором проверяют наружный диаметр трубы и трубного конца, овальность и толщину стенки трубного конца, отклонение трубного конца от перпендикулярного положения, длину труб и соединительных деталей.

14.7 Контроль геометрических размеров труб следует проводить в соответствии с ГОСТ Р ИСО 3126.

14.8 Изделия, имеющие дефекты, выводящие их за пределы допусков, следует отбраковывать и маркировать как неподходящие для применения, и хранить в специально отведенных местах отдельно от годных изделий, материалов и заготовок.

15 Транспортирование и складирование труб и соединительных деталей

15.1 Транспортирование, складирование и хранение труб и деталей осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59834, а также положениями настоящего стандарта.

15.2 Допускается транспортирование ГПАТ следующими способами с учетом рекомендаций завода-изготовителя:

- мерными отрезками, длина которых соответствует длине кузова автомобиля, при этом допускается изгиб трубы с минимальным допустимым радиусом;
- в бухтах и на барабанах в кузове, прицепе или специально оборудованной платформе с учетом рекомендаций завода-изготовителя ГПАТ.

15.3 Трубы и детали транспортируют в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на соответствующем виде транспорта, предназначенном для этих целей.

15.4 Перемещение барабанов и бухт качением, волочением, а также перевозка ГПАТ мерными отрезками на плетевозах не допускаются.

15.5 Опорные поверхности транспортного средства, контактирующие с перевозимой продукцией, не должны повреждать упаковку и поверхность труб и соединительных деталей.

15.6 Для предохранения труб от повреждений при перевозке барабаны с трубами, бухты и мерные отрезки должны быть надежно зафиксированы с использованием деревянных прокладок.

15.7 Не допускается сбрасывать барабаны и бухты труб при разгрузке.

15.8 Складирования и хранение барабанов с трубами, бухт и соединительных деталей должны обеспечивать их сохранность от повреждений и устойчивость барабанов труб и бухт от раскатывания, разматывания и падения.

15.9 Запрещается укладывать барабаны с трубами, бухты и мерные отрезки без использования деревянных прокладок.

15.10 При длительном (более трех месяцев) хранении ГПАТ рекомендуется обеспечить защиту труб от воздействия ультрафиолета.

15.11 Снимать защитные торцевые приспособления до сборки трубопровода не допускается. Если защитное приспособление утеряно, трубу необходимо надежно заглушить.

15.12 Погрузку и разгрузку труб осуществляют механизированным способом.

15.13 В качестве строповочных средств следует применять мягкие стропы из капронового или пенькового каната и текстильных лент, мягкие монтажные полотенца и грузовые траверсы.

15.14 Транспортирование, погрузку и разгрузку мерных отрезков труб и бухт рекомендуется проводить при температуре наружного воздуха не ниже минус 20°С, погрузку, разгрузку и транспортирование труб в барабанах — при температуре не ниже минус 40 °С, если иное не указано в технической документации завода-изготовителя.

16 Подготовительные и общестроительные работы

16.1 Подготовительные и общестроительные работы на объекте, относящиеся к трассовым и внетрассовым, осуществляют в соответствии с требованиями СП 48.13330 и СП 393.1325800, а также иными нормативными документами, утвержденными в установленном законодательством порядке.

16.2 Устройства трассы и вдольтрассового проезда должны обеспечивать въезд, выезд и беспрепятственное прохождение специальной техники для укладки и монтажа трубопровода.

16.3 Площадки трубосварочной базы должны обеспечивать размещение барабанов с ГПАТ и соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.009, ГОСТ 12.1.004.

16.4 Конструкция переездов через трубопроводы должна быть определена проектом, обеспечивать безопасную эксплуатацию и не допускать повреждения трубопровода.

16.5 Строительно-монтажные работы без предварительной подготовки следует осуществлять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 20 °С, если иное не указано в технических условиях завода-изготовителя.

16.6 Все строительные машины, оснастка машин и инструменты, рабочие поверхности которых в процессе технологических операций контактируют с материалом труб и деталей, должны быть соответствующим образом защищены эластичными прокладками и покрытиями для защиты труб и деталей от повреждений.

16.7 Сооружение трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах должно быть осуществлено в период отрицательных температур с учетом требований 16.5.

