ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70624— 2023

ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫСЛОВЫЕ ИЗ ТРУБ ПОЛИМЕРНЫХ, АРМИРОВАННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ КАРКАСОМ

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. № 1670-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 3
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 5
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 14
9.4 Наземная (в насыпи) прокладка трубопроводов 15
9.5 Надземная прокладка трубопроводов 16
9.6 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах 17
9.7 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 трубопроводов через железные и автомобильные дороги 20
10.3 Переходы через болота 22
11 Гидравлический расчет 23
12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость положения 23
12.1 Общие положения 23
12.2 Нагрузки и воздействия 23
12.3 Проверка прочности принятого конструктивного решения 25
12.4 Проверка устойчивости положения (против всплытия) 25
12.5 Проверка несущей способности по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения труб 26
12.6 Расчет надземного трубопровода 29
13 Материалы, трубы и соединительные детали 31
13.1 Требования к трубам и соединительным деталям 31
13.2 Тепловая изоляция трубопроводов 32
13.3 Балластировка трубопроводов 32
13.4 Нетканые геотекстильные материалы 33
13.5 Термостабилизаторы 34
13.6 Система электрообогрева 34
13.7 Защита от коррозии 34
14 Входной контроль труб и соединительных деталей 34
15 Транспортирование и складирование труб и соединительных деталей 35
16 Подготовительные и общестроительные работы 35
17 Технология соединения труб и деталей. Контроль качества 36
17.1 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом 36
17.2 Соединение труб сваркой встык с применением деталей с ЗН 36
17.3 Усиление стыковых соединений 36
17.4 Монтаж фланцевых соединений и неразборных соединений со стальными трубами 37
17.5 Контроль качества соединений труб и деталей 37
18 Укладка трубопровода 38
19 Охрана труда и промышленная безопасность 41
20 Приемка в эксплуатацию трубопровода 41

21 Эксплуатация трубопровода 42
21.1 Особенности эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов. 42
21.2 Наружный осмотр трубопровода. 43
21.3 Ревизия трубопровода 43
21.4 Очистка трубопроводов от парафина, воды и механических примесей 43
21.5 Испытания трубопровода. 44
21.6 Поддержание технологических режимов эксплуатации трубопровода 44
21.7 Ремонт трубопровода. 45
21.8 Техническое обслуживание промысловых трубопроводов. 45
22 Охрана окружающей среды 45
23 Вывод из эксплуатации 45
Приложение А (справочное) Пример устройства траншеи в устойчивых грунтах 46
Библиография 47

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 полимерных труб, армированных металлическим каркасом.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТРУБОПРОВОДЫ ПРОМЫСЛОВЫЕ ИЗ ТРУБ ПОЛИМЕРНЫХ, АРМИРОВАННЫХ МЕТАЛЛИЧЕСКИМ КАРКАСОМ

Правила проектирования, монтажа и эксплуатации

Field pipelines made of metal frame 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, эксплуатацию, реконструкцию и капитальный ремонт промысловых трубопроводов из полимерных труб, армированных металлическим каркасом (далее — трубопроводы), номинальным размером от 90 до 315 мм включительно, допустимым рабочим давлением не выше 6,3 МПа и температурой рабочей среды не выше плюс 80 °С, изготовленных по ГОСТ Р 59910.

Настоящий стандарт распространяется на все типы промысловых трубопроводов согласно Федеральным нормам и правилам [3].

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 1,2 МПа или рабочей температуре свыше плюс 60 °С;
- трубопроводы для транспортирования продукции, содержащей сероводород (парциальное давление сероводорода выше 0,00030 МПа);
- 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 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

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 2930 Приборы измерительные. Шрифты и знаки

Издание официальное

ГОСТ 9238 Габариты железнодорожного подвижного состава и приближения строений

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10692 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

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

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 55724 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

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

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 59910—2021 Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом, 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 18.13330 Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий)

СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-89* 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 37.13330.2012 «СНиП 2.05.07-91* Промышленный транспорт»

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

СП 61.13330 «СНиП Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»

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

СП 86.13330 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы»

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

СП 341.1325800 Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением

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 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. Сведения о действии сводов правил целесообразно проверить в Федеральном информационном фонде стандартов.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 24856, ГОСТ 32794, ГОСТ Р 54559, ГОСТ Р 57512, ГОСТ Р 59910, 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 **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

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

Примечание — Ответвление присоединяется к основному трубопроводу посредством тройникового соединения.

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

3.5 **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 — головная компрессорная станция;

ГНС — головная насосная станция;
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;
МЧС — Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий;
ПАСД — полимерная армированная соединительная деталь;
ПАТ — полимерная труба, армированная металлическим каркасом;
ПД — проектная документация;
ПКГУ — полимерно-контейнерные грунтозаполненные утяжелители;
ПС — пункт сбора;
ПУЭ — правила устройства электроустановок;
ПХГ — подземное хранилище газа;
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 принимаются 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, устанавливается 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 определяются 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, при обваловании или на одной эстакаде с учетом требований раздела 8.

Количество трубопроводов в группе определено ПД 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 СМР 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 коэффициент запаса $f_{ср}$, учитывающий транспортируемую среду.

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 нетоксичные 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 для транспортирования среды с кодом «газ» в зависимости от рабочего давления относят к одному классу:

- IV класс — при рабочем давлении не выше 1,2 МПа включительно.

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

- III класс — трубопроводы номинальным размером не более 315 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 их расположением на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Минимальные расстояния в свету от трубопроводов устанавливаются в соответствии с [4].

Минимальные расстояния в свету от трубопроводов для транспортирования сред с кодом «вода» до зданий и сооружений следует принимать 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 — футляр).

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

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

Продолжение таблицы 2

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

Примечания

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

2 Расстояния, указанные в настоящей таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов — от проектной городской черты на расчетный срок 25 лет; промышленных предприятий — от границ отведенных им территорий; 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 и 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).

Продолжение таблицы 2

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 %.

6 При надземной прокладке газопроводов расстояния, указанные в настоящей таблице, следует принимать с коэффициентом: 2,0 — для пункта 1; 1,5 — для пункта 2; 1,0 — для остальных пунктов.

7 Расстояния между устьем скважин ПХГ и месторождений и подземно прокладываемыми газопроводами-шлейфами от других скважин номинальным размером не более 315 мм и давлением не выше 6,3 МПа включительно 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.

8 Категории автомобильных дорог следует принимать:

- для дорог общего пользования и подъездных дорог к промышленным предприятиям — по ГОСТ Р 52398 и СП 34.13330;
- внутренних автомобильных дорог промышленных предприятий и организаций — по СП 37.13330.

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

10 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 — отдельно стоящие 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;

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;

Окончание таблицы 2

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 Выбор трассы трубопроводов следует проводить на основе технико-экономического обоснования и экологической допустимости исходя 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 быть расположены 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, следует принимать исходя из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового, безопасности при проведении работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в 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 многолетнемерзлых грунтов		на ММГ, теряющих при оттаивании несущую способность	
	Способ прокладки			
	Подземный	Надземный на опорах	Подземный	Надземный на опорах
До 175 включ.	5	15	20	30
Св. 175 до 315 включ.	8	25	30	35
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 с учетом 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 обвалования минимальные расстояния между параллельными вновь строящимися трубопроводами принимают по данным, приведенным в таблице 3.

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

8.10 Проектируемый трубопровод, прокладываемый параллельно действующему, следует располагать, при возможности, 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 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 быть регламентированы СП 341.1325800.

9 Конструктивные решения трубопроводов

9.1 Общие положения

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

9.1.2 Минимальная толщина стенки трубы и ее предельное отклонение должны быть определены по ГОСТ Р 59910 и установлены в документации предприятия-изготовителя.

9.1.3 Трубопроводы надземной прокладки должны быть спроектированы 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 соединение труб и соединительных деталей проводят в соответствии с ГОСТ Р 59910.

Фланцевое и резьбовое (рабочее давление не выше 4 МПа) соединения применяют только в местах переходов на стальной трубопровод и присоединения к запорной арматуре, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов.

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

9.1.5 Выбор способа соединения трубопроводов осуществляют на этапе проектирования исходя из условий эксплуатации в соответствии с нормативной документацией и инструкцией завода-изготовителя.

9.1.6 Тип конструкции трубы определяется на этапе проектирования с учетом обеспечения требований безопасности эксплуатации трубопровода.

9.1.7 Места установки запорной арматуры должны быть определены ПД 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.

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

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

9.1.10 Для уменьшения продольных перемещений и усилий конструкций на примыкающие к ним узлы и конструктивные элементы следует предусматривать проведение специальных мероприятий, в том числе установку открытых или закрытых компенсаторов, неподвижных опор, установку компенсаторов-упоров.

9.1.11 Минимальные допустимые радиусы упругого изгиба следует принимать исходя из устойчивости положения трубопровода, но не менее значений, указанных в таблице 4.

При невозможности размещения трубопровода по кривой упругого изгиба для осуществления поворота трассы трубопровода следует применять отводы.

Отводы для тех участков трубопроводов, в которых предусмотрен пропуск ВТУ, должны иметь радиус изгиба не менее 5 *DN*/*OD* мм. Допускается применение отводов с радиусом изгиба менее 5 *DN*/*OD* мм по согласованию с заказчиком, если иное не указано в задании на проектирование.

Таблица 4 — Минимальный допустимый радиус упругого изгиба трубопровода из ПАТ

Номинальный размер *DN*/*OD*, мм	Радиус упругого изгиба трубопровода, м
90	50
[95], 110	65
[115], 125	75
140	85
160	95
[175], 180	110
200	120
225	135
250	150
[275], 280	170
315	190
Примечание — […] — в скобках указаны диаметры труб, трубные концы которых должны иметь стандартные размеры, позволяющие применить стандартное сварочное оборудование и детали с ЗН.	