17 Технология соединения труб. Контроль качества

17.1 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом и муфтой с закладными нагревателями

17.1.1 Сварочные работы следует проводить в условиях защиты от попадания атмосферных осадков и грязи в шов.

17.1.2 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом проводят согласно ГОСТ Р 55276, ГОСТ Р ИСО 12176-1 и ГОСТ Р ИСО 12176-2, а также с учетом рекомендаций завода-изготовителя труб.

17.1.3 Соединение с металлическими элементами выполняют согласно СП 406.1325800.

17.1.4 Усиление сварного стыка муфтой с закладными нагревателями проводят в соответствии с инструкциями и рекомендациями завода-изготовителя труб.

17.2 Соединение труб с помощью прессовых (обжимных) фитингов

17.2.1 Соединение ГПАТ с помощью прессовых (обжимных) соединительных деталей (фитингов) проводят в соответствии с инструкциями и рекомендациями завода-изготовителя.

17.2.2 Присоединение трубопроводов из ГПАТ к арматуре, насосам и другим узлам, указанным в проекте, проводят с помощью фланцевых соединений либо неразъемных соединений, которые поставляет завод-изготовитель в комплекте с ГПАТ.

17.2.3 Конструкции фланцевых присоединений к стальным трубопроводам и арматуре определены проектом. При сборке фланцевого соединения следует соблюдать общие требования:

- соединяемые поверхности должны быть очищены от всех загрязнений;
- на торцевых уплотняющих поверхностях втулок, ответных фланцев стальных трубопроводов не должно быть повреждений (забоин, царапин, раковин);
- соединяемые трубы, армирующий каркас должны быть сцентрированы для обеспечения соосности и исключения перекосов соединяемых торцов;
- при установке болтов гайки должны быть расположены на одной стороне фланцевого соединения;
- затяжку болтов (шпилек) следует проводить за несколько приемов поочередным завинчиванием противоположно расположенных гаек с соблюдением параллельности фланцев.

17.2.4 Фланцевое соединение труб и соединительных деталей проводить следующими способами:

- с помощью втулки под фланец приваренной сваркой встык нагретым инструментом с последующим усилением стыка муфтой с ЗН;
- при помощи прессовой (обжимной) соединительной детали с концевой металлической частью под фланцевое соединение.

17.2.5 Фланец должен быть заранее надет на втулку или обжимную соединительную деталь.

17.3 Контроль качества соединений труб и деталей

17.3.1 При строительстве трубопроводов для обеспечения требуемого уровня качества сварки следует проверять наличие документов, подтверждающих квалификацию сварщиков, аттестацию сварочного оборудования, проводить визуальный контроль (внешний осмотр) сварных соединений и измерительный (инструментальный) контроль их геометрических параметров.

17.3.2 С целью обеспечения требований к сборке и сварке труб и деталей проводят технический осмотр сварочных машин. При техническом осмотре следует проверять:

- выход нагревательного инструмента на заданную температуру и точность поддержания температуры (с помощью приборов для измерения температуры);
- целостность антиадгезионного покрытия рабочих поверхностей нагревательного инструмента, а также изоляции электропроводок (визуальным осмотром);
- работу центратора (зажимов, механизма перемещения подвижной головки, гидравлической системы или динамометра) путем зажатия концов труб и деталей, их соединения и сжатия;
- работу устройств для механической обработки торцов труб и деталей.

Результаты проверки должны соответствовать паспортным данным на оборудование.

17.3.3 Технический осмотр следует проводить через каждые 10 дней работы с регистрацией результатов проверки в журнале производства работ.

17.3.4 При использовании автоматизированных сварочных машин, имеющих электронные устройства управления процессом сварки, задание, поддержание и контроль за соблюдением параметров процесса сварки осуществляют системой управления, которая позволяет сохранять и выдавать на бумажном носителе распечатку протокола сварки.

17.3.5 Определение размеров валиков грата проводят непосредственно на сварном стыке в условиях строительного производства.

17.3.6 Качество сварных соединений труб при строительстве трубопроводов следует проверять в объеме 100 % от общего количества стыков.

17.3.7 Дефектные стыковые сварные соединения ГПАТ подлежат вырезке и должны быть повторно заварены.

17.3.8 При наличии переходов «ГПАТ-сталь» контроль сварных швов на стальных патрубках проводят в соответствии с СП 406.1325800 и ГОСТ Р 55724.

17.3.9 Механические повреждения уплотняющих поверхностей металлических деталей устраняют известными способами ремонта стальных поверхностей (сварка, точение, шлифование и т.п.).

17.3.10 Момент затяжки гаек при сборке фланцевого соединения должен быть установлен проектом. Контроль затяжки гаек следует проводить тарированными или динамометрическими ключами.

17.3.11 Собранное фланцевое соединение должно иметь маркировку механическим клеймением на наружной цилиндрической поверхности фланца трубы или детали. В маркировочные данные входит дата изготовления соединения и личное клеймо монтажника.

18 Укладка трубопровода

18.1 Непосредственно перед укладкой трубопровода проверяют качество выполнения земляных работ — геометрические размеры траншеи и состояние подготовки ее дна.

18.2 Подсыпку дна траншеи осуществляют мелкогранулированным грунтом фракцией не более 5 мм.

18.3 Методы подсыпки, засыпки и уплотнения грунтов засыпки, а также применяемые при этом механизмы определяются проектом и должны обеспечивать сохранность труб, исключая возможность их смещения (приложение А).

18.4 Работы по укладке необходимо проводить при температуре окружающего воздуха не ниже установленной заводом-изготовителем. При укладке в условиях более низких температур необходимо подогревать трубу до температуры, рекомендованной заводом-изготовителем.

18.5 При температуре окружающей среды выше плюс 10 °С следует предусматривать укладку трубопровода свободным изгибом, засыпку трубопровода производить в наиболее холодное время суток.

18.6 При температуре окружающей среды ниже плюс 10 °С следует предусматривать укладку трубопровода прямолинейно, засыпку трубопровода производить в наиболее теплое время суток.

18.7 Укладку трубопровода в траншею осуществляют равномерным сматыванием трубы с разматывающего устройства в траншею с помощью тяговой лебедки.

18.8 После размотки части трубопровода рекомендуется выдержка для выравнивания 4—5 часов. При проведении размотки в зимнее время необходимо учитывать температуру стеклования полимера, которая должна быть указана производителем. При проведении размотки ГПАТ ниже температуры, установленной заводом-изготовителем, необходимо применять предварительный прогрев.

18.9 Трубу следует разматывать равномерно с небольшим натягом. Направляющие для плавной укладки трубы на дно траншеи устанавливают на берме траншеи.

18.10 После укладки труба должна принять естественное положение, соответствующее рельефу дна траншеи.

18.11 Не допускается прокладка трубопровода методом протаскивания без устройства защитного футляра и специальных приспособлений.

18.12 При выполнении укладочных работ следует избегать ударов труб о стенки траншеи, инвентарные и монтажные опоры и другие твердые предметы.

18.13 Укладку следует проводить без резких перегибов. Не допускается сбрасывать трубу на дно траншеи или перемещать ее волоком по дну траншеи.

18.14 Свободные концы труб во время укладки закрывают заглушками заводского исполнения, которые снимают непосредственно перед сборкой.

18.15 Трубопровод должен плотно прилегать ко дну подготовленной траншеи по всей длине, без провисов и зазоров. При выявлении зазоров необходимо выполнить подсыпку зависающих мест грунтом с его уплотнением.

18.16 При прокладке группой необходимо строго выдерживать заданное расстояние между нитками.

Требования к подсыпке, присыпке и к трамбовке грунта такие же, как и при однониточной прокладке трубопровода.

19 Охрана труда и промышленная безопасность

19.1 При подготовительных, строительно-монтажных работах и эксплуатации трубопроводов должны быть выполнены требования системы стандартов безопасности труда (ССБТ) и требования промышленной безопасности в соответствии с действующими нормативно-техническими документами в Российской Федерации.

20 Приемка в эксплуатацию трубопровода

20.1 Приемку в эксплуатацию трубопровода, законченного строительством, производят по правилам, установленным СП 68.13330, СП 392.1325800 и СП 411.1325800.