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

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

9.1.14 При транспортировании по трубопроводу влажных или конденсирующихся продуктов должны быть предусмотрены меры, предупреждающие образование ледяных и гидратных пробок (ввод метанола, ингибитора, укладка трубопровода ниже глубины промерзания, путевой подогрев трубопровода). Выбор метода определен на основании технико-экономических расчетов.

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

9.1.15 Овальность сечений трубопроводов при внутреннем давлении, равном атмосферному, не должна превышать значений, установленных ГОСТ Р 59910—2021 (п. 5.1.9).

9.1.16 Необходимость установки и конструкция узлов пуска и приема ВТУ определены проектом. Места установки узлов пуска и приема ВТУ должны быть ограждены, иметь освещение, к ним должен быть обеспечен подъезд автомобильного транспорта.

Все элементы трубопроводов в пределах одного участка, по которому предусмотрено прохождение ВТУ, должны иметь один номинальный размер *DN/OD* по ГОСТ Р 59910 (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 быть предусмотрены проектные решения, исключающие возможность попадания ВТУ в ответвление.

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

9.1.19 Пересечения трубопроводов с ВЛ следует проектировать в соответствии с требованиями правил [6].

9.1.20 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 раздела 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 с 10 %-ной обеспеченностью на обоих концах подводного и надземного (воздушного) переходов через водную преграду (реки, ручьи) при условии одновременного выполнения условий по ее ширине более 10 м по зеркалу воды в межень и по 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 т. ч. железных дорог общей сети и автомобильных дорог I—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 не более 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 с 10 %-ной обеспеченностью.

Границы перехода должны соответствовать требованиям 10.1.4.

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, для подземных трубопроводов в одной траншее и для наземных трубопроводов в единой насыпи.

9.2.7 Отключающая арматура, размещаемая в соответствии с перечислением б) 9.2.2, 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, на узлах пуска и приема ВТУ, а также 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 с учетом опорожнения участка трубопровода между запорной арматурой в течение 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, приведенными в таблице 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 быть предусмотрен 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 должны быть 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 проводят 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 определяют 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) 0,8 м — на непахотных землях вне постоянных;

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

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

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

д) при пересечении автомобильных дорог:

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

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

9.3.2 Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих среды, замерзающие при отрицательной температуре, считая до верхней образующей трубы, должна быть на 0,5 м более расчетной глубины промерзания/протаивания грунта. Допускается меньшая глубина заложения трубопровода 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 Прокладка трубопровода в районах распространения ММГ определяется 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 осуществлен 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 следует проводить, принимая во внимание дополнительные воздействия, вызванные морозным пучением грунтов. Степень пучения определяют исходя из теплотехнических расчетов сезонных колебаний температур, принимая во внимание тепловое влияние трубопровода на грунты основания.

Следует выравнивать дно траншеи в местах «стыковки» участков с грунтами разной степени просадочности (с отличающимися структурами) для того, чтобы избежать появления в трубопроводе дополнительных изгибных напряжений. Необходимо обеспечивать уплотнение «подушки» до достижения 90 % 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 требований 12.4.

9.3.11 При прокладке трубопроводов по направлению уклона местности свыше 20 % следует предусматривать устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов. Перемычки должны обеспечивать устойчивость плети от 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 нормами и правилами в области промышленной безопасности [1] и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы. Для всех способов прокладки, за исключением наземного без обвалования и надземного, 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 должна быть произведена нивелировка дна траншеи:

- на прямых участках через 50 м;
- вертикальных кривых упругого изгиба через 10 м;
- вертикальных кривых, выполняемых с помощью гнутых отводов, через 2 м;
- переходах через железные и автомобильные дороги, ручьи, реки, овраги, балки и другие преграды — в соответствии с разрабатываемыми индивидуальными рабочими чертежами.

9.3.18 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 должно быть 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:

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

9.5 Надземная прокладка трубопроводов

9.5.1 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.

9.5.2 При надземной прокладке трубопроводов по свайному основанию (эстакаде) допускается параллельная прокладка нескольких трубопроводов на одних ригелях.

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

9.5.4 Надземная прокладка должна быть осуществлена с учетом самонесущей способности ПАТ преимущественно в виде балочных систем, подразделяющихся на следующие виды:

- прямолинейная прокладка без компенсации продольных перемещений;
- прокладка трубопроводов с самокомпенсацией продольных перемещений (однопролетные консольные переходы, многопролетные системы с Г-, П- и Z-образными и другими компенсаторами).

9.5.5 Величина пролетов должна быть определена в зависимости от принятой схемы и конструкции надземной прокладки согласно требованиям 12.6.

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

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

9.5.8 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), но не менее 0,5 м:

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

При пересечении автомобильных дорог расстояние от низа трубопровода до верха покрытия проезжей части должно быть принято 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.

При установлении высоты прокладки трубопроводов над землей на участках ММГ должны быть учтены 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 автомобильной дороги) и футляров на трубопроводах.

9.5.9 На поверхности деталей опор, соприкасающихся с ПАТ, не допускаются задиры, заусенцы и острые кромки.

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

9.5.11 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.

9.5.12 При прокладке трубопроводов через естественные препятствия расстояние от нижней образующей трубы или пролетного строения следует принимать при пересечении:

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

9.5.13 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.

9.6 Прокладка трубопроводов в просадочных и пучинистых грунтах

9.6.1 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 быть осуществлена в соответствии с СП 22.13330;
- прокладка для грунтов I типа просадочности трубопроводов аналогична прокладке для непросадочных грунтов.

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

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

9.6.3 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.

9.6.4 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.

9.7 Прокладка трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах

9.7.1 Выбор принципа использования ММГ в качестве основания следует проводить в соответствии с СП 25.13330 теплотехническим расчетом 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.

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

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

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

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

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

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

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

9.7.9 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.

9.7.10 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 Переходы трубопроводов через водные преграды могут быть спроектированы одним из трех способов прокладки:

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

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

в) надземным (воздушным) способом.

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

10.1.3 При устройстве надводных переходов следует руководствоваться требованиями 9.5.12. Устройство подводных переходов осуществляют согласно СП 422.1325800.

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

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

10.1.5 При устройстве подводных переходов трубопроводов, проложенных в группе, расстояния между ними в границах перехода принимают по данным, приведенным в таблице 3. При этом размещение запорной арматуры следует проводить с учетом положений 10.1.4.

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

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы 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.

10.1.7 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 должны соответствовать данным таблицы 2 как для подземной прокладки.

10.1.8 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 из 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.

10.1.9 Минимальное расстояние между параллельными трубопроводами на участках переходов трубопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной не более 25 м, а также между прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как и для линейной части трубопровода.

10.1.10 Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 %-ной обеспеченности следует рассчитывать против всплытия в соответствии с указаниями 12.4.

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 их надежное крепление к трубопроводу для укладки трубопровода способом протаскивания по дну;
- на пойменных участках — одиночные средства балластировки.

10.1.11 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 и условий прокладки кабеля данного трубопровода.

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

10.1.12 Профиль трассы трубопровода следует принимать с учетом минимального допустимого радиуса изгиба трубопровода (см. таблицу 4), рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой нагрузки и способов укладки подводного трубопровода.

10.1.13 Отключающая арматура, устанавливаемая на подводных переходах трубопроводов согласно 9.2, в случае установки в пойменной части водной преграды должна быть размещена на обоих берегах на отметках не ниже чем 10 %-ная обеспеченность отметок ГВВ и не менее чем на 0,2 м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

10.1.14 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 пр.).

10.1.15 При ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения ее трубопроводом при подземных способах прокладки (траншейный и метод наклонно-направленного бурения) должна быть предусмотрена резервная нитка. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды установлена проектом.

10.1.16 При ширине заливаемой поймы выше 500 м по уровню ГВВ с 10 %-ной обеспеченностью и продолжительностью затопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной не более 75 м.

Диаметр резервной нитки должен соответствовать диаметру основного трубопровода.

Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку, если это предусмотрено в задании на проектирование.

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

10.1.17 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.

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

10.1.19 Проектные отметки верха трубопровода на переходе с использованием метода 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.

10.2 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

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

Прокладка трубопровода через тело насыпи 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 спроектировать наземными в соответствии с 9.4;
- прокладка промысловых трубопроводов через тело насыпи автомобильных дорог предусмотрена в защитном футляре;
- при прокладке промысловых трубопроводов через тело насыпи автомобильных дорог концы футляра выведены на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна;
- следует контролировать отсутствие пересечения автомобильных дорог в местах поворота трубопровода в плане;
- пересечение автомобильных дорог в теле насыпи выполнено 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 осуществлено открытым способом с перекрытием движения транспорта и восстановлением поврежденного дорожного полотна;
- на участке пересечения автомобильных дорог трубопроводами предусмотрены 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 предусмотрена установка дорожных знаков, запрещающих остановку или стоянку транспортных средств на данных участках дороги;
- в теле насыпи автомобильной дороги 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 одеждой в теле насыпи.

10.2.2 Угол пересечения трубопровода с железными и категорированными автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°, но не менее 60°. При соответствующем обосновании пересечения 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 до 35°.

Категории автомобильных дорог определяют согласно 7.2.1 СП 37.13330.2012.

10.2.3 На переходах трубопровода над железными дорогами общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов следует принимать в соответствии с требованиями габарита С по ГОСТ Р 9238.

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

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

10.2.6 Участки подземных промысловых трубопроводов в местах пересечения автомобильных и 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 перехода из расчета допустимого давления на поверхность трубы, допустимого прогиба трубопровода между кольцами и с

учетом дополнительных нагрузок при протаскивании рабочей плети через защитный футляр. На выходе из футляра на трубную плеть устанавливают совместно (вплотную друг к другу) три опорно-направляющих кольца для компенсации «эффекта консоли» (см. рисунок 1).