20.2 К началу работы приемочной комиссии строительная организация должна представить дополнительно (к документам, предусмотренным в 20.1) следующие документы:

- схему попикетного расположения соединения труб;
- копии удостоверений монтажников труб;
- акт о предварительных испытаниях соединений труб;
- акт аттестации технологии соединения труб;
- паспорта на разъемные соединения труб;
- акт проверки качества гарантийных соединений;
- акты освидетельствования скрытых работ;
- журнал авторского надзора.

Журнал сборки стыков труб должен содержать: номера стыков; заводские номера труб, отводов, муфт, фланцев. Все стыковые соединения должны быть привязаны к пикетажу трассы трубопровода. Отклонения привязки стыка допускаются не более ±0,5 м. В журнале также фиксируют температуру воздуха при сборке стыка.

20.3 Приемку в эксплуатацию трубопровода проводят после устранения выявленных дефектов и несоответствий СМР и выполнения пусконаладочных работ.

Факт ввода в эксплуатацию принятого объекта регистрирует заказчик (пользователь объекта) в местных органах исполнительной и надзорных органах федеральной власти (региональных управлениях) — Ростехнадзора, МЧС и Экологического надзора.

20.4 Приемку объектов проводит приемочная комиссия, организуемая заказчиком.

Заказчик привлекает к приемке объекта пользователя объекта, проектную и строительные организации, представителей независимого строительного контроля, страховое общество.

Приемочную документацию оформляют в соответствии с требованиями 20.1.

20.5 Допускается повторное применение ГПАТ при непревышении суммарной наработки трубных изделий 25 лет в качестве временного или капитального объекта по удовлетворительным результатам экспертизы промышленной безопасности, выполненных в соответствии с методиками эксплуатирующей организации.

20.6 Эксплуатирующая организация обязана хранить исполнительную документацию в течение всего срока эксплуатации трубопровода.

20.7 Трубопроводы необходимо испытывать на прочность и герметичность гидравлическим способом согласно разделу 21.5.

20.8 Испытания допускается проводить не ранее, чем через 24 ч после окончания сварки последнего стыка.

20.9 Для испытания при температурах ниже 0 °С следует использовать водные растворы с температурой кристаллизации выше температуры проведения испытаний или жидкости с пониженной температурой замерзания (антифризы). Использованный антифриз следует утилизировать.

20.10 Допускается (при наличии теплотехнического расчета, выполненного проектной организацией) проведение гидравлического испытания подогретой водой от теплообменников, водоподогревательных установок, коммуникаций горячего водоснабжения и тому подобного или жидкостями с температурой замерзания ниже температуры окружающей среды.

20.11 В условиях отрицательных температур проведения гидравлических испытаний водой должна предусматриваться возможность быстрого удаления из трубопровода опрессовочной воды с помощью заранее установленных поршней-разделителей, перемещающихся под давлением воздуха или газа.

20.12 Для гидравлического испытания допускается применять подземные воды из сеноманских или других геологических горизонтов, с пониженной температурой замерзания.

20.13 Герметизацию концов трубных плетей при очистке полости и испытаниях проводят установкой заглушек специальных конструкций, а нагнетательные установки к трубопроводу подключают через разъемные соединения.

20.14 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные преграды следует подвергать гидравлическому испытанию давлением $1,5P_{раб.}$ после укладки и засыпки перехода. По требованию заказчика испытания могут быть проведены до засыпки перехода.

21 Эксплуатация трубопровода

21.1 Особенности эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов

21.1.1 Эксплуатацию промысловых трубопроводов осуществляют в соответствии с правилами, установленными для эксплуатации трубопроводов из стальных труб, но с учетом особенностей и специфических свойств ГПАТ.

21.1.2 При обслуживании трубопроводов следует применять приспособления и инструменты, специально предназначенные для работы с ГПАТ, в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

21.1.3 Места расположения разъемных соединений трубопроводов должны быть указаны на схеме и в паспорте трубопровода.

21.1.4 Проведение огневых работ на трубопроводах из полимерных материалов запрещено.

21.1.5 Очистку полости трубопровода следует проводить по регламенту, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации.

21.1.6 Трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке и замене в следующих случаях:

- обнаружены дефекты в виде трещин, свищей, пробоин;
- армирующий каркас труб оголился;
- выявлены дефекты соединений, не подлежащие ремонту и исправлению.

21.1.7 Для ликвидации аварий и ремонта трубопровода в составе аварийно-восстановительной бригады должно быть организовано специализированное звено, имеющее соответствующее техническое оснащение, с персоналом, прошедшим обучение и имеющим соответствующую квалификацию.

21.2 Наружный осмотр трубопровода

21.2.1 Осмотр трассы введенного в эксплуатацию трубопровода проводят в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем эксплуатирующей организации.

21.2.2 При осмотре трасс трубопроводов особое внимание следует уделить:

- показаниям приборов контроля за давлением в трубопроводе;
- наличию признаков утечек перекачиваемого продукта на поверхность;
- наличию посторонних лиц и техники в охранной зоне трубопровода;
- наличию оголений, размывов, оползней, оврагов и т. п.;
- состоянию переходов через естественные и искусственные преграды;
- наличию несанкционированных переездов;
- состоянию вдольтрассовых сооружений;
- местам соединений надземных участков трубопровода.

21.2.3 В местах возможных механических повреждений трубопроводов должны быть установлены ограждения в соответствии с проектом.

21.3 Ревизия трубопровода

21.3.1 Для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации необходимо проводить ревизию трубопроводов в соответствии с [3].

21.3.2 Периодичность и объемы проведения ревизии ГПАТ устанавливают в документации эксплуатирующей организации в зависимости от условий эксплуатации, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ГПАТ, с учетом опыта эксплуатации аналогичных ГПАТ, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации с учетом рекомендаций завода-изготовителя (при наличии), но не реже одного раза в 8 лет. Первую ревизию вновь построенных трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после ввода в эксплуатацию.

21.3.3 Ревизию проводит служба контроля (технического надзора) эксплуатирующей организации, имеющая специальную подготовку по проведению контроля трубопроводов, либо специализированная организация.

21.3.4 В случае установки на трубопроводе узлов контроля по 9.1.18 при ревизии производят демонтаж диагностических ГПАТ для последующего обследования в независимой лаборатории по методике завода-изготовителя.

21.3.5 Во время ревизии проводят периодические гидравлические испытания в соответствии с регламентом эксплуатирующей организации с учетом требований 21.5.

21.4 Очистка трубопроводов от парафина, воды и механических примесей

21.4.1 Необходимость проведения очистки внутренней полости трубопровода, ее периодичность и параметры определяет эксплуатирующая организация исходя из свойств перекачиваемого продукта с учетом рекомендаций завода-изготовителя.

21.4.2 При очистке трубопроводов должна быть исключена возможность повреждения внутренней поверхности трубы.

21.4.3 Категорически запрещается проводить пропарку, очистку стальным «ершом» или стальной проволокой. Допускается промывка подогретой водой, нефтью или растворителями, не влияющими на материал труб при давлении не выше давления опрессовки. Максимальную температуру нагрева трубопровода определяет завод-изготовитель ГПАТ.

21.4.4 Промывку трубопровода следует вести, обеспечивая скорость движения промывочной жидкости в трубопроводе 1—1,5 м/с.

21.4.5 Если целью очистки полости трубопровода является восстановление его гидравлического сопротивления, то процесс очистки выполняют при

$$\frac{\Delta P_n - \Delta P_o}{\Delta P_o} \geq 0{,}06, \qquad (74)$$

где ΔP_n — фактический перепад давления на данном участке трубопровода в анализируемый период времени, МПа;

ΔP_o — теоретический перепад давления при заданном режиме работы на данном участке трубопровода, МПа.

21.4.6 Допускается очистка трубопровода продувкой, в том числе с использованием поршней, при давлении не выше максимального давления опрессовки.

21.4.7 Диаметр перепускной (байпасной) линии и полнопроходного крана на ней должен составлять не менее 0,3 от диаметра труб продуваемого участка.

21.5 Испытания трубопровода

21.5.1 Испытания трубопроводов следует проводить после завершения строительно-монтажных работ и при ревизии трубопроводов. Периодичность испытаний устанавливают исходя из скорости снижения прочностных свойств полимерных элементов трубопровода до отбраковочных значений, определенных ПД. Принятая периодичность испытаний должна обеспечивать безопасную эксплуатацию трубопровода до проведения следующего диагностирования.