Концы футляра должны быть выведены на расстояние:

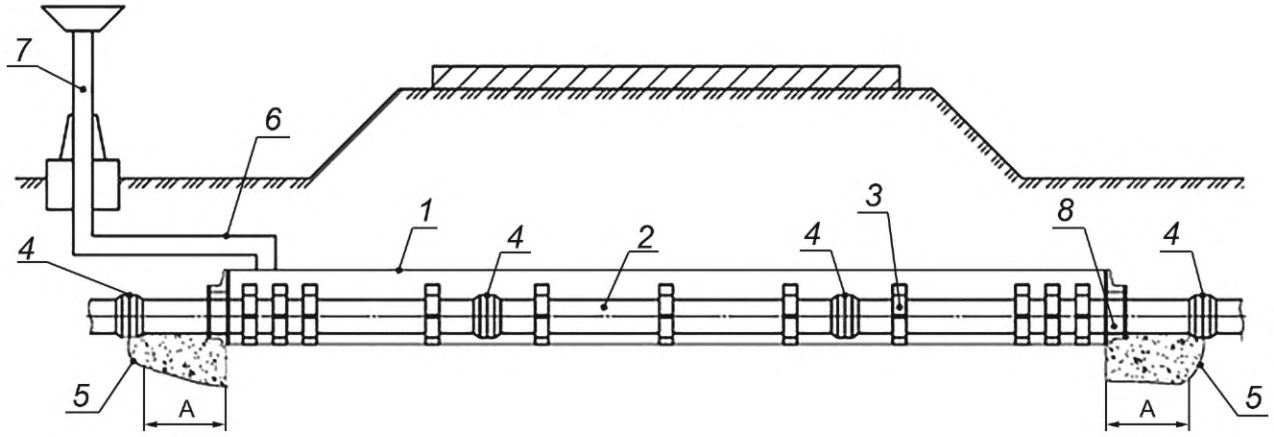
- при прокладке трубопроводов через железные дороги — 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса, выемки, а при наличии водоотводных сооружений — от крайнего водоотводного сооружения;
- при прокладке трубопроводов через автомобильные дороги — 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от 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, транспортирующих среды с кодом «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 том случае, если футляр имеет вогнутый изгиб, рекомендуется устанавливать вытяжные свечи по обе стороны перехода.



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 сварным стыком ПАТ, не менее 1 м

Рисунок 1 — Конструкция перехода трубопровода через дорогу в защитном футляре

10.2.7 Конструкция защитного футляра должна быть запроектирована таким образом, чтобы исключить попадание продукта на полотно дороги и минимизировать площадь растекания транспортируемого продукта в окружающей среде.

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

10.2.9 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 — не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа. При прокладке перехода методом прокола, горизонтального или 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 исходя 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.

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

10.2.11 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.

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

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

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

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

10.2.15 На промысловых автомобильных дорогах, соблюдающих производственные связи между месторождениями, а также на дорогах внутри месторождения при невозможности подземного способа прокладки трубопроводов из-за сложности соблюдения необходимого температурного режима системы «трубопровод—грунт» можно применить вариант пересечения в виде мостового перехода автомобильной дороги 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.

10.3 Переходы через болота

10.3.1 Укладка трубопровода при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима предусматривается 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 12.4.

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

11 Гидравлический расчет

11.1 Диаметр трубопровода назначают на основании результатов гидравлических и прочностных расчетов и выбирают из ряда номинальных размеров *DN/OD* по ГОСТ Р 59910—2021 (п. 5.1.2).

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;
- принятого конструктивного решения при подземной прокладке [(проверка устойчивости положения против всплытия, определение необходимой величины балластировки, обеспечение кольцевой формы поперечного сечения (предельно-допустимой величины овальности)];
- принятого конструктивного решения при надземной прокладке (определение шага опор, расчет на жесткость и устойчивость).

12.1.2 Продольную устойчивость трубопровода при подземной прокладке следует рассчитывать согласно общим правилам строительной механики с учетом положений ГОСТ Р 55990.

12.1.3 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.

12.1.4 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.

12.1.5 Прочность и устойчивость положения трубопроводов должны быть обеспечены проектными решениями, подтверждены расчетом согласно 12.4 и 12.5 и обеспечены на стадиях сооружения, испытания и эксплуатации трубопровода.

12.1.6 Характеристики ПАТ должны быть определены требованиями ГОСТ Р 59910, а их численные значения должны быть приведены в документации завода-изготовителя и подтверждены протоколами испытаний.

Дополнительно к характеристикам по ГОСТ 59910 в ТУ завода-изготовителя должны быть указаны численные значения следующих показателей: модуль упругости материала труб в осевом направлении (E), модуль упругости материала труб в кольцевом направлении ($E_к$), коэффициент Пуассона материала труб в продольном направлении ($\mu_{пр}$), коэффициент Пуассона материала труб в кольцевом направлении ($\mu_к$), коэффициент ползучести материала трубы (k_c). По требованию заказчика указанные характеристики ПАТ 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) необходимо учитывать следующие 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 или вакуум в трубопроводе, вес транспортируемого продукта, температурные воздействия, воздействия, обусловленные деформацией грунта);
- кратковременные нагрузки (проезд транспортных средств).

12.2.2 Рабочее давление транспортируемого продукта установлено ПД с соблюдением условий, приведенных в 12.3.

12.2.3 Погонные весовые нагрузки определяют:

- для погонного веса труб, составляющих трубопровод $q_т$, Н/м, по формулам (1) или (2):

$$q_т = \rho_т \cdot g \cdot \pi \cdot (d_e - e_т) \cdot e_т, \quad (1)$$

где $\rho_т$ — плотность материала трубы, кг/м^3;

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

d_e — наружный диаметр трубы, м;

$e_т$ — средняя толщина стенки трубы, м;

$$q_т = m_т g, \quad (2)$$

где $m_т$ — масса 1 п. м труб, составляющих трубопровод, кг, определяемая в соответствии с документацией завода-производителя или рассчитанная по ГОСТ Р 59910—2021 (приложение В);

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

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

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

$e_{т.с}$ — толщина теплоизоляционного слоя, м;

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

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

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

R_g — газовая постоянная, Дж/(кг·К);

Z — коэффициент сжимаемости газа;

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

d_{im} — средний внутренний диаметр трубы, м;

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

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

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

12.2.4 Нормативную вертикальную нагрузку от давления грунта на трубопровод $q_{гр}$, Па, определяют по формуле

$$q_{гр} = \rho_{гр} \cdot g \cdot h_т, \quad (6)$$

где $\rho_{гр}$ — плотность грунта, кг/м^3;

$h_т$ — расстояние от верха трубы до поверхности земли, м.

12.2.5 Гидростатическое давление воды $p_в$, Па, определяют по формуле

$$p_в = \rho_в \cdot g \cdot h_в, \quad (7)$$

где $\rho_в$ — плотность воды при стандартных условиях с учетом растворенных в ней солей (или разжиженного грунта в соответствии с 12.1.4), кг/м^3;

$h_в$ — высота столба грунтовых вод над верхней образующей трубопровода, м.

12.2.6 Выталкивающую силу воды $q_в$, Н/м, определяют по формуле

$$q_в = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_в \cdot g \cdot d_к^2, \quad (8)$$

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

12.2.7 Нормативный температурный перепад в трубопроводе надлежит принимать равным разнице между максимальной или минимальной возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

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

12.3 Проверка прочности принятого конструктивного решения

12.3.1 Поверочный расчет трубопроводов на прочность следует проводить после выбора его основных конструктивных параметров с учетом всех расчетных нагрузок и воздействий для всех случаев, возникающих при сооружении, испытании и эксплуатации.

12.3.2 Поверочный расчет трубопровода на прочность состоит в выполнении проверок:

- прочности по допускаемому рабочему давлению;
- напряжений в сварных соединениях от рабочего давления.

12.3.3 Проверку прочности допускаемого рабочего давления $P_{раб}$, МПа, в трубопроводе из ПАТ определяют по условию

$$P_{раб} \le P_{раз} \cdot \frac{f_{темп} \cdot C_1}{f_{ср}}, \quad (9)$$

где $P_{раз}$ — разрушающее давление, МПа;

$f_{темп}$ — коэффициент, учитывающий температуру перекачиваемого продукта ($f_{темп}$ = 1,0 при температуре не менее 20 °С; $f_{темп}$ = 0,9 при температуре от 20 °С до 40 °С включительно; $f_{темп}$ = 0,8 при температуре выше 40 °С);

C_1 — коэффициент прочности сварных соединений, равный 0,9;

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

Примечание — В условии (9) учтен общий запас прочности. Согласно таблице 6 ГОСТ Р 59910—2021 минимальный запас прочности, закладываемый при производстве трубного изделия, принимают равным 2. Влияние условий эксплуатации на прочностные характеристики трубопровода учитывают посредством введения дополнительных коэффициентов запаса ($f_{темп}$, C_1, $f_{ср}$).

12.3.4 Напряжение в сварном соединении от внутреннего давления $\sigma_{рвн}$, МПа, определяют по формуле

$$\sigma_{рвн} = \frac{P_{раб} \cdot (d_{em} - e_{em})}{2 \cdot e_{em}}, \quad (10)$$

$$\sigma_{рвн} \le \sigma_{св} \cdot f_{темп} \cdot C_1 \cdot C_2, \quad (11)$$

где $P_{раб}$ — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

d_{em} — средний наружный диаметр трубных концов, м, принимаемый по данным завода-изготовителя;

e_{em} — средняя толщина стенки трубных концов, м, принимаемая по данным завода-изготовителя;

$\sigma_{св}$ — предел прочности сварного стыка ПАТ при растяжении, МПа ($\sigma_{св}$ = 20 МПа);

C_2 — коэффициент, учитывающий усиление сварного стыка (при усилении сварного стыка C_2 = 1,1, при отсутствии усиления сварного стыка C_2 = 1).

12.3.5 Если рабочее давление превышает номинальное давление более чем на 10 %, то номинальное давление данного изделия принимается по следующей, более высокой ступени согласно таблице 2 ГОСТ Р 59910—2021.

12.4 Проверка устойчивости положения (против всплытия)

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

$$Q_{акт} \le Q_{рас}/\gamma_a, \quad (12)$$

где $Q_{акт}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, Н/м, принимаемая равной выталкивающей силе воды $q_в$, определяемой по формуле (8);

$Q_{рас}$ — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз, Н/м, вычисляемая по формуле

$$Q_{рас} = q_т + q_{т.с} + q_{прод}, \quad (13)$$

где $q_т$ — погонный вес труб, составляющих трубопровод, определяемый по формулам (1) или (2), Н/м;

$q_{т.с}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя, вычисляемый по формуле (3), Н/м;

$q_{прод}$ — погонный вес продукта, 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.

12.4.2 Расстояния между центрами утяжелителей L_y, м, определяют по формуле

$$L_y = \frac{P_{ут}}{q_{бал}}, \tag{14}$$

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

$q_{бал}$ — нормативная интенсивность балластировки в воздухе, Н/м, определяемая по формуле

$$q_{бал} = \frac{1}{n_б} \cdot \left(\gamma_a q_в - q_т - q_{т.с} - q_{прод}\right) \cdot \frac{\rho_б}{\rho_б - \rho_в \cdot \gamma_a}, \tag{15}$$

где $n_б$ — коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по таблице 5;

$q_в$ — выталкивающая сила воды, определяемая по формуле (8), Н/м;

$q_т$ — погонный вес труб, составляющих трубопровод, определяемый по формулам (1) или (2), Н/м;

$q_{т.с}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя, определяемый по формуле (3), Н/м;

$q_{прод}$ — погонный вес продукта, определяемый по формуле (4) или (5), Н/м, и учитываемый при расчете трубопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможны опорожнение и замещение продукта воздухом;

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

Таблица 5 — 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 и сплошное обетонирование	0,9
Чугунные грузы	1,0

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

12.5.1 Несущую способность по условию устойчивости круглой формы поперечного сечения труб проверяют только для подземной прокладки трубопровода.

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

12.5.3 Для обеспечения допустимой величины овальности поперечного сечения трубопровода должно быть соблюдено следующее условие:

$$\frac{Q \cdot \xi}{4 \cdot P_л \cdot \left(d_e - e_m\right)} \cdot \left(1 + \frac{0{,}125 \cdot E_{гр} - p_e}{P_л + 0{,}012 \cdot E_{гр}}\right)^{-1} \le 5 \cdot 10^4, \tag{16}$$

где Q — полная погонная эквивалентная нагрузка, Н/м, определяемая по формуле

$$Q = \sum_1^5 \beta_i \cdot Q_i, \tag{17}$$

где β_i — коэффициенты приведения нагрузок (см. таблицу 6);

Q_i — составляющие полной эквивалентной нагрузки;

ξ — коэффициент, учитывающий свойства основания и принимаемый равным при укладке:

- на плоское основание — 1,3,
- спрофилированное основание — 1,2;

p_e — внешнее радиальное давление, МПа, принимаемое равным:

- для необводненных участков — нулю,
- обводненных участков — $p_в$;

$E_{гр}$ — модуль деформации грунта засыпки, МПа;

$P_л$ — параметр, характеризующий жесткость трубопровода, МПа, вычисляемый по формуле

$$P_л = \frac{E_к}{4 \cdot \left(1 - \mu_{пр} \cdot \mu_к\right)} \cdot \left(\frac{2 \cdot e_m}{d_e - e_m}\right)^3, \quad (18)$$

где $E_к$ — модуль упругости материала труб в кольцевом направлении, предоставляемый заводом-изготовителем, МПа;

$\mu_{пр}$ — коэффициент Пуассона материала труб в продольном направлении, предоставляемый заводом-изготовителем;

$\mu_к$ — коэффициент Пуассона материала труб в кольцевом направлении, предоставляемый заводом-изготовителем.

Составляющие полной погонной эквивалентной нагрузки Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5, Н/м, должны определяться по нижеприведенным формулам:

1) от давления грунта Q_1, Н/м:

$$Q_1 = 1{,}2 \cdot q_{гр} \cdot B \cdot \psi \cdot K_{гр}, \quad (19)$$

где $q_{гр}$ — нормативная вертикальная нагрузка от давления грунта на трубопровод, вычисляемая по формуле (6), Па, при расчете обводненных грунтов вместо величины $q_{гр}$ следует использовать гидростатическое давление воды (разжиженного грунта) $p_в$, вычисляемое по формуле (7), Па;

B — ширина траншеи на уровне верха трубопровода, м;

ψ — коэффициент, значение которого большее из двух значений:

$$\psi_1 = \left[1 + \frac{E_{гр}}{E_к} \cdot \frac{B - d_{im} - 2 \cdot e_m}{d_{im} + 2 \cdot e_m} \cdot \left(\frac{d_{im} + e_m}{2 \cdot e_m}\right)^3\right]^{-1}, \quad (20)$$

$$\psi_2 = \frac{B + d_{im} + 2 \cdot e_m}{2 \cdot B}, \quad (21)$$

где $K_{гр}$ — коэффициент вертикального давления грунта, значение которого следует принимать:

- для песчаных и супесчаных грунтов засыпки:

$$K_{гр} = \frac{B}{0{,}4 \cdot h_т} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-0{,}4 \cdot h_т}{B}\right)\right), \quad (22)$$

- глинистых и торфяных грунтов засыпки:

$$K_{гр} = \frac{B}{0{,}29 \cdot h_т} \cdot \left(1 - \exp\left(\frac{-0{,}29 \cdot h_т}{B}\right)\right), \quad (23)$$

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

2) от собственного веса трубопровода и транспортируемого продукта Q_2, Н/м:

$$Q_2 = 1{,}1 \cdot (q_т + q_{т.с}) + q_{прод}, \quad (24)$$

где $q_т$ — погонный вес труб, составляющих трубопровод, определяемый по формулам (1) или (2), Н/м;

$q_{т.с}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя, определяемый по формуле (3), Н/м;

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

3) от выталкивающей силы воды, на обводненных участках трассы Q_3, Н/м:

$$Q_3 = 1{,}2 \cdot q_в, \tag{25}$$

где $q_в$ — выталкивающая сила воды, определяемая по формуле (8), Н/м;

4) от равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта Q_4, Н/м:

$$Q_4 = 1{,}4 \cdot q_v \cdot d_e \cdot k_н, \tag{26}$$

где q_v — интенсивность равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта, Н/м^2, при отсутствии конкретных данных, равная 5000 Н/м^2;

$k_н$ — коэффициент, характеризующий жесткость засыпки, определяемый по формуле

$$k_н = \frac{3}{2} \cdot \frac{P_л + 0{,}125 \cdot E_{гр}}{P_л + 0{,}25 \cdot E_{гр}}. \tag{27}$$

5) От подвижных транспортных средств Q_5, Н/м:

$$Q_5 = \gamma_{тр} \cdot q_{тр} \cdot d_e, \tag{28}$$

где $\gamma_{тр}$ — коэффициент надежности по нагрузке от подвижных транспортных средств, принимаемый равным для нагрузки:

- от колонн автомобилей — 1,4;
- гусеничного транспорта — 1,1;

$q_{тр}$ — нормативная равномерная нагрузка от подвижных транспортных средств, Па.

12.5.4 Нормативное равномерно распределенное давление от транспортных средств $q_{тр}$, Па, передаваемое на трубопровод через грунт при его прокладке под дорогами с нерегулярным движением транспортных средств, должно быть определено в виде нагрузки от колонн автомобилей или от гусеничного транспорта, при этом следует принимать наибольшую из них. Значения нагрузок допускается определять в зависимости от глубины заложения трубопровода по графикам, представленным на рисунке 2.

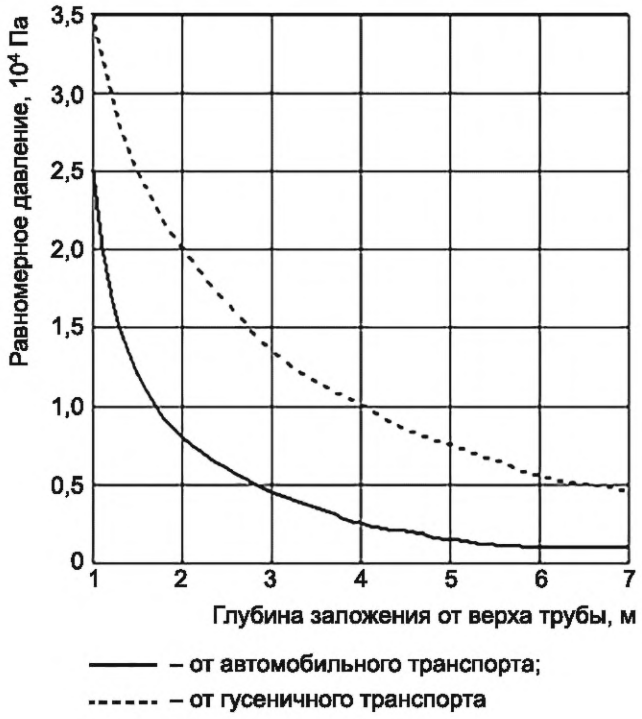


Рисунок 2 — Зависимость нормативного равномерно распределенного давления транспорта от глубины заложения трубопровода

12.5.5 Для трубопроводов, укладываемых в тех местах, где движение транспортных средств невозможно, величина $q_{тр}$ должна быть равной 5000 Па.

12.5.6 Значения коэффициентов приведения нагрузок β_1 и β_2 должны быть приняты в зависимости от вида укладки (см. таблицу 6).

Таблица 6 — Значения коэффициентов приведения нагрузок β_1 и β_2

Вид укладки		β_1	β_2
На плоское основание		0,75	0,75
На основание с углом охвата	70°	0,55	0,35
	90°	0,50	0,30
	120°	0,45	0,25

Значения коэффициентов β_3, β_4, β_5 должны быть равны единице.

12.5.7 Для обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения трубопровода должно быть соблюдено следующее условие:

$$1{,}7\left(\frac{Q}{10^6 \cdot d_e} + p_в - p_{va}\right) \le p_{кр}, \tag{29}$$

где p_{va} — значение возможного вакуума на расчетном участке трубопровода, МПа, при отсутствии специального обоснования, равное 0,1 МПа;

$p_в$ — гидростатическое давление воды, определяемое по формуле (7), МПа;

$p_{кр}$ — критическое значение внешнего давления, МПа.

12.5.8 В качестве критической величины внешнего давления $p_{кр}$ следует принимать меньшее из двух значений, определяемых по формулам:

$$p_{кр} = 0{,}7 \cdot \sqrt{P_л \cdot E_{гр}}; \tag{30}$$

$$p_{кр} = P_л + 0{,}143 \cdot E_{гр}. \tag{31}$$

12.6 Расчет надземного трубопровода

12.6.1 Расчет принятого конструктивного решения надземного трубопровода должен состоять из определения расстояний между опорами (пролета) и размеров компенсирующих устройств (если принятое конструктивное решение предусматривает установку компенсаторов).

Расстояния между опорами (пролеты) определяют исходя из условия нахождения максимальных напряжений, возникающих в надземном трубопроводе от действия всех нагрузок и воздействий, в области допустимых значений.

12.6.2 Расстояние между опорами $L_{оп}$, м, рассчитывают по формуле

$$L_{оп} = \sqrt{\frac{8 \cdot \sigma_{св} \cdot W \cdot 10^5}{q_{сумм}}}, \tag{32}$$

где W — осевой момент сопротивления сечения трубы, м^3;

$\sigma_{св}$ — предел прочности сварного стыка ПАТ при растяжении, МПа ($\sigma_{св}$ = 20 МПа);

$q_{сумм}$ — суммарная нагрузка, Н/м, под действием которой находится надземный трубопровод, определяемая по формуле

$$q_{сумм} = n_{тр} \cdot (q_{тр} + q_{т.с}) + q_{прод} + q_{с.н} + q_{обл} + q_{в.н}, \tag{33}$$

где $n_{тр}$ — коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса трубопровода, $n_{тр}$ = 1,1;

$q_{тр}$ — погонный вес труб, составляющих трубопровод, определяемый по формулам (1) или (2), Н/м;

$q_{т.с}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя, определяемый по формуле (3), Н/м;

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

$q_{с.н}$ — расчетная снеговая нагрузка, Н/м [не учитывают для трубопроводов, температура поверхности изоляции, при ее наличии, или температура стенок (при отсутствии) которых превышает 0 °С, для вертикальных и наклонных трубопроводов с углом наклона более 45°], определяемая по формуле

$$q_{с.н} = \gamma_{f,s} \cdot 0{,}7\, s_g \cdot 10^3 \cdot \mu \cdot d_к, \quad (34)$$

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

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

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

$q_{обл}$ — расчетная нагрузка от обледенения, Н/м, определяемая по формуле

$$q_{обл} = n_{гл.н} \cdot b \cdot \rho_л \cdot d_к \cdot g, \quad (35)$$

где $n_{гл.н}$ — коэффициент надежности по гололедной нагрузке, равный 1,8 (по СП 20.13330);

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

$\rho_л$ — плотность льда, принимаемая равной 900 кг/м^3 (по СП 20.13330);

$q_{в.н}$ — ветровая нагрузка на 1 п. м трубопровода, Н/м, определяемая по формуле

$$q_{в.н} = n_{в.н} \cdot \omega_т \cdot d_к, \quad (36)$$

где $n_{в.н}$ — коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,4 по СП 20.13330;

$\omega_т$ — нормативное значение средней составляющей основной ветровой нагрузки, Н/м^2, определяемое по формуле

$$\omega_т = \omega_0 \cdot k \cdot c, \quad (37)$$

где ω_0 — нормативное значение ветрового давления по СП 20.13330, Н/м^2;

k — коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте согласно СП 20.13330;

c — аэродинамический коэффициент по СП 20.13330.

Осевые напряжения от изгибающего момента σ_M, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_M = \frac{M \cdot 10^{-6}}{W}, \quad (38)$$

где M — изгибающий момент, Н·м, определяемый по формуле

$$M = \frac{q_{сумм} \cdot L_{оп}^2}{8}. \quad (39)$$

12.6.3 Расчет на жесткость и устойчивость

Проверку принятого расстояния между опорами $L_{оп}$, м, при надземной прокладке трубопровода проводят с учетом одновременного удовлетворения условий жесткости и устойчивости.

Допустимый шаг между опорами должен удовлетворять следующим условиям:

$$L_{оп} \le L_{max}^{v}; \quad L_{оп} \le L_{max}^{buck}, \quad (40)$$

где L_{max}^{v} — максимальное расстояние между опорами исходя 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}, м, определяют по формуле

$$L_{max}^{v} = \sqrt[3]{\frac{384 \cdot EI}{q_w \cdot k_c}\eta}, \quad (41)$$

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

EI — изгибная жесткость трубы, кПа·м^4, определяемая как произведение модуля упругости материала трубы в осевом направлении, E, кПа, на момент инерции сечения трубы, I, м^4;

k_c — коэффициент ползучести материала трубы, приведенный в нормативно-технической документации завода — производителя трубы;

q_w — вертикальная погонная нагрузка, $\frac{\text{кН}}{\text{м}}$, вычисляемая как сумма нагрузок по формуле

$$q_w = (q_{\text{тр}} + q_{\text{т.с}} + q_{\text{прод}} + q_{\text{с.н}} + q_{\text{обл}}) \cdot 10^{-3}, \quad (42)$$

где $q_{\text{тр}}$ — погонный вес труб, составляющих трубопровод, определяемый по формулам (1) или (2), Н/м;

$q_{\text{т.с}}$ — погонный вес теплоизоляционного слоя, определяемый по формуле (3), Н/м;

$q_{\text{прод}}$ — погонный вес продукта, определяемый по формуле (4) или (5), Н/м;

$q_{\text{с.н}}$ — расчетная снеговая нагрузка, определяемая по формуле (34), Н/м;

$q_{\text{обл}}$ — расчетная нагрузка от обледенения, определяемая по формуле (35), Н/м.

Максимальное расстояние между опорами $L_{\max}^{buck}$, м, определяют исходя из условия устойчивости трубопровода

$$L_{\max}^{buck} = 2\pi\sqrt{\frac{EI}{E \cdot A \cdot \alpha \cdot \Delta T_{+} \cdot n_{\text{уст}}}}, \quad (43)$$

где $n_{\text{уст}} = 1{,}3$ — коэффициент запаса по устойчивости в соответствии с 15.2.3 ГОСТ 32388—2013;

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

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

EA — осевая жесткость трубы, кН, определяемая как произведение модуля упругости материала трубы в осевом направлении, E, кПа, на площадь поперечного сечения трубы, A, м^4.

12.6.4 В качестве физико-механических свойств материала трубопровода следует принимать соответствующие характеристики ПАТ, и вместо расчетного сопротивления растяжению следует принимать максимально допустимое напряжение.

12.6.5 Продольные усилия, изгибающие и крутящие моменты в надземных трубопроводах различных систем прокладки (балочных, шпренгельных, вантовых, висячих, арочных и др.) при расчете П-, Z- и Г-образных компенсаторов следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как стержень (прямолинейный или криволинейный).

12.6.6 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 ПАТ и соединительные детали к ним, применяемые для строительства трубопроводов, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 59910.

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

13.1.2 Трубы должны обеспечивать расчетный срок службы трубопровода при подземной, надземной и наземной прокладках во всех грунтовых условиях, под водой и дополнительно при надземной прокладке под воздействием климатических условий с учетом положений 9.1.3, при влиянии транспортируемой среды и давления на внутренний полимерный слой и армирующий каркас.

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

13.1.4 Каждая труба и соединительная деталь должны иметь четкую и несмываемую, легкочитаемую маркировку в соответствии с требованиями действующих стандартов или технических условий заводов-изготовителей.

13.1.5 Номинальное давление P_N для сварных соединительных деталей определяют по формуле

$$P_N = f \cdot P_{N\text{т}}, \quad (44)$$

где f — коэффициент снижения давления, принимаемый:

0,8 — для отводов с углом в сварном стыке от 15° до 30°,

0,7 — для отводов с углом в сварном стыке от 30° до 45°,

0,6 — для тройников и крестовин;

$P_{N\text{т}}$ — номинальное давление P_N труб, из которых изготовлены сварные соединительные детали.

Для сварных соединительных деталей с углом в стыке не более 7,5°, а также для сварных соединительных деталей с усилением сварного соединения, выполненного в заводских условиях, f = 1,0.

13.2 Тепловая изоляция трубопроводов

13.2.1 Тепловую изоляцию трубопроводов применяют для обеспечения заданной температуры транспортируемого продукта. 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 требованиями СП 61.13330. Производство работ по устройству тепловой и противокоррозионной изоляции, а также контроль выполнения работ должны быть осуществлены в соответствии с требованиями СП 409.1325800.

13.2.2 Материал теплоизоляции должен быть выбран 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 по всей их длине, в том числе в местах расположения опор, стыков, соединительных и переходных элементов на протяжении всего срока эксплуатации трубопровода;
- предотвращать растепление ММГ по всей длине трубопровода (при применении принципа строительства с сохранением грунтов в мерзлом состоянии);
- изготавливаться из современных эффективных экологически безопасных материалов, которые в процессе эксплуатации не выделяют вредных и токсичных веществ.

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

13.2.5 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.

13.2.6 Подбор параметров нормированной плотности теплового потока производят с учетом экономической целесообразности.

13.3 Балластировка трубопроводов

13.3.1 Конструкция и способы балластировки и закрепления трубопроводов определены ПД исходя из конкретных условий строительства, материалов инженерно-геологических изысканий и расчетных нагрузок, действующих на конструкцию с учетом расчетов согласно 12.4.

13.3.2 В зависимости от диаметра трубопровода и характеристик геогидрологических условий необходимо применять 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, железобетонные с мягкими силовыми поясами (для наружного диаметра свыше 315 мм), железобетонные кольцевого типа;

- анкерные устройства с мягкими силовыми поясами;

- сплошное балластное покрытие (покрытие, в т. ч. типа «труба в трубе»).

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

13.3.3 Выбор конструкций балластирующих устройств должен быть определен расчетом исходя из условия прокладки и эксплуатации трубопровода.

13.3.4 Тип балластирующих устройств или анкеров, места размещения и шаг установки определены ПД. При этом 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 установку анкерных тяг в траншее 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; их групповая установка запрещена. Шаг расстановки балластирующих устройств должен определяться расчетом согласно 12.4.

13.3.9 На русловых участках подводных переходов, выполняемых траншейным способом, и на переходах через болота с положением опорного горизонта минерального грунта на глубинах, позволяющих осуществлять укладку и ремонт трубопровода, для балластировки трубопроводов следует использовать кольцевые утяжелители из чугуна или железобетона, а также сплошное бетонное покрытие.

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 осуществлять 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 использовать 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 слоя торфа не более 3 м.

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

Силовые пояса, применяемые при закреплении трубопровода анкерными устройствами, должны быть изготовлены из мягких полимерных материалов, 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 быть заполнена грунтом после установки на трубопровод.

13.3.14 При определении балластирующих свойств минеральных грунтов засыпки следует учитывать 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 % допускается 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 применяемым геотекстильным материалам 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 промышленных площадок, крановых узлов, узлов пуска и приема ВТУ, вдольтрассовых ВЛ, опор трубопроводов и мостов, для 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 безопасной, изготовленной из негорючих материалов и оборудованной устройствами, предохраняющими ее от перегрева при температуре 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 коррозионно-стойких сталей или имеют заводское внутреннее покрытие из коррозионно-стойкого материала.

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

14 Входной контроль труб и соединительных деталей

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

14.2 При приемке следует проводить входной контроль труб, соединительных деталей трубопроводов, включая:

- проверку соответствия поставленной продукции требованиям ПД;
- 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 т. ч. для деталей трубопровода и запорной арматуры на 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 трубопроводов по истечении гарантийного срока хранения в местах складирования, на промежуточных базовых и притрассовых складах подлежат входному контролю с целью определения их соответствия требованиям ГОСТ Р 59910 на поставку и их пригодности для дальнейшего использования.

14.4 Внешний вид трубы должен соответствовать требованиям 6.2.1 ГОСТ Р 59910—2021.

14.5 Трубные изделия с дефектами, которые не подлежат ремонту, бракуют согласно ГОСТ Р 59910.

14.6 При входном контроле качества труб и соединительных деталей должен быть осуществлен измерительный контроль, при котором проверяют наружный диаметр трубы и трубного конца, оваль-

ность 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, 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 59910, ГОСТ 10692, а также положениями настоящего стандарта.

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

15.3 Транспортирование и перемещение ПАТ плетевозами, качением и волочением не допускается.

15.4 При перевозке автомобильным транспортом максимальная длина свешивающихся концов труб не должна превышать 1,0 м.

15.5 Не допускается сбрасывать ПАТ при разгрузке.

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

15.7 Погрузку и разгрузку труб, поставляемых в упаковке, осуществляют механизированным способом, а поставляемых без упаковки — вручную.

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

15.9 При транспортировании трубы укладывают на подкладные деревянные брусья размерами не менее 100×100 мм. Шаг расстановки подкладных деревянных брусьев — не более 1,5 м. При многорядной укладке труб между рядами также следует прокладывать деревянные брусья.

15.10 Максимальное количество рядов устанавливают в соответствии с рекомендациями завода — изготовителя ПАТ. Для предохранения штабелей от раскатывания под крайние трубы допускается использовать брусья или упоры.

15.11 При транспортировании и хранении ПАТ рекомендуется использовать торцевые заглушки заводского исполнения.

15.12 При длительном (более 3 мес) хранении ПАТ рекомендуется обеспечить защиту труб от воздействия ультрафиолета.

15.13 Трубы и детали, поставляемые скрепленными в пакеты или блок-пакеты, хранят в транспортной упаковке.

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 Устройство трассы и вдольтрассового проезда должно обеспечивать въезд, выезд и беспрепятственное прохождение специальной техники для укладки и монтажа трубопровода.

16.3 Площадки трубосварочной базы должны 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 СМР 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 ММГ должно быть осуществлено в период отрицательных температур с учетом требований 16.5.

16.8 При этом соединение ПАТ выполняют раздельно специализированными звеньями.

17 Технология соединения труб и деталей. Контроль качества

17.1 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом

17.1.1 Соединение труб сваркой встык нагретым инструментом проводят согласно ГОСТ Р 55276, ГОСТ Р 59910, ГОСТ Р ИСО 12176-1 и ГОСТ Р ИСО 12176-2.

17.1.2 Сварочно-монтажные работы должны осуществлять при температуре окружающего воздуха от минус 10 °С до плюс 40 °С. При других значениях температуры окружающего воздуха используют укрытия (палатки), в которых следует поддерживать заданный диапазон для обеспечения корректной работы сварочного оборудования. Применение оборудования за пределами этого диапазона согласовывают с производителем сварочного оборудования.

17.1.3 Маркировку сварных стыков труб и деталей производят непосредственно после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центратора сварочной машины. Маркировку ставит сварщик клеймом на горячем расплаве в двух диаметральных точках. Рекомендуется использовать клейма типа ПУ — высотой 6 или 8 мм (ПУ-6, ПУ-8) по ГОСТ 2930.

17.1.4 Маркировку стыков, с которых необходимо удалить наружный грат, осуществляют с помощью маркеров на поверхности трубы или детали на расстоянии от 200 до 300 мм от стыка.

17.1.5 Маркировку сварных стыков труб и деталей производят непосредственно после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центратора сварочной машины. Маркировку ставит сварщик клеймом на горячем расплаве в двух диаметральных точках. Рекомендуется использовать клейма типа ПУ-6 или ПУ-8 по ГОСТ 2930.

17.1.6 Маркировку тех стыков, с которых необходимо удалить наружный грат, осуществляют с помощью маркеров на поверхности трубы или детали на расстоянии от 200 до 300 мм от стыка.

17.2 Соединение труб сваркой встык с применением деталей с ЗН

При сварке труб муфтой с ЗН порядок действий следующий:

- перед сваркой встык надеть на трубу муфту с ЗН и переместить ее в сторону от места соединения за габарит сварочной машины;
- снять поверхностный слой с места сварного соединения трубных концов в пределах, превышающих габаритные размеры муфты с ЗН с помощью зачистных устройств;
- обезжирить зачищенные поверхности и муфту с ЗН;
- установить муфту ЗН в центре сварного шва и закрепить ее в позиционере;
- выполнить сварку муфты с ЗН при помощи сварочного аппарата, соответствующего ГОСТ Р ИСО 12176-1 и ГОСТ Р ИСО 12176-2;
- после охлаждения муфты с ЗН снять позиционер.

Сварка муфт с ЗН производится в автоматическом режиме с распечаткой параметров сварки.

17.3 Усиление стыковых соединений

17.3.1 Для особых условий эксплуатации (грунты со слабой несущей способностью) предусмотрено использование ПАТ и ПАСД с дополнительным усилением сварного стыка. По требованию заказчика допускается применение усиливающих конструкций сварного соединения металлических, полимерных и иных материалов с учетом следующих условий эксплуатации:

- постоянные повышенные температуры транспортируемой среды выше 70 °С;
- прокладка трубопровода в просадочных и пучинистых грунтах;
- прокладка трубопровода в болотах II и III типов глубиной более 1 м.

17.3.2 Материал, усиливающей конструкции, должен быть стойким к воздействию окружающей среды.

17.3.3 В качестве усилительных конструкций применяют:

- неразъемные металлические муфты;
- полимерную армированную муфту с ЗН;
- полиэтиленовые муфты с ЗН;
- полимерные муфты.

Усиление сварного соединения с помощью муфты с ЗН применяется также при осуществлении ремонтов трубопровода.

При усилении сварного стыка муфтой с ЗН порядок действий следующий:

- перед сваркой встык надеть на трубу муфту с ЗН и переместить ее в сторону от места соединения за габарит сварочной машины;

- выполнить сварку согласно 17.1;
- срезать грат со стыкового шва с помощью специального устройства;
- снять поверхностный слой с места сварного соединения трубных концов в пределах, превышающих габаритные размеры муфты с ЗН, с помощью зачистных устройств;
- обезжирить зачищенные поверхности и муфту с ЗН;
- установить муфту ЗН в центре сварного шва и закрепить ее в позиционере;
- выполнить сварку муфты с ЗН при помощи сварочного аппарата, соответствующего ГОСТ Р ИСО 12176-1 и ГОСТ Р ИСО 12176-2;
- после охлаждения муфты с ЗН снять позиционер.

Сварку муфт с ЗН проводят в автоматическом режиме с распечаткой параметров сварки.

17.4 Монтаж фланцевых соединений и неразборных соединений со стальными трубами

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

17.4.2 Типы и конструкции фланцевых присоединений к стальным трубопроводам и арматуре определены в проекте. Для трубопроводов, работающих при условном давлении не выше 2,5 МПа, разрешается применять плоские приварные фланцы, а для трубопроводов, работающих при условном давлении не выше 6,3 МПа, необходимо использовать приварные встык фланцы. 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.

17.4.3 В качестве неразборных соединений трубопроводов из ПАТ со стальными трубами должны быть использованы неразборные переходы «ПАТ—сталь» на металлические трубы, изготовленные в заводских условиях по ГОСТ Р 59910 или технической документации, утвержденной в установленном законодательством порядке.

17.4.4 Порядок и технология приварки катушки ПАТ предусмотрены согласно рекомендациям завода-изготовителя. Сварку стыков стальных вставок при соединении электродуговой сваркой выполняют согласно требованиям СП 406.1325800.

17.4.5 Ликвидацию технологических разрывов трубопровода рекомендуется осуществлять приваркой мерных отрезков ПАТ и/или узлов соединений «ПАТ—сталь».

17.5 Контроль качества соединений труб и деталей

17.5.1 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.

17.5.2 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.

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

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

17.5.5 По внешнему виду и размерам сварные стыковые соединения труб должны удовлетворять следующим требованиям:

- валики грата сварного шва должны быть симметрично и равномерно распределены по периметру стыка;
- на наружной поверхности валиков не допускаются трещины, раковины, посторонние включения;
- впадина между валиками грата (линия сплавления наружных поверхностей валиков грата) не должна находиться ниже наружной поверхности труб;
- смещение наружных кромок в стыке труб не должно превышать 5 % от номинальной толщины стенки свариваемого сечения (втулки).

17.5.6 Размеры валиков грата определяют непосредственно на сварном стыке в условиях строительного производства.

17.5.7 Сварные стыки, не удовлетворяющие требованиям, бракуют.

17.5.8 Допускается забракованные стыки труб подвергнуть однократному ремонту путем разрезки стыков по центру соединения с последующей сваркой.

Положение линии сплавления валиков определяют визуально-измерительным контролем по зазору.

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

17.5.10 Дефектные стыковые сварные соединения ПАТ подлежат вырезке и должны быть повторно заварены.

17.5.11 При наличии переходов «ПАТ—сталь» контроль сварных швов на стальных патрубках осуществляют в соответствии с СП 406.1325800 и ГОСТ Р 55724.

17.5.12 При обнаружении повреждений торцов концевых полимерных втулок труб они должны быть механически обработаны с помощью торцовки сварочной машины. Толщина снимаемой стружки не должна превышать 0,3 мм, а глубина обработки — до вывода с торцов повреждения, но не более 2,0 мм.

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

17.5.14 Усилие затяжки гаек при сборке фланцевого соединения определено проектом. Контроль затяжки гаек следует проводить специализированными инструментами.

17.5.15 Собранное фланцевое соединение должно иметь маркировку механическим клеймением на наружной цилиндрической поверхности фланца трубы или детали клеймами. В маркировочные данные входят 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 Подсыпка дна траншеи осуществляется 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 (см. 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 Укладку и монтаж трубопровода допускается проводить следующими методами с учетом минимального допустимого радиуса свободного изгиба:

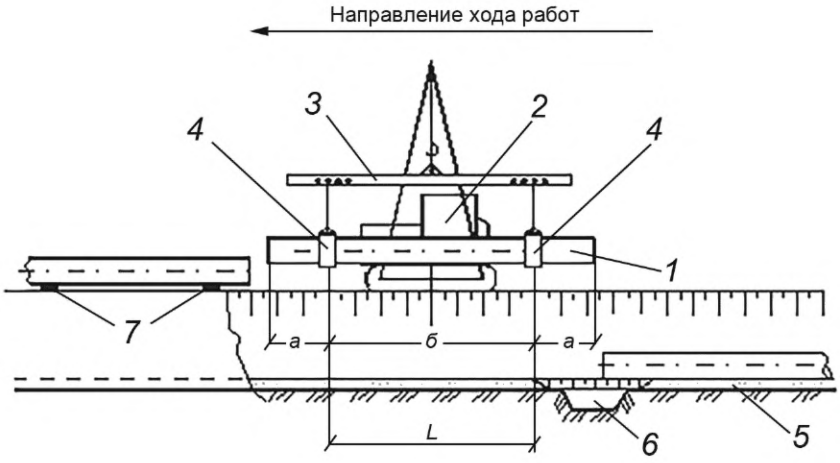
- одиночными трубами в траншее (см. рисунок 3*а*);
- секциями до четырех труб *DN*/*OD* не более 250 мм (см. рисунок 3*б*);
- длинномерными плетями с бермы траншеи из труб *DN*/*OD* не более 150 мм (см. рисунок 4).

18.6 Минимальная температура окружающего воздуха при укладке длинномерными плетями определяется проектом на основании рекомендаций завода-изготовителя.

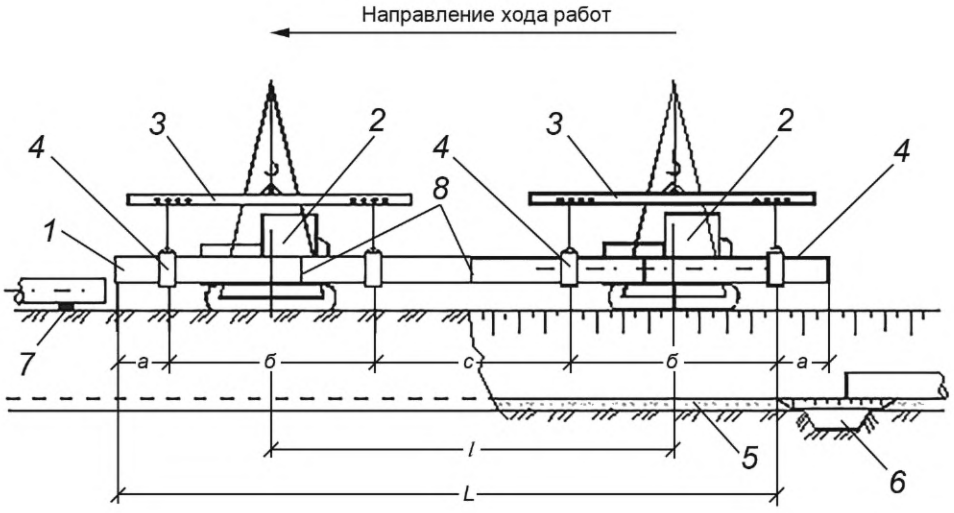
18.7 При укладке одиночных труб в траншею следует применять монтажную траверсу, оснащенную двумя мягкими монтажными полотенцами. Схема строповки трубы должна удовлетворять условию, при котором расстояние между точками подвеса трубы b определяется из соотношения:

$$0{,}57L \le b \le 0{,}60L, \tag{45}$$

где L — длина трубного отрезка, м.



а — при укладке одиночных труб

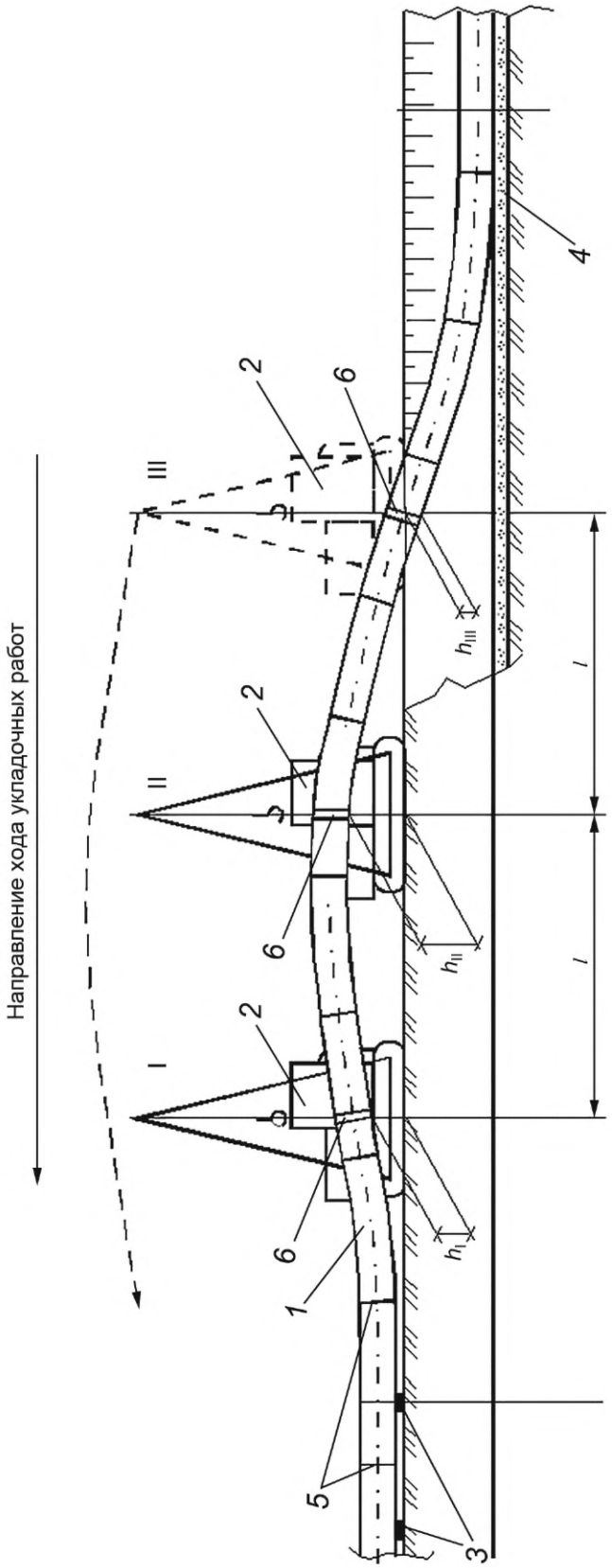


б — при укладке секций

1 — укладываемая труба (секция); *2* — трубоукладчики; *3* — траверса; *4* — монтажное полотенце; *5* — подсыпка; *6* — приямок; *7* — лежка; *8* — межтрубные соединения

Рисунок 3 — Технологическая схема укладки одиночных труб и секций при строительстве трубопроводов из ПАТ

Укладку секциями до четырех труб следует проводить двумя трубоукладчиками, снабженными траверсами. Каждая траверса должна иметь по два полотенца; расстояние между ними b устанавливают в пределах от 5 до 8 м, которое уточняют в зависимости от длины укладываемой плети L и диаметра труб (с увеличением этих параметров должно увеличиваться и расстояние b).



Примечание — Прерывистой стрелкой указано направление перемещения последнего трубоукладчика после завершения очередного цикла укладки.

1 — укладываемая плеть; *2* — трубоукладчики (I, II, III); *3* — инвентарные лежки; *4* — подсыпка; *5* — межтрубные соединения; *6* — монтажные полотенца; h_I, h_{II}, h_{III} — высоты подъема плети

Рисунок 4 — Технологическая схема укладки длинномерных плетей при строительстве трубопроводов из ПАТ

Длину консолей *a* следует назначать в пределах от 2 до 3 м. Остальные параметры схемы определяют по формулам:

$$l = L - 6 - 2a; \quad (46)$$

$$c = L - 2 \cdot (a + b). \quad (47)$$

18.8 Высота подъема плети не должна превышать: h_I = 0,3÷0,4 м; h_{II} = 0,5÷0,6 м; h_{III} = (0,1÷0,2) м (см. рисунок 4).

При укладке плетей из труб *DN*/*OD* не более 150 мм следует применять методы, предусматривающие использование средств малой механизации (грузовые тали, полиспасты и т. п.).

18.9 Стропы следует размещать равноудаленно от сварного стыка. Не допускается сбрасывать трубу, плеть или секцию на дно траншеи. Осевое перемещение плетей и секций волочением не допускается.

18.10 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.

18.11 При прокладке группой необходимо строго выдерживать заданное межосевое расстояние между нитками.

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

18.12 При применении соединений, не рассчитанных на восприятие осевых растягивающих нагрузок, необходимо установить упорные железобетонные блоки в местах поворотов и тройников. Контакт трубы с блоком должен быть осуществлен через амортизирующие прокладки толщиной от 10 до 20 мм.

19 Охрана труда и промышленная безопасность

При подготовительных, СМР и эксплуатации трубопроводов должны быть соблюдены 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, проводят 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 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 в пределах 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 регистрируется заказчиком (пользователем 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 ПАТ при непревышении суммарной наработки трубных изделий 25 лет в качестве временного или капитального объекта по удовлетворительным результатам экспертизы промышленной безопасности, выполненным в соответствии с методиками эксплуатирующей организации.

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

20.7 Трубопроводы до сдачи в эксплуатацию подвергаются испытанию на прочность и герметичность гидравлическим, пневматическим или комбинированным способами согласно 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 применять 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 т. п. или жидкостями с температурой замерзания ниже температуры окружающей среды.

20.11 В условиях отрицательных температур проведения гидравлических испытаний водой должна быть предусмотрена 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 При температурах ниже минус 15 °С допускается проводить испытание подземных трубопроводов воздухом. При этом трубопровод должен быть закреплен присыпкой, а надземные участки надежно закреплены. Подъем давления воздуха в трубопроводе следует осуществлять плавно, не более 0,2 МПа/мин.

20.14 До начала пневматических испытаний подземные трубопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением в течение 6 ч, необходимых для выравнивания температуры воздуха в трубопроводе с температурой грунта.

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

20.16 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 проводить до засыпки перехода.

20.17 Трубопровод считают выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода труба не разрушилась и фактическое падение давления воздуха в период испытания не превышает значения допускаемого падения давления ΔP, кПа (не более 200 кПа), определенного в соответствии с формулой

$$\Delta P = \frac{20 \cdot T}{d_{im}}, \tag{48}$$

где T — продолжительность испытания, ч.

d_{im} — средний внутренний диаметр трубы, м.

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 ПАТ.

21.1.2 При обслуживании трубопроводов следует применять приспособления и инструменты, специально предназначенные для работы с ПАТ, 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 осуществляют 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 правилами [3].

21.3.2 Периодичность и объемы проведения ревизии ПАТ установлены документацией эксплуатирующей организации в зависимости от условий эксплуатации, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ПАТ, с учетом опыта эксплуатации аналогичных ПАТ, 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 проводится демонтаж диагностических ПАТ для последующего обследования в независимой лаборатории по методике завода-изготовителя.

21.3.5 Во время ревизии проводят периодические гидравлические или пневматические 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 ПАТ.

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

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

$$\frac{\Delta P_n - \Delta P_o}{\Delta P_o} \geq 0{,}06, \quad (49)$$

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 СМР и при ревизии трубопроводов. Периодичность испытаний определяется исходя из скорости снижения прочностных свойств полимерных элементов трубопровода до отбраковочных значений, определенных ПД, и 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 ПАТ, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы ПАТ с учетом рекомендаций завода-изготовителя.

21.5.4 Испытания трубопроводов на прочность и герметичность необходимо проводить гидравлическим либо пневматическим способом. При проведении испытаний трубопровод следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или линейной арматурой. Длину участков определяют индивидуально, в зависимости от фактической схемы прокладки трубопровода в соответствии с регламентом 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 надземные или разъемные соединения подлежат осмотру. Трубы, трубные детали и соединения при наличии утечек должны быть заменены или отремонтированы. После каждого ремонта весь участок подлежит повторному испытанию.

21.5.7 После окончания испытаний производят 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 обеспечены системами контроля, регулирования и аварийной защиты.

21.6.2 Допустимые отклонения давления и температуры определены проектом.

21.6.3 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 двух 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 осуществляют в соответствии с правилами [3].

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 положениями 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 осуществляют 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 проводят после положительных результатов испытаний.

21.7.8 Сведения о проведенном ремонте заносят в паспорт трубопровода.

21.8 Техническое обслуживание промысловых трубопроводов

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

22 Охрана окружающей среды

22.1 При проектировании, строительстве и эксплуатации трубопроводов следует строго соблюдать требования Федерального закона [10], а также других нормативных документов в этой области, в том числе ГОСТ 17.4.3.02, ГОСТ 17.1.3.05, ГОСТ 17.1.3.10, ГОСТ Р 59057, которыми 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, отличающиеся 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.

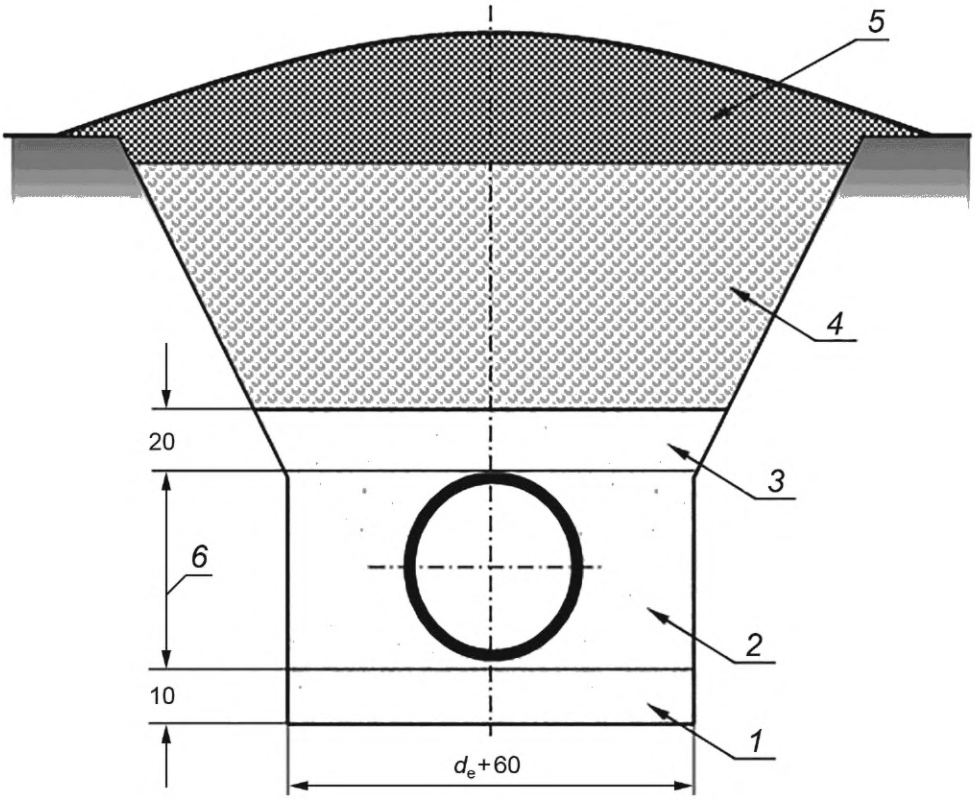
23.2 Трубопроводы, временно выведенные из эксплуатации, подлежат консервации в соответствии с правилами [3].

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

Приложение А
(справочное)

Пример устройства траншеи в устойчивых грунтах

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

Рисунок А.1 — Схема прокладки трубопроводов из ПАТ 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», утвержденные 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, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 280

[8] Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные 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, утвержденные приказом Минтранса России от 19 января 2019 г. № 19

[10] 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, трубы полимерные, армированные металлическим каркасом, проектирование, конструктивные требования, соединительные детали, гидравлический расчет, нагрузка, прочность, устойчивость, балластировка, строительство, эксплуатация, ремонт

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 09.01.2024. Подписано в печать 01.02.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 5,40.

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