21.5.2 Продолжительность испытаний трубопровода и величины испытательных давлений рекомендуется устанавливать на основании СП 284.1325800.

На всех этапах испытаний в любой точке испытуемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных предприятиями-изготовителями заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование.

21.5.3 Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) следует устанавливать с учетом технического состояния ГПАТ, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ГПАТ с учетом рекомендаций завода-изготовителя.

21.5.4 Трубопроводы необходимо испытывать на прочность и герметичность гидравлическим способом. Для проведения испытаний на прочность и герметичность трубопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные запорной арматурой. Длину участков определяют индивидуально в зависимости от фактической схемы прокладки трубопровода на основании регламента эксплуатирующей организации.

21.5.5 С целью исключения гидроударов при проведении гидравлических испытаний не допускается резкое открытие и закрытие запорной арматуры.

21.5.6 Во время испытаний трубопровода все соединения подлежат осмотру. Трубы, трубные детали и соединения при наличии утечек должны быть заменены.

21.5.7 После окончания испытаний проводят сброс давления со скоростью, исключающей гидравлический удар.

21.5.8 При определении зон безопасности при испытаниях трубопроводов следует руководствоваться требованиями [3].

21.6 Поддержание технологических режимов эксплуатации трубопровода

21.6.1 Поддержание основных параметров работы и надежность при эксплуатации трубопроводов обеспечивают системами контроля, регулирования и аварийной защиты.

21.6.2 Допустимые отклонения давления и температуры определяют проектом.

Для проведения аварийно-восстановительных работ в эксплуатирующей организации должен быть предусмотрен аварийный запас труб и соединительных деталей.

Запас аварийного оборудования для ремонта трубопровода должен обеспечивать своевременную замену дефектного участка, при этом аварийный запас узлов соединений должен составлять не менее 2 единиц на 1 км трубопровода.

21.7 Ремонт трубопровода

21.7.1 Виды и объемы ремонта трубопровода устанавливает эксплуатирующая организация на основе оценки его технического состояния.

21.7.2 Ремонт трубопроводов проводят в соответствии с 0.

21.7.3 В качестве временной меры для ликвидации утечек допускается применение металлических хомутов с резиновым уплотнением или специальных устройств, предназначенных для этих целей и имеющих соответствующую разрешительную документацию. При этом трубопровод должен выдерживать испытательное давление в соответствии с 21.5, максимальный срок эксплуатации не должен превышать 12 мес с момента ликвидации утечки. По истечении данного срока эксплуатация без проведения ремонта не допускается.

21.7.4 Ремонт трубопроводов проводят в полевых условиях при температуре окружающего воздуха не ниже температуры, рекомендованной заводом-изготовителем.

21.7.5 Соединительные детали повторному использованию и ремонту не подлежат.

21.7.6 Ремонт внутренней оболочки трубопровода не допускается.

21.7.7 Засыпку трубопровода производят после положительных результатов испытаний.

21.7.8 Сведения о проведенном ремонте заносятся в паспорт трубопровода.

21.8 Техническое обслуживание промысловых трубопроводов

Техническое обслуживание промысловых трубопроводов проводят в соответствии с требованиями правил [3].

22 Охрана окружающей среды

22.1 При проектировании, строительстве и эксплуатации трубопроводов следует строго соблюдать [11], а также другие нормативные документы в этой области, в том числе: ГОСТ 17.4.3.02, ГОСТ 17.1.3.05, ГОСТ 17.1.3.10, ГОСТ Р 59057, в которых определены требования к охране окружающей среды.

22.2 Проектно-сметная документация на строительство трубопровода должна содержать раздел по природоохранным мероприятиям, формулирующий требования согласно действующим законодательным документам об охране земли, вод, леса, атмосферного воздуха, животного мира, памятников истории и культуры.

22.3 При этом необходимо оптимизировать варианты защиты окружающей среды с учетом сохранения технической надежности трубопровода, отличающихся специфическими свойствами по сравнению со стальными трубопроводами.

23 Вывод из эксплуатации

23.1 Трубопроводы, выведенные из схемы технологического процесса, должны быть отключены, освобождены от перекачиваемого продукта и заглушены.

23.2 Трубопроводы, временно выведенные из эксплуатации, подлежат консервации в соответствии с правилами [3].

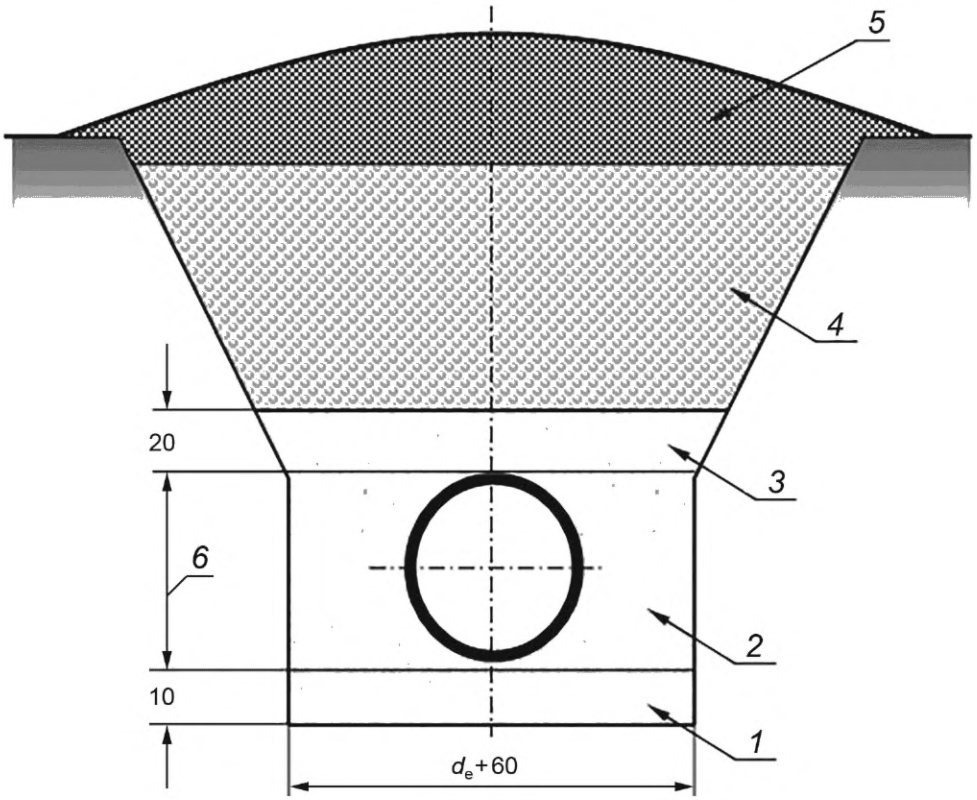
23.3 При демонтаже трубопровода класс опасности отходов определяют в соответствии с действующим законодательством.

Приложение А
(справочное)

Пример устройства траншеи в устойчивых грунтах

Пример конструкции перехода трубопровода и устройства траншеи в устойчивых грунтах приведен на рисунке А.1.

Размеры в сантиметрах



1 — подсыпка дна траншеи; *2* — уплотняемый трамбовкой грунт — подбивка; *3* — присыпка над верхней образующей трубопровода; *4* — засыпка вынутым грунтом (минеральным); *5* — плодородная почва; *6* — наружный диаметр, d_e, см

Рисунок А.1 — Схема прокладки трубопроводов в устойчивых грунтах

Библиография

[1] Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

[2] Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

[3] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534

[4] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[5] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и других объектов

[6] Правила устройства электроустановок (ПУЭ)

[7] СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
(Утверждена приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 280)

[8] Правила охраны магистральных трубопроводов (утверждены Минтопэнерго России 29 апреля 1992 г. и постановлением Госгортехнадзора России от 22 апреля 1992 г. № 9)

[9] Правила плавания по внутренним водным путям Российской Федерации (утверждены приказом Минтранса России от 19 января 2019 г. № 19)

[10] СН 550-82 Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб

[11] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

УДК 622.692.4.07:006.354 ОКС 75.200

Ключевые слова: трубопроводы промысловые, гибкие трубы полимерные, армированные, проектирование, конструктивные требования, концевые соединительные детали, гидравлический расчет, нагрузка, прочность, устойчивость, балластировка, строительство, эксплуатация, ремонт

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 09.01.2024. Подписано в печать 06.02.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 5,21.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru