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

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34737— 2021

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

Проектирование

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

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

2 ВНЕСЕН Подкомитетом ПК 7 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов» Межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 июня 2021 г. № 141-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт
Киргизия	KG	Кыргызстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 июля 2021 г. № 607-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34737—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2021 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Стандартинформ, оформление, 2021

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 5
5 Общие положения 5
6 Классификация и состав НПС 7
6.1 Классификация НПС 7
6.2 Состав НПС с резервуарным парком 7
6.3 Состав НПС без резервуарного парка 7
7 Технологическое проектирование и оборудование НПС 8
7.1 Общие правила выбора оборудования НПС 8
7.2 Резервуары и резервуарные парки на НПС 9
7.3 Магистральные насосные агрегаты 9
7.4 Подпорные насосные агрегаты 11
7.5 Защита по давлению технологических трубопроводов и оборудования 11
7.6 Правила обеспечения очистки перекачиваемой нефти/нефтепродуктов 12
7.7 Способы регулирования давления 12
7.8 Система дренажа и сбора утечек 13
7.9 Правила прокладки технологических трубопроводов 14
7.10 Правила выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов 15
7.11 Правила проведения гидравлических испытаний технологических трубопроводов и оборудования 15
7.12 СИКН и СИКНП 17
7.13 Испытательные лаборатории 17
7.14 Запорная и обратная арматура 17
8 Архитектурно-строительное проектирование 17
8.1 Размещение площадки НПС 17
8.2 Разработка генерального плана 18
8.3 Общие правила проектирования зданий и сооружений НПС 19
8.4 Проектирование оснований и фундаментов 20
8.5 Геотехнический мониторинг 20
9 Защита резервуаров, трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от коррозии 21
9.1 Общие правила 21
9.2 Защита трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от подземной коррозии 21
9.3 Защита трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от атмосферной коррозии 21
9.4 Защита наружной и внутренней поверхности резервуаров вертикальных стальных от коррозии 21
9.5 Теплоизоляция резервуаров, трубопроводов и оборудования 22
10 Электрохимическая защита НПС от коррозии 22
11 Электроснабжение и электрооборудование НПС 22

11.1 Электроснабжение НПС . . . 22
11.2 Аварийная дизельная электростанция . . . 23
11.3 Кабельные и проводные линии . . . 24
11.4 Электроосвещение . . . 24
12 Молниезащита и заземление НПС . . . 25
13 Автоматизация и телемеханизация . . . 27
14 Сети связи . . . 32
15 Метрологическое обеспечение средств измерений . . . 32
16 Сети инженерно-технического обеспечения . . . 32
17 Системы водоснабжения и водоотведения . . . 34
17.1 Водоснабжение . . . 34
17.2 Водоотведение . . . 35
18 Системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования . . . 36
18.1 Общие положения . . . 36
18.2 Котельные . . . 37
18.3 Тепловые сети . . . 37
18.4 Системы отопления . . . 37
18.5 Вентиляция и кондиционирование . . . 37
19 Пожарная безопасность . . . 38
20 Охрана окружающей среды . . . 38
21 Инженерная защита НПС . . . 41
22 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера . . . 41
23 Инженерно-технические средства охраны и средства антитеррористической защиты НПС . . . 41
24 Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием . . . 42
24.1 Охрана труда и организация условий труда . . . 42
24.2 Организация управления производством . . . 42
25 Промышленная безопасность . . . 42
26 Энергоэффективность и энергосбережение НПС . . . 43
Приложение А (обязательное) Противопожарные расстояния от зданий, сооружений и наружных установок РП до соседних объектов . . . 44
Приложение Б (обязательное) Минимальные расстояния между зданиями, сооружениями, инженерными сетями и трубопроводами . . . 48
Приложение В (обязательное) Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений 49
Приложение Г (обязательное) Категории электроприемников по надежности электроснабжения . . . 52
Приложение Д (обязательное) Категории складов для хранения нефти и нефтепродуктов . . . 55
Библиография . . . 56

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

Дата введения — 2021—09—23

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

(ИУС № 1 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

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

(ИУС № 9 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 5 2025 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов

ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ СТАНЦИИ

Проектирование

Trunk pipeline transport of oil and oil products. Pumping stations. Design

Дата введения — 2021—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на проектирование новых и реконструкцию действующих перекачивающих станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром до *DN* 1200 включительно, с избыточным давлением на выходе перекачивающей станции до 7,5 МПа включительно.

1.2 При проектировании объекта реконструкции действующих перекачивающих станций положения настоящего стандарта распространяются только на реконструируемую часть объекта.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование перекачивающих станций для газонасыщенных нефтей, для особо высокосернистой нефти с массовой долей серы свыше 3,5 %, перекачивающих станций нефтепроводов с подогревом («горячих» нефтепроводов[1)]) и перекачивающих станций, проектируемых для зон строительства с многолетнемерзлыми грунтами.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 8.417 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

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

ГОСТ 12.1.007 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 21.001—2013 Система проектной документации для строительства. Общие положения

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15543.1 Изделия электротехнические и другие технические изделия. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 27751 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения

ГОСТ 30852.9 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

[1)] Трубопровод, требующий повышения температуры перекачиваемой нефти для обеспечения запаса по температуре застывания нефти, в том числе по условиям его остановки.

Издание официальное

ГОСТ 31384 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Общие технические требования

ГОСТ 31385 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

ГОСТ 31565 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

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

ГОСТ 32569 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах

ГОСТ 33382 Дороги автомобильные общего пользования. Техническая классификация

ГОСТ 34183 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы центробежные нефтяные. Общие технические условия

ГОСТ 34396 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия

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

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

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 34563, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **водоподготовка:** Комплекс технологического оборудования, предназначенного для доведения качества исходной воды до заданных требований.

3.2 **вспомогательный технологический трубопровод:** Технологический трубопровод, не участвующий в технологических режимах работы магистрального трубопровода.

3.3 **коллектор магистральной насосной станции:** Трубопровод от тройника приемной линии первого магистрального насосного агрегата (включая тройник) до регуляторов давления (включая регуляторы давления) при их наличии или до обратного затвора на выходе МНС (включая затвор) при отсутствии регуляторов давления.

3.4 **выходной трубопровод НПС:** Трубопровод от регуляторов давления (от обратного затвора на выходе МНС при отсутствии регуляторов давления) до отключающей задвижки на выходе НПС.

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

3.6 **инженерные изыскания:** Изучение природных условий и факторов техногенного воздействия в целях рационального и безопасного использования территорий и земельных участков в их пределах, подготовки данных по обоснованию материалов, необходимых для территориального планирования, планировки территории и архитектурно-строительного проектирования.

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

3.8 **кавитация:** Процесс образования парогазовых пузырьков в перекачиваемой жидкости на входе в рабочее колесо насоса и дальнейшее их схлопывание в области повышенного давления, приводящее к износу частей насоса и снижающее эффективность его работы.

3.9 **кавитационный запас:** Разность между абсолютным значением полного напора на входе в насос и напором, эквивалентным давлению насыщенного пара перекачиваемой жидкости при определенной температуре, относительно базовой плоскости.

3.10 **канализационная насосная станция:** Насосная станция, предназначенная для подачи сточных вод на очистные сооружения.

3.11 **кессонный фундамент** (кессонная часть здания): Фундамент, выполненный в виде бетонного монолитного короба/герметичной стальной коробки, с усиленной гидроизоляцией, предотвращающей поступление грунтовых вод внутрь короба/коробки.

3.12 **магистральная насосная станция:** Сооружение, входящее в состав НПС и предназначенное для повышения давления в трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.

3.13 **накопление нефти [нефтепродуктов]:** Совокупность технологических операций, обеспечивающих прием необходимого количества и сохранение качества нефти [нефтепродуктов] с целью ее [их] последующей перекачки или перевалки.

3.14 **насосная станция хозяйственно-питьевого водоснабжения:** Сооружение, предназначенное для обеспечения потребителей водой питьевого качества на хозяйственно-питьевые и производственные нужды.

3.15 **неприкосновенный запас воды:** Запас воды, необходимый для работы системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения с учетом дополнительного расхода на работу мобильных средств пожаротушения от пожарных гидрантов/гребенок в размере 25 % от фактического расхода установки водяного охлаждения.

3.16 **перекачивающая станция (магистрального трубопровода):** Площадочный объект магистрального трубопровода, предназначенный для приема, накопления, учета, поддержания необходимого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу.

Примечания

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

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

3.17 **номинальный объем резервуара:** Условная величина, предназначенная для идентификации резервуара при проектировании.

Примечание — Например, номинальный объем резервуара используют:

- при расчете объема резервуара и устанавливаемого на резервуар оборудования, расчете установок пожаротушения и охлаждения стенок резервуаров;
- компоновке резервуарных парков и нефтебаз.

3.18 **очистные сооружения сточных вод:** Комплекс зданий, сооружений и устройств для очистки сточных вод и обработки осадка.

3.19 **подпорная насосная станция:** Сооружение, входящее в состав НПС и предназначенное для подачи нефти/нефтепродуктов из резервуарного парка на вход магистральных насосных агрегатов с давлением, обеспечивающим их работу вне зоны кавитации.

3.20 **пожарный гидрант/пожарная гребенка:** Устройство для отбора воды из водопроводной сети для тушения пожара.

3.21 **пояс стенки резервуара вертикального стального:** Цилиндрический участок стенки, состоящий из листов одной толщины.

Примечание — При этом высота пояса равна ширине одного листа. К первому поясу относится пояс стенки, присоединяемый к днищу резервуара.

3.22 **предельное давление насоса:** Наибольшее давление на выходе из насоса, на которое рассчитана его конструкция.

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

3.24

проектная документация: Совокупность текстовых и графических документов, определяющих архитектурные, функционально-технологические, конструктивные, инженерно-технические и иные решения проектируемого здания (сооружения), состав которых необходим для оценки соответствия принятых решений заданию на проектирование, требованиям технических регламентов и документов в области стандартизации и достаточен для разработки рабочей документации для строительства.

[ГОСТ 21.001—2013, статья 3.1.5]

3.25 **проектные свойства нефти [нефтепродукта]:** Свойства нефти [нефтепродукта], принятые в расчетах.

Примечание — В расчетах принимаются свойства нефти [нефтепродукта], определяемые на основании теплогидравлических расчетов по всему технологическому участку МТ исходя из свойств транспортируемой нефти (нефтепродукта) для минимальной среднемесячной температуры грунта на глубине оси трубопровода.

3.26 **просадочный грунт:** Грунт, который под действием внешней нагрузки и (или) собственного веса при замачивании водой претерпевает вертикальную деформацию (просадку) и имеет относительную деформацию просадочности более 0,01.

3.27

рабочая документация: Совокупность текстовых и графических документов, обеспечивающих реализацию принятых в утвержденной проектной документации технических решений объекта капитального строительства, необходимых для производства строительных и монтажных работ, обеспечения строительства оборудованием, изделиями и материалами и/или изготовления строительных изделий.

Примечание — В состав рабочей документации входят основные комплекты рабочих чертежей, спецификации оборудования, изделий и материалов, сметы, другие прилагаемые документы, разрабатываемые в дополнение к рабочим чертежам основного комплекта.

[ГОСТ 21.001—2013, статья 3.1.6]

3.28 **расчетная температура нефти [нефтепродукта]:** Минимальная температура нефти (нефтепродукта), определяемая по среднемесячной температуре грунта на глубине оси трубопровода.

3.29 **резервуар (для нефти/нефтепродуктов):** Сооружение, предназначенное для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов.

Примечание — Резервуары в ряде случаев можно использовать для измерения объема и/или хранения нефти/нефтепродуктов.

3.30 **система пенного пожаротушения:** Совокупность установок пенного пожаротушения, интегрированных посредством единых сетей трубопроводов, насосной станции пожаротушения, систем дозирования пенообразователя, источников водоснабжения, средств автоматизации.

3.31 **склады нефти и нефтепродуктов:** Комплекс зданий, резервуаров и других сооружений, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов.

Примечание — Нефтебазы, резервуарные парки и наливные станции магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов относят к складам нефти и нефтепродуктов.

3.32 **схема перекачки нефти [нефтепродукта] из насоса в насос:** Схема перекачки нефти (нефтепродукта), при которой необходимое давление для бескавитационной работы на входе насосов НПС обеспечивается за счет остаточного давления, развиваемого предыдущей НПС.

3.33 **схема перекачки нефти [нефтепродукта] с подключенными резервуарами:** Схема перекачки нефти (нефтепродукта), при которой прием и откачка нефти (нефтепродукта) производятся через один и тот же резервуар или группу резервуаров.

3.34 **схема перекачки нефти [нефтепродукта] через резервуары:** Схема перекачки нефти (нефтепродукта), при которой прием нефти (нефтепродукта) производится в одну группу резервуаров, а откачка нефти (нефтепродукта) ведется из другой группы резервуаров.

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

Примечание — К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы:

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

3.36 **торфяная залежь верхового типа:** Торфяная залежь, сложенная видами верхового торфа полностью или не менее половины общей толщины пласта.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР — автоматическое включение резерва;
АСУТП — автоматизированная система управления технологическим процессом;
ГЖ — горючая жидкость;
ГЛОНАСС — Глобальная навигационная спутниковая система;
ДЭС — дизельная электростанция;
ЕАЭС — Евразийский экономический союз;
ЗРУ — закрытое распределительное устройство;
ЗУ — заземляющее устройство;
ЛВЖ — легковоспламеняющиеся жидкости;
МНА — магистральный насосный агрегат;
МНС — магистральная насосная станция;
МТ — магистральный трубопровод;
МЭК — Международная электротехническая комиссия;
НПС — нефтеперекачивающая/нефтепродуктоперекачивающая станция;
НТД — нормативно-техническая документация;
ПНА — подпорный насосный агрегат;
ПНС — подпорная насосная станция;
ПО — программное обеспечение;
РВС — резервуар вертикальный стальной;
РВСП — резервуар вертикальный стальной с понтоном;
РВСПК — резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
РП — резервуарный парк;
СИКН — система измерений количества и показателей качества нефти;
СИКНП — система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов;
СМЗ — система защиты от молнии;
СОУ — система обнаружения утечек;
СППК — сбросной пружинный предохранительный клапан;
ССВД — система сглаживания волн давления;
СУП — система уравнивания потенциалов;
ТУ — технологический участок;
УРД — узел регулирования давления;
ФГУ — фильтр-грязеуловитель;
ЭД — электродвигатель.

5 Общие положения

5.1 Проектирование зданий и сооружений, в том числе инженерных коммуникаций, расположенных на площадках НПС, следует выполнять в соответствии с требованиями технических регламентов, стандартов, других нормативных документов в области технического регулирования, распространяю-

щихся на проектирование соответствующих зданий и сооружений, с учетом требований настоящего стандарта.

5.2 Проектную документацию на строительство новых и реконструкцию действующих НПС разрабатывают на основе утвержденного заказчиком задания на проектирование, материалов инженерных изысканий и иных материалов предпроектного обследования.

5.3 Инженерные изыскания для строительства новых и реконструкции действующих НПС выполняют в порядке, установленном действующими законодательными и нормативными актами по инженерным изысканиям.

5.4 Проектирование НПС осуществляют специализированные организации, имеющие свидетельства о допуске к работам по проектированию объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность указанных объектов, а также необходимую техническую базу.

5.5 Для зданий и сооружений указывают уровень ответственности в соответствии с ГОСТ 27751.

5.6 Объекты НПС и установленное на них оборудование должны соответствовать проектной документации. Изменение проектных решений допускается по согласованию с проектными организациями с последующим прохождением экспертизы проектной документации в соответствии с законодательством государств — членов ЕАЭС и внесением принятых решений в техническую документацию.

5.7 При проектировании объектов НПС учитывают все нагрузки и воздействия с учетом особенностей размещения и климатического района по ГОСТ 15150.

5.8 При проектировании следует принимать технические решения, включающие выбор оборудования, направленные на минимизацию технологических потерь нефти/нефтепродуктов при транспортировке.

5.9 При проектировании НПС необходимо выполнять требования промышленной и пожарной безопасности.

5.10 В проектной документации на реконструкцию НПС представляют результаты технико-экономического сравнения основных показателей до начала реконструкции и после ее окончания.

5.11 В проектной документации проводят идентификацию зданий и сооружений производственного объекта путем установления их соответствия следующим существенным признакам:

а) класс функциональной пожарной опасности;

б) категория зданий, помещений и наружных установок по пожарной и взрывопожарной опасности в соответствии с требованиями таблиц А.2 и А.3 приложения А;

в) степень огнестойкости с учетом требований пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС;

г) класс конструктивной пожарной опасности согласно требованиям пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС;

д) классы взрывоопасных и пожароопасных зон.

Классы взрывоопасных и пожароопасных зон регламентируются требованиями пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

5.12 При разработке проектной документации на строительство новых и реконструкцию действующих НПС в соответствующих разделах проектной документации на всех этапах проектирования учитывают требования и предусматривают мероприятия по охране окружающей среды и восстановлению природной среды, по рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, по обеспечению экологической безопасности на основе использования наилучших существующих технологий с учетом экономических и социальных факторов, а также по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, по обеспечению охраны труда, промышленной безопасности и пожарной безопасности, предупреждению аварий и локализации их последствий с необходимыми обоснованиями и расчетами.

5.13 На НПС допускают к применению только системы и оборудование, а также их компоненты (в том числе иностранного производства), имеющие разрешительную документацию (сертификат или декларацию о соответствии обязательным требованиям технического(их) регламента(ов)), и в технической документации которых указан их срок службы. После достижения установленного срока дальнейшая эксплуатация систем и оборудования без проведения процедур по продлению срока безопасной эксплуатации запрещена.

6 Классификация и состав НПС

6.1 Классификация НПС

6.1.1 НПС в зависимости от функционального назначения проектируют с РП или без РП.

6.1.2 Требования к расположению НПС с РП по трассе МТ определены в ГОСТ 34563.

6.2 Состав НПС с резервуарным парком

6.2.1 Территорию НПС с РП разделяют на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

а) производственная зона НПС;

б) зона РП;

в) административно-хозяйственная зона;

г) зона очистных сооружений.

6.2.2 Производственная зона НПС предназначена для размещения зданий и сооружений, обеспечивающих технологический процесс перекачки нефти/нефтепродуктов с необходимыми параметрами, а также обеспечивающих охрану труда, промышленную и пожарную безопасность.

6.2.3 Зона РП предназначена для размещения комплекса резервуаров и связанного с ним технологического оборудования, предназначенных для приема, накопления и сдачи нефти/нефтепродуктов, а также сооружений и оборудования, обеспечивающих охрану труда, промышленную и пожарную безопасность.

6.2.4 Административно-хозяйственная зона предназначена для размещения административно-управленческих служб и обслуживающих производств. Административно-хозяйственная зона — общая для всех НПС, расположенных на одной площадке (при расположении на одной площадке нескольких НПС).

6.2.5 Зона очистных сооружений предназначена для размещения установок для сбора и переработки хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых сточных вод. Зона очистных сооружений — общая для всех НПС, расположенных на одной площадке (при расположении на одной площадке нескольких НПС).

Примечание — В случае возможности передачи производственно-дождевых или хозяйственно-бытовых сточных вод по сетям канализации или путем вывоза на очистные сооружения сторонней организации (по договору на утилизацию) очистные сооружения того или иного назначения не предусматривают.

6.3 Состав НПС без резервуарного парка

6.3.1 Территорию НПС без РП разделяют на зоны с учетом функционального назначения зданий и сооружений:

а) производственная зона НПС;

б) административно-хозяйственная зона;

в) зона очистных сооружений.

6.3.2 Производственная зона НПС предназначена для размещения зданий и сооружений, обеспечивающих технологический процесс перекачки нефти/нефтепродуктов с необходимыми параметрами, а также обеспечивающих охрану труда, промышленную и пожарную безопасность.

6.3.3 Административно-хозяйственная зона предназначена для размещения административно-управленческих служб и обслуживающих производств. Административно-хозяйственная зона — общая для всех НПС, расположенных на одной площадке (при расположении на одной площадке нескольких НПС).

6.3.4 Зона очистных сооружений предназначена для размещения установок для сбора и переработки хозяйственно-бытовых сточных вод или накопительной емкости с последующим вывозом передвижной техникой на ближайшие очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод. Решение определяют исходя из суточного объема хозяйственно-бытовых сточных вод. Зона очистных сооружений — общая для всех НПС, расположенных на одной площадке (при расположении на одной площадке нескольких НПС).

Очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод на НПС без РП не выполняют. Сбор поверхностного стока с открытых бетонных площадок стоянок техники, участков с интенсивным движением транспорта, технологического оборудования (ФГУ, насосов откачки нефти/нефтепродуктов

из подземных емкостей, СИКН/СИКНП, УРД, топливных емкостей котельной и ДЭС) осуществляют в накопительные приямки, мокрые колодцы либо в резервуар-накопитель с последующим вывозом передвижной техникой на близлежащие очистные сооружения.

Примечания

1 В случае возможности передачи хозяйственно-бытовых сточных вод по сетям канализации на очистные сооружения сторонней организации (по договору на утилизацию) очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод не предусматривают.

2 В случае отсутствия возможности организации вывоза загрязненных поверхностных сточных вод (отсутствие ближайших очистных сооружений либо превышение исходных концентраций загрязнений сточных вод относительно концентраций, возможных к приему на очистные сооружения) на НПС без РП выполняют вывоз на локальные очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод (подземного исполнения). Для подачи загрязненных поверхностных сточных вод на локальные очистные сооружения выполняют систему производственно-дождевой канализации. Отвод очищенных сточных вод выполняют по единому отводному коллектору с очищенными бытовыми сточными водами к месту сброса. Необходимость устройства локальных очистных сооружений производственно-дождевых сточных вод на НПС без РП должна быть технико-экономически обоснована.

7 Технологическое проектирование и оборудование НПС

7.1 Общие правила выбора оборудования НПС

7.1.1 Выбор технологического оборудования НПС осуществляют исходя из обеспечения расчетной пропускной способности ТУ МТ при проектных значениях плотности и вязкости перекачиваемой нефти/нефтепродуктов.

7.1.2 Расчетную пропускную способность определяют в соответствии с ГОСТ 34563.

7.1.3 Параметры технологического оборудования НПС выбирают с учетом следующих параметров работы ТУ МТ:

а) режим работы ТУ МТ — непрерывный, круглосуточный;

б) расчетное время работы ТУ МТ с учетом остановки на регламентные работы — 8400 ч или 350 дней в году.

7.1.4 При выборе места размещения НПС оценивают наличие существующих систем энергоснабжения, водоснабжения, канализации и других вспомогательных сооружений. При параллельной прокладке нефтепроводов или нефтепродуктопроводов проектируемые площадки НПС целесообразно совмещать с площадками действующего трубопровода.

7.1.5 Все НПС на участке МТ с одной и той же пропускной способностью оснащают однотипным оборудованием.

7.1.6 Для перекачки нефти/нефтепродуктов применяют последовательную, параллельную, а также параллельно-последовательную схемы соединения магистральных насосов.

7.1.7 При проектировании НПС не допускают применение технологических схем НПС с отбором нефти/нефтепродуктов на участке технологического трубопровода между подпорной и магистральной насосными станциями за исключением отбора нефти/нефтепродуктов на технологические нужды (рециркуляция нефти для подогрева, внутрипарковая перекачка, отбор на собственные нужды, отбор на смешение и т. д.). При этом на линии отбора необходимо предусматривать узел регулирования, обеспечивающий поддержание давления на входе магистральной насосной станции не ниже заданного с целью обеспечения кавитационной устойчивости МНА.

7.1.8 На НПС с РП для подачи нефти/нефтепродукта к МНА, если они не обеспечены необходимым кавитационным запасом, предусматривают установку ПНА.

7.1.9 На выходных линиях подпорных насосов до магистральных насосов предусматривают установку арматуры и оборудования, рассчитанных на давление не ниже 2,5 МПа.

7.1.10 Коллектор магистральной насосной станции рассчитывают на давление 7,5 МПа.

7.1.11 Необходимость установки ССВД на входе НПС и ее технические характеристики определяют по результатам расчета нестационарных режимов работы технологического участка МТ. Параметры работы и настройки ССВД выбирают в соответствии с ГОСТ 34563.

7.1.12 На НПС с РП предусматривают установку узлов с предохранительными устройствами для защиты по давлению технологических трубопроводов. Требования по проектированию предохранительных устройств приведены в 7.5.

7.1.13 Для поддержания заданных величин давлений (не ниже заданного на входе МНС и не выше заданного на выходе НПС) предусматривают регулирование давления. Методы регулирования давления представлены в 7.7.

7.1.14 При необходимости ввода в трубопровод противотурбулентных присадок точку ввода размещают на выходе НПС (после регулирующей арматуры, при ее наличии) для уменьшения деструкции противотурбулентных присадок. Конкретное место подключения установки по вводу противотурбулентных присадок определяют при проектировании.

7.1.15 Для обеспечения возможности работы приборов контроля давления на трубопроводах устанавливают устройства отбора давления.

7.1.16 На НПС, на которых проводят операции по приему-сдаче нефти/нефтепродуктов, предусматривают лаборатории для выполнения анализов и контроля качества перекачиваемой нефти/нефтепродуктов.

7.1.17 Для обеспечения работы схемы перекачки «из насоса в насос» следует проектировать НПС без РП. При проектировании НПС с РП следует предусматривать работу только по схемам перекачки «с подключенными резервуарами» и «через резервуары».

7.2 Резервуары и резервуарные парки на НПС

7.2.1 Требуемый объем РП на НПС разного назначения определяют в соответствии с ГОСТ 34563.

7.2.2 Выбор типа резервуаров, конструкции, оснащенности оборудованием, контрольно-измерительными приборами, устройствами молниезащиты, заземления, защиты от проявления статического электричества и занесенных потенциалов проводят в соответствии с ГОСТ 31385.

7.2.3 В составе НПС для перекачки нефтепродуктов количество резервуаров в РП и их емкость определяют с учетом обеспечения необходимого количества и емкости резервуаров по каждой марке нефтепродукта.

В составе НПС для перекачки нефти количество резервуаров в РП и их емкость определяют с учетом класса, типа, группы и вида нефти.

7.2.4 При определении количества резервуаров для аварийного сброса и их объема необходимо выполнять положения ГОСТ 34563.

7.2.5 Необходимость применения тепловой изоляции резервуаров определяют в соответствии с ГОСТ 34563.

7.2.6 Противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов приведены в приложении А.

7.2.7 Резервуары следует размещать группами. Общую вместимость группы резервуаров, а также расстояние между стенками соседних резервуаров, располагаемых в одной группе, принимают в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС[1)].

Каждую группу резервуаров по периметру ограждают общим обвалованием (ограждающей стенкой).

7.2.8 Защиту резервуаров от прямых ударов молнии следует выполнять в соответствии с требованиями ГОСТ 31385 и нормативных документов государств — членов ЕАЭС.

7.2.9 Резервуары выполняют с необходимой несущей способностью при возможных неблагоприятных сочетаниях нагрузок и воздействий, которые могут возникнуть в процессе строительства и в течение расчетного срока службы.

7.2.10 Технологии очистки хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых сточных вод с территории НПС обеспечивают санитарную и экологическую безопасность объектов. Характеристики очищенных сточных вод соответствуют санитарным нормам, требованиям нормативных документов государств — членов ЕАЭС.

7.3 Магистральные насосные агрегаты

7.3.1 Все НПС на участках МТ с одной и той же проектной пропускной способностью оснащают однотипными МНА. Количество и характеристики МНА определяют необходимыми расчетами.

[1)] На территории Российской Федерации действует СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности».

7.3.2 МНА размещают в помещении, на открытой площадке или под навесом в зависимости от категории размещения устанавливаемого оборудования согласно ГОСТ 15150. Установка насосов в заглубленном помещении не допускается.

7.3.3 Подачу магистральных насосов принимают в соответствии с расчетной пропускной способностью нефтепровода/нефтепродуктопровода и принятой схемой соединения насосов (последовательная, параллельная).

7.3.4 Магистральные насосные агрегаты выбирают согласно требованиям ГОСТ 34183.

7.3.5 Проточная часть магистрального насоса должна обеспечивать возможность установки сменных роторов на подачу в зависимости от расчетной пропускной способности участка МТ.

7.3.6 При определении количества МНА учитывают схему их соединения и необходимость наличия резервных МНА.

7.3.7 Количество магистральных насосных агрегатов в составе магистральной насосной станции определяют исходя из расчетного давления, характеристик МНА, характеристик перекачиваемой нефти/нефтепродукта, режима перекачки. Рекомендованное количество рабочих МНА в группе — не более трех. На каждую группу рабочих МНА необходимо предусматривать установку одного резервного МНА. При соответствующем обосновании допускается изменять количество рабочих МНА.

7.3.8 Для заполнения опорожненных магистральных насосов (в том числе после ремонта), а также для вывода магистрального насоса в ремонт используют дренажный трубопровод, на котором установлена запорная арматура, предусмотренная на номинальное давление магистральных насосов.

7.3.9 Для смазки и охлаждения подшипников МНА предусматривают принудительную систему смазки (маслосистема) в соответствии с требованиями завода — изготовителя МНА. Маслосистема может быть единой (на всю группу установленных МНА) или индивидуальной (для каждого МНА).

Допускают применение картерной или консистентной системы смазки.

7.3.10 При отключении энергоснабжения маслосистема обеспечивает маслоснабжение агрегата с требуемыми параметрами до его полной остановки.

7.3.11 На месте эксплуатации насос в сборе допускает проведение гидравлических испытаний совместно с прилегающими трубопроводами на прочность пробным давлением, превышающим предельное давление в 1,25 раза, в течение времени не менее 24 ч и на герметичность пробным давлением, равным предельному, в течение времени не менее 12 ч.

7.3.12 В качестве привода МНА применяют асинхронные или синхронные взрывозащищенные ЭД. Вид взрывозащиты ЭД предусматривают соответствующим среде, в которой он эксплуатируется. Конструкция применяемых ЭД предусматривает места для установки датчиков стационарных систем контроля, в том числе датчиков измерения температуры и вибрации на подшипниковых опорах.

7.3.13 Для обеспечения взрывозащиты ЭД МНА с видом взрывозащиты «заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением» предусматривают систему, обеспечивающую заполнение оболочки под избыточным давлением защитного газа. В качестве защитного газа применяют атмосферный воздух. Параметры воздуха (чистота, давление, температура и расход) определяют исходя из обеспечения требуемых параметров защитного газа в режиме нормальной эксплуатации ЭД МНА. При размещении оборудования системы, обеспечивающей заполнение оболочки ЭД под избыточным давлением защитного газа в отдельном помещении смежно с насосной станцией и применение трубопроводов с толщиной стенки более 3,5 мм, дополнительных решений по предотвращению повреждений трубопровода при пересечении стен не требуется.

7.3.14 Для систем обеспечения взрывозащиты с применением подпорных вентиляторов предусматривают установку двух вентиляторов на каждый МНА из расчета: один — в работе, один — в резерве. Расход и напор вентиляторов определяют исходя из обеспечения требуемых параметров защитного газа в режиме нормальной эксплуатации и предпусковой подготовки ЭД. Параметры защитного газа в режиме предпусковой подготовки ЭД и в режиме нормальной эксплуатации ЭД обеспечивают работой одного вентилятора по необходимой циклограмме.

7.3.15 В случае применения ЭД с системой оборотного жидкостного охлаждения, состоящей из насосной станции, аппаратов воздушного охлаждения и сетей оборотного охлаждения, в качестве охлаждающей жидкости применяют воду. При размещении НПС в районах, климатические условия которых в холодный период года приводят к замерзанию охлаждающей жидкости при ее циркуляции, в качестве охлаждающей жидкости предусматривают использование нетоксичной и негорючей низкозамерзающей жидкости.

7.3.16 При последовательной схеме включения МНА трубопровод на выходе МНС оснащают обратным клапаном для исключения обратного потока продукта через МНА при отключении МНА

(МНС). При параллельной схеме включения МНА выкидные линии каждого МНА оснащают обратными клапанами.

7.4 Подпорные насосные агрегаты

7.4.1 Вертикальные ПНА устанавливают на открытой бетонной площадке с отбортовкой для ограничения розлива нефти/нефтепродуктов. Горизонтальные ПНА устанавливают в помещении, на открытой бетонной площадке или под навесом (проветриваемое укрытие) с отбортовкой для ограничения розлива нефти/нефтепродукта. На вновь проектируемых НПС установку насосов в заглубленном помещении не допускают.

7.4.2 При проектировании выполняют расчет, подтверждающий бескавитационную работу насоса с учетом разницы отметок и потерь в технологических трубопроводах.

7.4.3 При проектировании новых НПС минимальное количество работающих ПНА на проектных режимах принимают не менее двух. На каждую группу ПНА предусматривают не менее одного резервного ПНА.

7.4.4 На НПС каждую группу ПНА (в том числе резервные ПНА для данной группы) оснащают однотипными ПНА.

7.4.5 Технологическую обвязку подпорных насосных агрегатов предусматривают для обеспечения параллельной работы насосов, а также применения резервного насоса для подготовки резервуаров к техническому обследованию и ремонту, зачистки резервуаров, внутрипарковой перекачки и откачки нефти/нефтепродуктов из резервуаров аварийного сброса нефти/нефтепродуктов.

7.4.6 Для очистки перекачиваемой нефти/нефтепродуктов от механических примесей и посторонних предметов на приеме ПНА устанавливают фильтры.

7.4.7 Выкидные линии каждого ПНА оснащаются обратными клапанами.

7.5 Защита по давлению технологических трубопроводов и оборудования

7.5.1 Для защиты по давлению технологических трубопроводов на НПС с РП предусматривают установку узлов с предохранительной арматурой:

- на приемном технологическом трубопроводе с точкой подключения за ФГУ по потоку нефти/нефтепродуктов (СППК №1);
- между подпорной насосной и магистральной насосной станциями (СППК № 2).

Число предохранительных клапанов: для первого узла (СППК №1) рассчитывают на максимальную расчетную пропускную способность нефтепровода/нефтепродуктопровода, а для второго узла (СППК № 2) — на 70 % от максимальной расчетной пропускной способности нефтепровода/нефтепродуктопровода.

На каждом узле предусматривают по одному резервному предохранительному клапану.

Сброс нефти/нефтепродуктов от узла с предохранительной арматурой предусматривают в резервуары аварийного сброса. Объем резервуаров аварийного сброса определяют в соответствии с ГОСТ 34563.

Номинальное давление трубопровода между ПНС и МНС принимают не ниже 2,5 МПа.

Примечание — На стадии проектирования необходимо уточнять требуемую производительность сброса от СППК № 2 и объем сброса по результатам расчетов нестационарных режимов работы технологического участка МТ, моделирующих внезапное отключение МНС при отсутствии энергоснабжения, в том числе при отказе затвора обратного на выходе МНС.

7.5.2 Давление настройки предохранительных клапанов выбирают из условия создания запаса 0,2 МПа над рабочим давлением в точке подключения предохранительных клапанов. Рабочее давление в трубопроводе между ПНС и МНС принимают при максимальном уровне нефти/нефтепродукта в резервуаре, при давлении, развиваемом ПНА при нулевой подаче, а также с учетом разности геодезических отметок между днищем резервуара и высотной отметкой установки предохранительного клапана.

7.5.3 Для повышения надежности защиты по давлению технологических трубопроводов РП допускают оснащение узла СППК на входе НПС с РП (СППК №1) автоматически открывающейся по давлению запорной арматурой, установленной параллельно данному узлу. Давление открытия запорной арматуры принимают не менее давления настройки предохранительного клапана.

7.5.4 Для дополнительной защиты линейной части МТ от превышения давления (при закрытии запорной арматуры, установленной до площадки с предохранительной арматурой на приеме НПС с РП) допускается установка до узла подключения станции (на входе НПС с РП, до запорной арматуры под-

ключения НПС) автоматически открывающейся запорной арматуры со сбросом нефти/нефтепродукта в резервуары аварийного сброса.

Установку вышеуказанной запорной арматуры выполняют только при наличии обоснования применения данного вида защиты НПС с РП.

В случае, если технологический участок МТ оснащен или оснащается в соответствии с проектом системой автоматизации технологического участка МТ, расчет нестационарных режимов работы технологического участка МТ с целью проверки необходимости установки автоматически открывающейся запорной арматуры выполняют с учетом работы автоматических защит данной системы. В случае, если действия системы автоматизации технологического участка МТ обеспечивают непревышение допустимого рабочего давления линейной части МТ и приемного трубопровода НПС с РП, автоматически открывающуюся запорную арматуру не устанавливают.

Время открытия автоматически открывающейся запорной арматуры принимают не более половины времени закрытия запорной арматуры, установленной от узла подключения НПС до узла СППК на входе НПС с РП.

7.5.5 До и после каждого предохранительного клапана в узлах СППК устанавливают отключающую запорную арматуру с ручным управлением. Запорную арматуру рабочих клапанов опломбировывают в открытом положении.

7.5.6 На НПС допускают установку ССВД, обеспечивающей снижение воздействия на трубопроводы волны давления, возникающей при нестационарных режимах работы технологического участка МТ. Сброс потока нефти/нефтепродуктов от ССВД предусматривают в резервуары горизонтальные стальные. ССВД устанавливают на трубопроводе приемной линии НПС после фильтров-грязеуловителей. Установку ССВД обосновывают расчетами нестационарных режимов работы участка МТ.

7.5.7 При проектировании НПС учитывают возможность повышения давления в секциях трубопровода линейной части и в технологических трубопроводах при нестационарных процессах, характеризующихся изменением давления вдоль трассы МТ во времени (волны давления) в результате отключения НПС.

7.5.8 На НПС с РП при установке предохранительных клапанов только между подпорной и магистральной насосной станциями для определения объема сброса нефти/нефтепродукта выполняют расчеты нестационарных процессов, влияющих на условия отключения магистральной насосной станции.

7.6 Правила обеспечения очистки перекачиваемой нефти/нефтепродуктов

7.6.1 Для очистки перекачиваемой нефти/нефтепродуктов от механических примесей и посторонних предметов на входе НПС предусматривают узел фильтрации. Количество рабочих фильтров принимают не менее двух и не менее одного резервного.

7.6.2 Диаметр отверстий фильтрующего элемента ФГУ определяют в зависимости от требований к МНА и ПНА и требований, указанных в задании на проектирование, к степени очистки перекачиваемой нефти/нефтепродукта.

7.6.3 ФГУ оснащают быстроразъемными затворами.

7.6.4 При проектировании НПС, осуществляющих перекачку или отгрузку нефтепродуктов потребителю, допускается предусматривать дополнительные узлы фильтрации или узлы подключения к мобильным фильтрующим установкам исходя из требований грузополучателя к чистоте нефтепродукта, а также с учетом конкретных условий эксплуатации.

7.6.5 Пропускную способность рабочих ФГУ, устанавливаемых на приемном трубопроводе НПС, предусматривают не менее проектной пропускной способности ТУ МТ.

7.7 Способы регулирования давления

7.7.1 Для поддержания давления на входе и выходе НПС возможны следующие способы регулирования давления:

- регулирование давления дросселированием потока;
- регулирование давления путем изменения частоты вращения вала насосного агрегата.

Выбор способа регулирования давления (дросселирование потока, изменение частоты вращения вала насосного агрегата) определяют на основании технико-экономического обоснования.

При выборе способа регулирования давления дросселированием потока учитывают, что рабочее давление на выходе НПС не превышает 6,3 МПа.

7.7.2 Схема УРД предусматривает прямые участки до и после регулирующей арматуры длиной не менее 5 диаметров присоединяемого трубопровода. Присоединение регулирующей арматуры к трубопроводу предусматривают фланцевое, материал ответных фланцев обеспечивает приварку к трубопроводам.

Примечание — Допускается уменьшать указанное расстояние по согласованию с заводом — изготовителем регулирующей арматуры.

7.7.3 Для УРД на выходе МНС учитывают следующее:

- схема узла регулирования состоит не менее чем из двух параллельных регулирующих линий;
- пропускную способность узла регулирования давления принимают не менее расчетной пропускной способности ТУ МТ с учетом возможности вывода одного из регуляторов в ремонт.

7.7.4 Для УРД, устанавливаемых на входе НПС, предназначенных для исключения самотечных участков на линейной части МТ, учитывают следующее:

- схема узла регулирования состоит не менее чем из двух параллельных регулирующих линий с учетом одной резервной линии;
- наличие байпасного трубопровода, обеспечивающего пропускную способность ТУ МТ с установкой запорной арматуры.

7.7.5 В составе УРД применяют регулирующую арматуру. Не допускают применение запорной арматуры в качестве регулирующей.

7.8 Система дренажа и сбора утечек

7.8.1 Система дренажа предназначена для освобождения технологического оборудования от нефти/нефтепродуктов путем открытия дренажной запорной арматуры. Система сбора утечек предназначена для отвода утечек нефти/нефтепродуктов от МНА и ПНА. Сбор утечек и дренажа технологического оборудования осуществляют по отдельным трубопроводам в емкости подземные дренажные или резервуары горизонтальные стальные.

7.8.2 Опорожнение дренажных емкостей и горизонтальных стальных резервуаров предусматривают полупогружными электронасосными агрегатами во взрывозащищенном исполнении.

7.8.3 Подключение трубопроводов вспомогательных систем к магистральным насосным агрегатам и горизонтальным подпорным насосным агрегатам выполняют через виброгасящие рукава.

7.8.4 В начальных точках коллекторов дренажа, отвода утечек, отвода газовоздушной смеси и отвода масла от МНА, ПНА и другого оборудования предусматривают узлы для продувки и пропарки трубопроводов, обустроенные штуцером с запорной арматурой и заглушкой.

7.8.5 Трубопроводы сбора утечек вне зданий выполняют в теплоизоляции или теплоизоляции с электрообогревом (в зависимости от температуры окружающей среды и характеристик нефти/нефтепродуктов: проектной вязкости, температуры застывания).

7.8.6 По всей протяженности трубопроводов дренажа, сбора утечек и трубопровода отвода газовоздушной смеси предусматривают постоянный уклон в сторону дренажной емкости (резервуара) не менее 0,002 и исключают местные провисы для обеспечения полного освобождения трубопроводов и оборудования от нефти/нефтепродуктов.

7.8.7 Правила установки дренажных емкостей и горизонтальных резервуаров

7.8.7.1 Емкость подземная горизонтальная дренажная предназначена для сбора дренажа и утечек от оборудования. Резервуар горизонтальный стальной для аварийного сброса нефти/нефтепродуктов предназначен для сброса нефти/нефтепродуктов от систем сглаживания волн давления, а также сбора дренажа и утечек от оборудования.

Материалы и конструкцию дренажных емкостей и горизонтальных резервуаров предусматривают согласно климатическим условиям района их установки.

7.8.7.2 Люки горизонтальных резервуаров и дренажных емкостей располагают выше поверхности земли.

7.8.7.3 Горизонтальные резервуары и дренажные емкости заземляют и защищают внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.

7.8.7.4 Горизонтальные резервуары и дренажные емкости при необходимости (в зависимости от условий эксплуатации и назначения) оснащают внутренним подогревателем.

При наличии в горизонтальных резервуарах и дренажных емкостях подогревателей (змеевиков, электроподогревателей) уровень нефти/нефтепродуктов определяют не менее 0,5 м выше поверхности подогревателей (при работающих подогревателях).

7.8.7.5 Горизонтальные резервуары и дренажные емкости оборудуют искробезопасной лестницей для доступа внутрь резервуара.

7.9 Правила прокладки технологических трубопроводов

7.9.1 Прокладку технологических трубопроводов НПС предусматривают подземной, за исключением участков подключения к технологическому оборудованию.

Примечание — При соответствующем обосновании допускается надземная прокладка технологических трубопроводов НПС на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

7.9.2 Трубопроводы резервуарного парка в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале сейсмической интенсивности [1] прокладывают только надземно.

7.9.3 Диаметры технологических трубопроводов определяют на основании гидравлических расчетов, с учетом допустимых скоростей движения перекачиваемой нефти/нефтепродукта, в том числе определяемых условиями электростатической искробезопасности.

7.9.4 Необходимость выполнения обогрева технологических трубопроводов (электрообогрев или с применением теплоспутника) и тепловой изоляции для надземных трубопроводов определяют в зависимости от температуры застывания перекачиваемой нефти/нефтепродуктов и температуры окружающего воздуха района строительства.

7.9.5 Минимальные расстояния от технологических трубопроводов до сооружений НПС принимают в соответствии с требованиями нормативных документов государств — членов ЕАЭС.

7.9.6 Глубину заложения технологических трубопроводов предусматривают не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней части трубы (теплоизоляции), а в местах, где не предусмотрено движение транспорта, — с заглублением не менее 0,6 м.

При прокладке трубопроводов под проездами на территории НПС предусматривают укладку бетонных плит. Дополнительную защиту технологических трубопроводов футлярами в данном случае не производят. Глубину заложения технологических трубопроводов определяют не менее 0,8 м от верха покрытия проезда до верхней части трубы (теплоизоляции).

7.9.7 При взаимном пересечении технологических трубопроводов расстояния между стенками труб (теплоизоляции) в свету составляют не менее 350 мм, а пересечения выполняют под углом не менее 60°.

Примечание — Допускают сокращение расстояния при взаимном пересечении технологических трубопроводов до 200 мм при реконструкции существующих НПС (в стесненных условиях).

7.9.8 При пересечении технологических трубопроводов с инженерными коммуникациями расстояния по вертикали (в свету) определяют:

а) между технологическими трубопроводами и железнодорожными путями, считая от подошвы шпалы, — не менее 1,0 м;

б) между технологическими трубопроводами и автомобильными дорогами, считая от верха покрытия до верха трубы (или ее футляра) — по расчету на прочность, но не менее 0,8 м;

в) между технологическими трубопроводами и силовыми кабелями напряжением до 35 кВ и кабелями связи — не менее 0,5 м;

г) между технологическими трубопроводами и силовыми кабелями напряжением 110—220 кВ — не менее 1 м;

д) между технологическими трубопроводами и трубопроводами различного назначения — не менее 0,2 м.

Примечание — В стесненных условиях расстояние между кабелями до 35 кВ и трубопроводами, проложенными подземно, допускается уменьшать до 0,25 м, при условии размещения кабелей в трубах; на участках надземной прокладки трубопроводов или на совмещенных эстакадах, при пересечении или параллельном следовании кабели должны быть проложены в стальных трубах, в металлических коробах или металлических глухих лотках с крышкой с толщиной стенки не менее 1,5 мм.

7.9.9 При подземной прокладке технологических трубопроводов в случае расположения в одной траншее двух и более трубопроводов предусматривают их размещение в один ряд (в горизонтальной плоскости). Расстояние между стенками труб (теплоизоляции) в свету принимают при следующих диаметрах трубопроводов:

а) до *DN* 300 включительно — не менее 0,4 м;

б) более *DN* 300 — не менее 0,5 м.

7.9.10 Расстояния при надземной прокладке технологических трубопроводов между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали определяют исходя из удобства монтажа, нанесения теплоизоляции, возможности установки оборудования и фланцевых соединений и предусматривают не менее указанных в ГОСТ 32569.

7.9.11 При взаимном пересечении теплоизолированных технологических трубопроводов надземной прокладки расстояние между стенками теплоизоляции по вертикали (в свету) составляет не менее 100 мм.

7.9.12 Участки трубопроводов в местах прохода через стены предусматривают без сварных стыков. Проход через стены выполняют с обустройством гильзы.

7.9.13 Длина прямых вставок (катушек), вваривaемых между элементами трубопровода, составляет не менее 250 мм. Допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм при диаметре трубопровода не более 530 мм.

7.9.14 Технологические трубопроводы проектируют с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке перекачки. Для исключения газовой фазы входные технологические трубопроводы РП предусматривают с уклоном не менее 0,002 в сторону ПНС.

7.9.15 Срок эксплуатации технологических трубопроводов составляет 50 лет при условии выполнения соответствующих требований по безопасной эксплуатации.

7.9.16 Технологию выполнения работ по сборке и сварке трубопроводов всех назначений, а также приварку оборудования и соединительных деталей трубопроводов выполняют в соответствии с действующими стандартами государств — членов ЕАЭС[1)].

7.9.17 При сварке трубопроводов маслосистемы, а также импульсных линий отборов давления контрольно-измерительных приборов применяют технологию сварки, исключающую попадание шлака, брызг в маслосистему и импульсные трубки.

7.9.18 Все сварные соединения трубопроводов, включая импульсные линии отборов давления контрольно-измерительных приборов, подвергают контролю неразрушающими методами. Методы и объемы контроля качества сварных соединений принимают в соответствии с действующими нормативными документами государств — членов ЕАЭС[1)].

7.9.19 Все сварочные материалы (электроды, проволоки, флюсы) предусматривают в соответствии с действующими стандартами государств — членов ЕАЭС и обеспечивают требуемый уровень прочностных и вязкопластических свойств сварных соединений и сварочно-технологических характеристик[1)].

7.10 Правила выполнения расчетов напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов

7.10.1 При проектировании НПС выполняют расчет напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов и оборудования. Расчет технологических трубопроводов на прочность выполняют в соответствии с действующими стандартами государств — членов ЕАЭС[2)].

7.10.2 Для районов с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных трубопроводов и свыше 8 баллов для подземных в расчете учитывают дополнительные нагрузки, возникающие при сейсмическом воздействии[3)].

7.10.3 При проектировании выполняют расчет нагрузок (сил и моментов) на патрубки механо-технологического оборудования от присоединяемых технологических трубопроводов. Расчетные усилия и моменты на патрубки механо-технологического оборудования не допускают превышения усилий и моментов, указанных заводом — изготовителем оборудования.

7.11 Правила проведения гидравлических испытаний технологических трубопроводов и оборудования

7.11.1 Испытания осуществляют гидравлическим способом на прочность и герметичность с учетом обеспечения безопасности проведения операций.

[1)] На территории Российской Федерации действует СП 86.13330.2014 «СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы».

[2)] На территории Российской Федерации расчет проводится в соответствии с СП 36.13330.2012 «СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы».

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

7.11.2 Проведение гидравлических испытаний технологических трубопроводов и оборудования в составе технологических узлов предусматривают отдельными участками, в зависимости от номинального давления каждого участка, в два этапа:

а) первый этап — на прочность в течение 24 ч;

б) второй этап — на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра, но не менее 12 ч.

При положительной температуре наружного воздуха гидроиспытания проводят чистой водой (без механических примесей). При отрицательной температуре — незамерзающей жидкостью или с принятием мер по предотвращению замерзания.

7.11.3 При испытании технологических трубопроводов совместно с подключенным оборудованием величину испытательного давления на прочность определяют равной $1{,}25P_{раб}$, при проверке на герметичность — $P_{раб}$.

7.11.4 В целях обеспечения безопасности проведение гидроиспытаний технологических трубопроводов на прочность выполняют давлением, не превышающим величины заводского испытательного давления оборудования, трубопроводов и соединительных деталей.

7.11.5 Испытания трубопроводов с подключенным оборудованием на прочность и герметичность выполняют после полной готовности участка, полной засыпки, крепления на опорах, установки арматуры и приборов, а также катодных выводов.

7.11.6 Дренажные емкости и горизонтальные стальные резервуары (емкости для сбора утечек и дренажа, сброса от предохранительных клапанов и пр.) после монтажа, до засыпки грунтом, подвергают проверке на герметичность путем налива опрессовочной жидкости. Налив производят до максимального уровня в соответствии с паспортными характеристиками резервуара. Продолжительность :

а) после монтажа (до засыпки) — 6 ч;

б) после засыпки — 3 ч.

7.11.7 При проведении гидроиспытаний на торцах труб производят монтаж эллиптических заглушек заводского изготовления. При наличии на границе участков фланцевых соединений устанавливают плоские заглушки между фланцами.

7.11.8 Для заполнения трубопроводов при проведении гидроиспытаний монтируют патрубок по нижней образующей трубы, для выпуска воздуха — по верхней образующей трубы.

7.11.9 Перед проведением гидравлических испытаний до установки заглушек полость трубопроводов НПС продувают воздухом с целью очистки. Компрессор устанавливают в начальной точке трубопровода, противоположный конец трубопровода должен быть открыт. Производительность продувки определяется таким образом, чтобы скорость движения воздуха в трубопроводе была не менее 0,4 м/с. При продувке фильтрующие элементы фильтров, клапаны предохранительных устройств и клапаны ССВД (при их наличии) демонтируют.

7.11.10 При проведении гидравлических испытаний контроль значения испытательного давления осуществляется с помощью электронного самопишущего манометра и показывающих манометров, имеющих одинаковую точность во всем диапазоне измерения и одинаковые пределы измерения. Показывающие манометры применяются класса точности не более 1, при условии, что контролируемые значения давлений должны находиться в пределах второй трети шкалы показаний манометра (предел шкалы на давление 4/3 от испытательного давления). Один манометр устанавливают у опрессовочного агрегата после запорной арматуры, другой — в верхней точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата. Манометры устанавливают с выносом на расстояние не менее 5 м от испытываемого трубопровода. Запрещается установка манометров в траншеи и напротив эллиптических днищ.

7.11.11 После проведения гидроиспытаний трубопроводы НПС опорожняются от опрессовочной жидкости путем ее вытеснения воздухом, подаваемым компрессором. Компрессор подключают к патрубкам для выпуска воздуха. Опрессовочная жидкость вытесняется через предназначенный для заполнения патрубок в специальную емкость, или жидкость должна перепускаться в следующий испытываемый участок.

7.11.12 Давление гидроиспытаний на прочность централизованной маслосистемы уточняют по паспорту на маслосистему.

7.11.13 Испытание топливопроводов системы подачи топлива от топливных резервуаров до дизельной электростанции и трубопроводов системы подачи затворной жидкости проводят согласно ГОСТ 32569.

7.11.14 При испытаниях на прочность и герметичность устанавливают охранные зоны, в пределах которых во время проведения работ запрещается нахождение людей[1)].

7.12 СИКН и СИКНП

7.12.1 Для измерения количества и определения показателей качества нефти/нефтепродуктов при технологической необходимости в системе МТ предусматривают СИКН/СИКНП.

В зависимости от назначения СИКН/СИКНП подразделяют на коммерческие и оперативные. Коммерческая СИКН/СИКНП предназначена для ведения приема/сдачи нефти/нефтепродуктов между различными юридическими лицами. Оперативная СИКН/СИКНП предназначена для оперативного измерения количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов с целью обеспечения процессов управления технологическими объектами. Оперативная СИКН/СИКНП применяется вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений и не подлежит обязательной регистрации в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

7.12.2 Проектирование СИКН/СИКНП выполняют в соответствии с ГОСТ 34396.

7.12.3 Метрологическое обеспечение СИКН/СИКНП осуществляют в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области обеспечения единства измерений/законодательной метрологии государств, где эксплуатируют СИКН/СИКНП.

7.13 Испытательные лаборатории

7.13.1 Для определения физико-химических свойств и показателей качества нефти/нефтепродуктов привлекают испытательные лаборатории.

7.13.2 Оснащение оборудованием, средствами измерений и материалами определяется перечнем испытаний согласно требованиям НТД на перекачиваемый продукт и НТД на проведение испытаний.

7.14 Запорная и обратная арматура

7.14.1 Трубопроводную запорную и обратную арматуру по климатическому исполнению и сейсмостойкости применяют в соответствии с районом строительства.

7.14.2 Соединение трубопроводной арматуры с технологическими трубопроводами выполняют сварным способом.

7.14.3 Соединение трубопроводной арматуры с надземными трубопроводами вспомогательных систем и оборудованием допускается выполнять фланцевым способом с применением прокладок из терморасширенного графита.

7.14.4 Размещение трубопроводной арматуры на подземных трубопроводах предусматривают без сооружения колодцев. Разрабатывают решения, позволяющие осуществлять осмотр и обслуживание фланцевых и сальниковых соединений.

7.14.5 Класс герметичности затвора запорной арматуры для технологических трубопроводов принимают по классу «А» по ГОСТ 9544.

8 Архитектурно-строительное проектирование

8.1 Размещение площадки НПС

8.1.1 Расположение площадки НПС выбирают с учетом гидравлического расчета, рельефа местности, а также розы ветров в данном районе.

8.1.2 Площадку НПС размещают на неподтопляемых территориях, а также участках, не подверженных оползневым и карстовым явлениям. По возможности предусматривают размещение площадок НПС на возвышенностях и участках с непросадочными грунтами.

В случае наличия опасных геологических процессов (подтопление, карстовые процессы и др.) решение о размещении НПС принимают по результатам соответствующего технико-экономического обоснования. При этом разрабатывают специальные мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации.

[1)] На территории Российской Федерации охранные зоны безопасности при проведении гидроиспытаний определяют на основании Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приложения 7, таблица 2.

8.1.3 Не допускается размещение площадки НПС:

- в зонах санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, а также устанавливаемых в случаях, предусмотренных соответствующими требованиями документов государств — членов ЕАЭС в отношении подземных водных объектов зоны специальной охраны;
- в зонах возможного затопления;
- в охранной зоне особо охраняемой природной территории (государственного природного заповедника, национального парка, природного парка, памятника природы);
- в зоне охраны объектов культурного наследия.

8.1.4 Площадки НПС в зонах санитарной охраны источников водоснабжения, возможного затопления, на территории заповедников, территории культурного и исторического наследия не допускаются.

8.1.5 Минимальные расстояния от зданий и сооружений НПС до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений принимают в зависимости от категории НПС и необходимости обеспечения требований безопасности, но не менее значений, указанных в приложении В.

8.1.6 Минимальные противопожарные расстояния от сооружений РП до соседних объектов принимают в соответствии с приложением А.

8.2 Разработка генерального плана

8.2.1 Общие правила по планировке территории:

а) планировку территории НПС в части размещения зданий и сооружений, автомобильных дорог и инженерных сетей выполняют в соответствии с приложением Б;

б) при проектировании НПС выполняют сплошную планировку рельефа земельного участка под площадку НПС. При проектировании вертикальной планировки предусматривают наименьший объем земляных работ и минимальное перемещение грунта в пределах осваиваемого участка;

в) здания и сооружения, расположенные на территории производственной зоны и зоны РП, располагают ниже по рельефу по отношению к зданиям и сооружениям других зон.

РП предусматривают на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям производственной зоны, за исключением технологических объектов, обеспечивающих работу РП. При соответствующем обосновании допускается сооружение РП выше сооружений, обеспечивающих технологический процесс перекачки нефти/нефтепродуктов.

В случаях размещения надземных резервуаров с ЛВЖ и ГЖ на более высоких по отношению к соседним зданиям и сооружениям отметках предусматривают меры по предотвращению растекания разлившейся жидкости к указанным зданиям и сооружениям при авариях на резервуарах.

8.2.2 Правила размещения РП:

а) резервуары размещают группами;

б) по периметру каждой группы наземных резервуаров предусматривают замкнутое грунтовое обвалование шириной по верху 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов (при недостатке площади), рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Высоту обвалования или ограждающей стены подбирают из условия объема защитного ограждения, равного номинальному объему наибольшего по вместимости резервуара, находящегося внутри обвалования (ограждающей стены), плюс 0,2 м.

8.2.3 Правила устройства внутриплощадочных автодорог и проездов

8.2.3.1 Внутриплощадочные автодороги, проезды, подъезды и подходы к площадкам с технологическим оборудованием, зданиям и сооружениям на территории НПС выполняют с твердым покрытием, приподнятыми над планировочной поверхностью прилегающей территории не менее чем на 0,3 м. Внутриплощадочные дороги на НПС предусматривают с обочинами и установкой дорожных знаков.

8.2.3.2 При проектировании НПС на ее территории предусматривают пешеходные дорожки для передвижения персонала и установку дорожных знаков. Пешеходные дорожки также предусматривают для подхода к технологическому оборудованию, отдельно стоящим зданиям, сооружениям. Пешеходные дорожки выполняют с твердым покрытием, размещают выше уровня сточных вод и не допускают их затапливания.

8.2.3.3 По границам резервуарного парка, между группами резервуаров и для подъезда к площадкам сливоналивных устройств предусматривают проезды.

8.2.3.4 Предусматривают обеспечение свободных подъездов грузоподъемной техники и пожарных автомобилей ко всем зданиям, сооружениям и пожарным гидрантам, гребенкам.

8.2.4 Для перехода через обвалование или ограждающую стену выполняют лестницы-переходы. Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах предусматривают пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

8.2.5 В резервуарных парках по периметру защитного ограждения рекомендуют предусматривать площадки с твердым покрытием для установки пеноподающей пожарной техники длиной не менее 30 м и шириной не менее 3,5 м, чтобы обеспечить беспрепятственное движение по дороге. Количество площадок определяют не менее двух на каждый резервуар.

8.3 Общие правила проектирования зданий и сооружений НПС

8.3.1 Конструкцию зданий и сооружений НПС определяют в зависимости от климатических параметров, постоянных и временных нагрузок, функционального назначения, внутреннего температурного режима эксплуатации зданий и сооружений, при этом выполняют требования промышленной и пожарной безопасности технологических процессов с учетом требований, указанных в задании на проектирование.

8.3.2 Расчеты строительных конструкций всех зданий и сооружений проводят по двум предельным состояниям в соответствии с действующей нормативной документацией.

8.3.3 Архитектурно-строительные и объемно-планировочные решения производственных зданий и сооружений НПС принимают с учетом требований технологических процессов, климатических, сейсмических, противопожарных и инженерно-геологических условий площадок строительства.

8.3.4 Административно-бытовые здания предназначены для размещения в них помещений: административных, санитарно-бытовых, здравоохранения, общественного питания, помещений отдыха дежурной смены, проживания сотрудников вахты. Площади административных и хозяйственно-бытовых помещений определяют в соответствии с численностью персонала НПС.

8.3.5 Производственные, вспомогательные и санитарно-бытовые помещения оборудуют приточно-вытяжной вентиляцией с механическим, естественным или смешанным побуждением (в зависимости от категории помещения).

8.3.6 Варианты конструктивного исполнения полов (в том числе выбор основания/фундамента) зданий административно-бытового и производственного назначения НПС учитывают климатические и геологические условия объектов строительства, требуемую несущую способность и эксплуатационные характеристики.

8.3.7 Полы в помещениях зданий и сооружений НПС предусматривают в соответствии с категориями помещений по взрыво-пожароопасности и выполняют из ударопрочных материалов, исключающих скольжение. Уклоны полов выполняют в сторону приямков и трапов. Во взрывопожароопасных помещениях полы должны быть из искробезопасных материалов.

8.3.8 В коридорах, на путях эвакуации не допускается размещение строительных конструкций и оборудования, выступающих из плоскости стен на высоте менее 2 м, газопроводов и трубопроводов с горючими жидкостями, а также встроенных шкафов, кроме шкафов для коммуникаций (силовые щиты распределения электроэнергии, щиты связи и пр.) и пожарных кранов.

В лестничных клетках не допускается размещение:

- трубопроводов с горючими газами и жидкостями;
- встроенных шкафов, кроме шкафов для коммуникаций (силовые щиты распределения электроэнергии, щиты связи и пр.) и пожарных кранов;
- открыто проложенных электрических кабелей и проводов (за исключением электропроводки для слаботочных устройств) для освещения коридоров и лестничных клеток;
- выходов из грузовых лифтов и грузовых подъемников;
- оборудования, выступающего из плоскости стен на высоте до 2,2 м от поверхности проступей и площадок лестниц.

8.3.9 Строительные конструкции зданий и сооружений обеспечивают нормативные пределы огнестойкости.

8.3.10 Для определения деформаций грунта оснований фундаментов зданий и сооружений предусматривают установку:

- реперов (опорных знаков) — исходных геодезических знаков высотной основы;
- деформационных марок — контрольных геодезических знаков, размещаемых на зданиях и сооружениях.

8.3.11 Для оборудования и арматуры, узлы обслуживания которых расположены на высоте более 1,4 м от планировочной отметки, предусматривают обустройство стационарных площадок обслужи-

вания, обеспечивающих свободный доступ к узлам обслуживания. Площадку обслуживания высотой до 0,75 м от пола или планировочной отметки оборудуют ступенями, а при подъеме на высоту более 0,75 м устанавливают площадки с ограждением, оборудованные лестницей с перилами. Размеры конструктивных элементов площадок обслуживания, лестниц, перил, ограждений принимают в соответствии с нормативными документами, устанавливающими такие требования.

8.3.12 В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, выполняют переходные мостики, которые оборудуют перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

8.3.13 В местах проезда автотранспорта под инженерными коммуникациями (например, переходы трубопроводов, кабельные эстакады) устанавливают дорожные знаки с указанием габаритов высоты проезда.

8.4 Проектирование оснований и фундаментов

8.4.1 Тип оснований и фундаментов зданий и сооружений объектов НПС проектируют на основе исходных данных, полученных при выполнении инженерно-геологических и инженерных гидрометеорологических изысканий, и расчетов по двум группам предельных состояний.

8.4.2 Марки бетона по морозостойкости и водонепроницаемости бетонных и железобетонных конструкций принимают в зависимости от требований, предъявляемых к конструкциям, режима их эксплуатации и значений расчетных зимних температур наружного воздуха в районе строительства.

8.4.3 При размещении заглубленных помещений на заболоченных площадках предусматривают герметичные кессоны, рассчитанные на весь срок службы объекта, даже при наличии общеплощадочного дренажа.

8.4.4 Выполняют защиту бетонных и железобетонных конструкций от коррозии в соответствии с требованиями ГОСТ 31384, металлических конструкций — в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

8.4.5 При проектировании фундаментов, возводимых в особых условиях (закарстованные территории, сейсмические районы и пр.) и/или в основании которых имеются специфические грунты (пучинистые, просадочные, набухающие, элювиальные и пр.), учитывают соответствующие требования нормативных документов государств — членов ЕАЭС, предъявляющих требования к проектированию оснований сооружений, возводимых на специфических грунтах и в особых условиях[1)].

8.5 Геотехнический мониторинг

8.5.1 Геотехнический мониторинг — комплекс работ, основанный на натурных наблюдениях за поведением конструкций вновь возводимого или реконструируемого сооружения, его основания, в том числе грунтового массива, окружающего (вмещающего) сооружение, и конструкций сооружений окружающей застройки. Геотехнический мониторинг осуществляют в период строительства (в том числе в период сноса до начала строительства) и на начальном этапе эксплуатации вновь возводимых или реконструируемых объектов. При необходимости в случае наличия опасных геологических процессов (оползневые процессы и др.) мониторинг выполняют на протяжении всего периода эксплуатации.

8.5.2 Цель геотехнического мониторинга — обеспечение безопасности строительства и эксплуатационной надежности вновь возводимых (реконструируемых) объектов и сооружений окружающей застройки и сохранности экологической обстановки.

8.5.3 Геотехнический мониторинг осуществляют в соответствии с разделом, который входит в состав утверждаемой части проектной документации.

8.5.4 При разработке раздела геотехнического мониторинга определяют состав, объемы, периодичность, сроки и методы работ, которые назначаются применительно к рассматриваемому объекту строительства (реконструкции) с учетом его специфики, включающей результаты инженерных изысканий на площадке строительства, особенности проектируемого или реконструируемого сооружения и сооружений окружающей застройки и т. п. При этом в проектной документации определяют перечень параметров (планово-высотное положение, уровень грунтовых или поверхностных вод и др.) и их предельные значения, при которых обеспечивается безопасная эксплуатация зданий и сооружений. Контроль этих параметров выполняют в рамках геотехнического мониторинга.

[1)] На территории Российской Федерации действуют СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах», СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений», СП 24.13330.2011 «СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты».

8.5.5 В процессе геотехнического мониторинга обеспечивают своевременность информирования заинтересованных сторон о выявленных отклонениях контролируемых параметров (в том числе тенденции их изменений, превышающие ожидаемые) от проектных значений и результатов геотехнического прогноза.

9 Защита резервуаров, трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от коррозии

9.1 Общие правила

9.1.1 Противокоррозионную защиту подземных и надземных сооружений НПС предусматривают для сохранения прочностных свойств их металлических конструкций и изделий в течение всего срока эксплуатации.

9.1.2 При проектировании противокоррозионной защиты учитывают требования межгосударственных стандартов, национальных стандартов и нормативных документов заказчика[1)].

9.1.3 Конкретный тип защитного покрытия подземных и надземных сооружений НПС выбирают с учетом следующих факторов:

- агрессивность и температура перекачиваемого продукта;
- коррозионная активность атмосферы;
- коррозионная активность грунта;
- климатический район расположения НПС;
- срок службы изделия.

9.1.4 Применяемые защитные покрытия проходят испытания для подтверждения требуемого срока службы.

9.2 Защита трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от подземной коррозии

9.2.1 Защиту трубопроводов, строительных металлоконструкций и оборудования от подземной коррозии независимо от коррозионной агрессивности грунта и района монтажа осуществляют комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

9.2.2 При строительстве новых трубопроводов и их реконструкции с заменой дефектного участка,преимущественно применяют покрытия заводского нанесения на основе экструдированного полиэтилена или полипропилена, а также эпоксидных, полиуретановых или иных материалов.

9.2.3 В качестве антикоррозионного покрытия сварных стыков используют материалы, аналогичные по свойствам основному покрытию трубопровода: термоусаживающиеся манжеты на основе полиэтилена и полипропилена, а также жидкие материалы на основе эпоксидных, полиуретановых или иных материалов.

9.3 Защита трубопроводов, металлоконструкций и оборудования от атмосферной коррозии

Защиту от атмосферной коррозии осуществляют атмосферостойкими покрытиями заводского и трассового нанесения следующих типов:

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

Лакокрасочные покрытия должны обладать хорошей адгезией отдельных слоев друг с другом (а нижнего слоя — с защищаемым сооружением), твердостью, прочностью при изгибе и ударе, влагонепроницаемостью, атмосферостойкостью, комплексом декоративных свойств, а также возможностью сопряжения нового покрытия с нанесенным ранее.

9.4 Защита наружной и внутренней поверхности резервуаров вертикальных стальных от коррозии

9.4.1 Защиту резервуаров от коррозии осуществляют лакокрасочными покрытиями на эпоксидной, полиуретановой или иной основе.

[1)] Для трубопроводов на территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», на территории Республики Беларусь действует СТБ ГОСТ Р 51164—2001«Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

9.4.2 На внутренней поверхности резервуаров окрашивают: днище, первый пояс, верхний пояс и внутреннюю поверхность крыши. Необходимость защиты средних поясов определяют в зависимости от типа хранимого продукта и конструкции резервуара.

9.4.3 Покрытия внутренней поверхности резервуаров для хранения авиационного топлива предусматривают с антистатическими свойствами и не оказывающими негативного влияния на качество хранимого топлива.

9.5 Теплоизоляция резервуаров, трубопроводов и оборудования

9.5.1 Необходимость использования теплоизоляции при строительстве НПС определяют проектной документацией. При проектировании теплоизоляции учитывают требования межгосударственных стандартов, национальных стандартов и нормативных документов заказчика. Расчетную толщину теплоизоляции определяют на основе теплотехнических расчетов.

9.5.2 Для теплоизоляции трубопроводов и оборудования применяют следующие конструкции в зависимости от способа строительства:

- конструкции на основе заливочного пенополиуретана в защитной оболочке для теплоизоляции труб и соединительных деталей трубопроводов заводского нанесения;
- конструкции на основе сегментов из пенополиуретана, пенополистирола, пеностекла и пенокаучука в защитной оболочке для теплоизоляции оборудования, труб и соединительных деталей трубопроводов трассового нанесения.

9.5.3 В качестве защитных оболочек надземного исполнения применяют тонколистовую сталь с антикоррозионным покрытием или тонколистовые коррозионно-стойкие металлы и сплавы. В качестве защитных оболочек из термочехлов (для оборудования) допускают использование армированных тканей с влагостойким покрытием.

9.5.4 В качестве защитных оболочек подземного исполнения применяют полимерные или металлополимерные материалы.

9.5.5 Материал оболочки обеспечивает защиту теплоизоляционного материала от механических повреждений, а также воздействия ультрафиолетового излучения, атмосферных осадков и грунтовых вод.

9.5.6 Теплоизоляционные материалы и конструкции удовлетворяют требованиям по горючести, указанным в межгосударственных стандартах, национальных стандартах и нормативных документах заказчика. На трубопроводах, прокладываемых надземно с применением горючей теплоизоляции, необходимо предусматривать вставки из негорючих материалов для ограничения линейного распространения пожара.

9.5.7 Применяемые теплоизоляционные конструкции проходят испытания для подтверждения требований по огнестойкости.

10 Электрохимическая защита НПС от коррозии

10.1 Электрохимическая защита стальных трубопроводов и технологических сооружений (резервуаров, емкостей) НПС от почвенной коррозии обеспечивает непрерывную по времени катодную поляризацию на всем их протяжении и на всей поверхности в соответствии с ГОСТ 9.602[1)].

10.2 При проектировании систем защитного заземления и молниезащиты учитывают технические мероприятия по снижению экранирующего влияния на систему электрохимической защиты подземных участков трубопроводов.

11 Электроснабжение и электрооборудование НПС

11.1 Электроснабжение НПС

11.1.1 Схему внешнего энергоснабжения питающей подстанции проектируют на основании технических условий, выданных энергоснабжающей организацией в составе договора на технологическое присоединение.

[1)] Для трубопроводов на территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 51164—98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», на территории Республики Беларусь действует СТБ ГОСТ Р 51164—2001«Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

11.1.2 При определении объема резервирования и пропускной способности систем электроснабжения совпадение планового ремонта элементов электрооборудования и аварии в системе электроснабжения или возникновение двух аварий одновременно в системе электроснабжения учитывают только в случаях питания электроприемников особой группы первой категории надежности электроснабжения.

11.1.3 Электроприемники НПС обеспечивают питанием от двух независимых источников электроснабжения. Категории электроприемников по надежности электроснабжения определяют в процессе проектирования технологической части и системы электроснабжения на основании исходно-разрешительных документов технического заказчика (застройщика) (технические условия, технические требования, техническое задание на проектирование), нормативной документации и в соответствии с таблицей Г.1 приложения Г.

11.1.4 Мощность каждого трансформатора (пропускная способность каждой секции шин) понижающей подстанции НПС предусматривают с обеспечением работы всей подключенной нагрузки с учетом коэффициента одновременного использования и определяют расчетом в проектной документации.

11.1.5 Применяемые трансформаторы оснащают устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой и необслуживаемыми устройствами защиты масла от увлажнения и окисления.

11.1.6 Строительную часть под силовые трансформаторы предусматривают с учетом возможности замены трансформаторов на следующую ступень по шкале мощности.

11.1.7 Присоединение ЗРУ-6(10) кВ к подстанции 35-220/6(10) кВ выполняют гибким токопроводом на подвесных изоляторах на опорах или жесткими токопроводами, или кабельными линиями, проложенными по эстакаде или в бетонном лотке. В случаях, когда изменение температуры, вибрация, неравномерная осадка здания и тому подобное могут повлечь за собой опасные механические напряжения в проводниках, изоляторах или других элементах токопроводов, предусматривают меры к устранению этих напряжений (компенсаторы или подобные им приспособления). Ввод токопровода в здание ЗРУ выполняют через проходные изоляторы. Класс изоляции не менее 20 кВ. Защиту от внутренних перенапряжений выполняют с применением ограничителей перенапряжения.

11.1.8 Выбор типа ЭД для технологических агрегатов и их мощности определяют исходя из расчетной пропускной способности участка МТ и характеристик насоса. Номинальную мощность ЭД принимают не менее чем на 10 % выше потребляемой мощности.

11.1.9 Электроприводы задвижек пожаротушения необходимо предусматривать с механическими конечными и моментными выключателями без электронных блоков управления.

11.1.10 Для ЭД пожарных насосов не допускается установка устройств защиты и управления двигателем.

11.1.11 ЭД насосов пожаротушения, маслосистемы, оборотного водоснабжения, системы водоснабжения, канализации, вентиляции и другого оборудования выбирают по характеристикам насосов и запорной арматуры, требуемого режима работы технологического оборудования и условий окружающей среды.

11.1.12 Оснащение насосных агрегатов устройствами плавного пуска электродвигателей и установками частотного регулирования предусматривают на основе технико-экономического обоснования. Для аварийной вентиляции не допускается установка устройств плавного пуска электродвигателей и установок частотного регулирования.

11.1.13 Требования к категории надежности электроприемников приведены в приложении Г.

11.2 Аварийная дизельная электростанция

11.2.1 Независимо от категории электроснабжения на НПС предусматривают автономную автоматизированную ДЭС для электроснабжения электроприемников 0,4 кВ, необходимых для сохранения в работе наиболее важных систем НПС при отключении обоих вводов основного электроснабжения. Система автоматизация ДЭС должна обеспечивать стабилизацию выходных электрических параметров; аварийно-предупредительную сигнализацию и аварийную защиту; дистанционное и автоматическое управление всеми технологическими процессами гарантированного электроснабжения со сроком необслуживаемой работы в течение не менее 150 ч.

11.2.2 Питанием от ДЭС обеспечивают нагрузки особой группы первой категории надежности электроснабжения (приложение Г).

11.2.3 Мощность ДЭС определяют исходя из расчетной мощности нагрузок потребителей особой группы первой категории надежности электроснабжения с учетом пусковых характеристик потребителей.

Если по причине малой мощности нагрузок (до 100 кВт при отсутствии котельных) установка ДЭС нецелесообразна, для отдельных потребителей допускают резервирование питания с помощью статических источников бесперебойного питания.

11.2.4 ДЭС оборудуют системой автоматического пожаротушения.

11.3 Кабельные и проводные линии

11.3.1 Прокладку кабелей по территории НПС следует выполнять по кабельным и совмещенным эстакадам, а также по надземным кабельным конструкциям. Прокладка кабельной продукции в земле допускается в соответствии с требованиями национальных стандартов и нормативных документов заказчика.

11.3.2 В пределах защитного ограждения резервуаров прокладывают только кабели, относящиеся к электроприемникам, установленным в защитном ограждении резервуаров (приводы запорной арматуры, систем размыва донных отложений, систем измерения, управления, автоматизации и тому подобное).

11.3.3 Кабельные эстакады выполняют с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного в проектной документации.

11.3.4 Расстояние от кабельных эстакад до стенок резервуаров с нефтью/нефтепродуктами предусматривают не менее 20 м, но за пределами защитного ограждения резервуаров (за исключением тех частей кабельной эстакады, которые предназначены для прокладки кабелей к данным резервуарам). Расстояние от кабельных эстакад до наружных установок, содержащих ЛВЖ, предусматривают не менее 9 м (за исключением тех частей кабельной эстакады, которые предназначены для прокладки кабелей к данным наружным установкам, содержащим ЛВЖ). Эти расстояния считают от крайнего кабеля.

Внутри помещений со взрывоопасными зонами применяют бронированные силовые кабели.

Примечание — Допускается прокладка кабельных эстакад ближе указанных расстояний по горизонтали и вертикали от взрывоопасной зоны при выполнении дополнительных защитных мероприятий, например прокладка в трубах, в закрытых коробах.

11.3.5 Применяемые кабельные линии систем противопожарной защиты сохраняют работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их (систем противопожарной защиты) функций и полной эвакуации людей в безопасную зону, что подтверждается соответствующими документами на кабельную продукцию.

11.3.6 Совместную прокладку кабельных линий систем противопожарной защиты с другими кабелями и проводами в одном лотке (коробе) не допускается.

11.3.7 Запрещается открытая прокладка транзитных кабелей через взрывоопасные и пожароопасные зоны и помещения. Транзитными считают кабели, не относящиеся к производственному процессу в данном помещении или не предназначенные для питания электрооборудования данной установки.

11.3.8 Взаиморезервирующие кабели к электроприемникам первой категории надежности электроснабжения (приложение Г) прокладывают: по кабельным эстакадам — по разным сторонам эстакады с расстоянием между кабелями не менее 600 мм; в земле — в разных траншеях с расстоянием между кабелями не менее 1 м.

11.3.9 В местах прохождения кабельных каналов, коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматривают кабельные проходки с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

11.4 Электроосвещение

11.4.1 Для освещения помещений используют энергосберегающие источники света.

Энергосберегающие светильники выбирают согласно расчетам освещенности.

В административно-бытовых и жилых зданиях применяют энергосберегающие светильники, соответствующие категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, соответствующие архитектурным решениям.

11.4.2 В помещениях со взрывоопасной зоной для внутреннего освещения предусматривают взрывозащищенные энергосберегающие светильники.

Минимально допустимые значения световой отдачи в отношении осветительных устройств для внутреннего освещения общественных и производственных помещений при использовании светодиодных ламп или модулей — не менее 85 лм/Вт.

11.4.3 Общее освещение территорий НПС предусматривают прожекторами с применением энергосберегающих источников света, установленными на прожекторных мачтах, совмещенных с молниеприемниками, расположенными вне взрывоопасных зон.

11.4.4 При проектировании НПС предусматривают аварийное освещение во всех производственных помещениях, кроме рабочего, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках — аварийное или эвакуационное освещение.

12 Молниезащита и заземление НПС

12.1 Внешнюю защиту от молнии предусматривают для перехвата удара молнии в здание, сооружение или коммуникацию с помощью молниеприемников и отвода тока молнии в землю с помощью токоотводов и заземляющего устройства. Классификация уровней внешней молниезащиты — в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 — Классификация уровней внешней молниезащиты

№ п/п	Уровень внешней молниезащиты	Надежность защиты	Область применения
1	2	3	4
1	I	В соответствии с требованиями ГОСТ 31385 и нормативных документов государств — членов ЕАЭС	а) строительство новых резевуарных парков для нефти/нефтепродуктов; б) комплексная реконструкция системы молниезащиты резервуарных парков для нефти/нефтепродуктов; в) реконструкция отдельных резервуаров для нефти/нефтепродуктов при условии, что имеются резервуары, примыкающие к реконструируемому резервуару, молниезащита которых не обеспечивается с надежностью 0,99
2	II	В соответствии с требованиями ГОСТ 31385 и нормативных документов государств — членов ЕАЭС	Резервуары для нефти/нефтепродуктов для реконструируемых объектов. Сливо-наливные железнодорожные эстакады. Открытые распределительные устройства на напряжение 220/110 кВ
3	III	0,900	Остальные здания, сооружения и коммуникации

По отношению к защищаемому объекту внешняя СМЗ бывает:

- неизолированная;
- изолированная.

Неизолированную СМЗ выполняют в виде системы молниеприемников, установленных непосредственно на защищаемом здании, сооружении. В качестве молниеприемников и токоотводов максимально используют конструктивные элементы здания, сооружения.

Изолированную СМЗ выполняют в виде системы молниеотводов, установленных отдельно от защищаемого здания, сооружения. Объекты на НПС разделяют по уровням защиты от молнии.

Изолированную СМЗ применяют для защиты резервуаров с нефтью/нефтепродуктами, дыхательных клапанов емкостей и устройств выброса паров ЛВЖ из устройств вытяжной вентиляции. Для всех остальных объектов предусматривают неизолированную СМЗ.

В качестве молниеприемников неизолированной СМЗ используют естественные металлические элементы зданий и сооружений, молниеприемные сетки, стержневые и тросовые молниеприемники, установленные на защищаемых зданиях и сооружениях. При использовании в качестве молниеприемной сетки металлических элементов зданий обеспечивают их надежную электрическую связь между собой и с заземляющим устройством.

Молниеприемники изолированной СМЗ предусматривают стержневыми или тросовыми.

Стержневые или тросовые молниеприемники изолированной СМЗ устанавливают на стальные опоры отдельно стоящих на земле молниеотводов, изолированных от защищаемого здания, сооружения.

Изолированные молниеотводы присоединяют к общему ЗУ защищаемого объекта.

Расстояние от места подключения заземлителя молниеотвода к системе заземления объекта до точки подключения к ЗУ нулевого вывода обмоток силового трансформатора принимают не менее 15 м.

При использовании изолированных молниеотводов, ЗУ которых соединено с общим ЗУ, обеспечивают следующие минимально допустимые расстояния по воздуху от молниеотводов до защищаемых зданий и сооружений:

- 3 м от опор молниеотводов при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м включительно;
- 4 м от опор молниеотводов при удельном сопротивлении грунта более 100 Ом·м;
- 5,5 м до тросового молниеприемника при удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом·м включительно;
- 6 м до тросового молниеприемника при удельном сопротивлении грунта более 100 Ом·м.

12.2 Для защиты от заноса высокого потенциала по подземным и надземным коммуникациям все коммуникации должны быть присоединены на вводе в здание к заземлителю защиты от прямых ударов молнии, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации — к ее металлическому фундаменту.

12.2.1 Молниезащиту надземных трубопроводов выполняют присоединением их к заземляющему устройству. В качестве естественных молниеприемников служат сами трубопроводы, толщина стенки которых составляет не менее 4 мм.

12.2.2 Для защиты от вторичных проявлений молнии, а также для защиты от заноса высокого потенциала эстакады проектируемых трубопроводов через 200—300 м, а также в начале и в конце должны быть электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами и заземлены.

12.2.3 При проектировании заземляющих устройств НПС выполняют требования по защите людей и животных от поражения электрическим током как при нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

В сетях 6 (10) кВ применяют в качестве систем заземления систему с изолированной нейтралью. В сетях 0,4 кВ применяют в качестве систем заземления систему с глухозаземленной нейтралью (TN), в которой нулевой защитный (PE) и нулевой рабочий (N) проводники разделены на всем ее протяжении (TN-S) или в которой функции PE-проводника и N-проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания (TN-C-S). Разделение PEN-проводника на N и PE выполняют на шинах комплектных трансформаторных подстанций на вновь проектируемых объектах. Во взрывоопасных зонах проводники N и PE при любом случае разделяют. В каждой точке разделения PEN-проводника на N и PE нулевой защитный проводник соединяют с основной системой уравнивания потенциалов с использованием главной заземляющей шины.

При использовании питающей сети системы заземления с изолированной нейтралью (IT) применяют устройство контроля изоляции для сигнализации о замыкании на землю.

При проектировании ЗУ нового объекта с электрохимической защитой подземных сооружений в качестве материала заземлителя применяют стальной горячеоцинкованный прокат. Горячеоцинкованный стальной прокат применяют также для реконструируемых и ремонтируемых заземлителей зданий и сооружений НПС.

Горизонтальные заземлители прокладывают в траншеях на глубине 0,5—0,7 м. При этом прокладку горизонтальных заземлителей в скальных и вечномерзлых грунтах предусматривают на глубине 0,15—0,3 м, а за территорией горизонтальные заземлители прокладывают на глубине 1 м.

На фланцевых соединениях трубопроводов во взрывоопасных зонах обеспечивают переходное сопротивление не более 0,03 Ом на каждый фланец. Данное переходное сопротивление обеспечивают затяжкой не менее шести болтовых соединений или установкой шунтирующих перемычек.

У каждого здания сооружения с оборудованием напряжением 380 В и более предусматривают место для подключения пожарной техники и пожарных стволов к системе заземления.

12.3 Система уравнивания потенциалов

12.3.1 Основу защиты электронного оборудования от воздействия импульсных перенапряжений обеспечивают созданием качественно выполненной СУП.

12.3.2 Уравнивание потенциала между контурами заземления зданий, сооружений и другими проводящими конструкциями, расположенными на территории объекта, обеспечивают созданием СУП объекта.

12.3.3 Все металлические нетоковедущие части электрооборудования, стальные строительные конструкции, трубы электропроводки присоединяют к ЗУ. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению, присоединяется к ЗУ при помощи отдельного ответвления.

12.3.4 Обеспечивают электрическое соединение конструкций кабельных эстакад.

12.3.5 Выполняют уравнивание потенциалов брони и металлических оболочек кабелей с ЗУ объекта посредством соединения брони и металлических оболочек кабелей с заземляющим проводником СУП зданий и сооружений.

12.3.6 Все ЗУ зданий и сооружений объекта объединяют в единое комплексное ЗУ.

12.3.7 Уравнивание потенциалов металлоконструкций каждого здания (сооружения), металлических объектов внутри каждого здания (сооружения), внешних и внутренних инженерных коммуникаций и других проводящих элементов, расположенных в каждом защищаемом здании (сооружении), обеспечивают созданием СУП в каждом здании (сооружении).

12.3.8 В каждом здании (сооружении) на территории объекта выполняют СУП посредством соединения с главной заземляющей шиной следующих проводящих частей:

- нулевого защитного PE-проводника или PEN-проводника питающей линии в системе TN;
- главного заземляющего проводника, присоединенного к ЗУ здания (сооружения);
- заземляющего проводника, присоединенного к заземлителю повторного заземления на вводе в здание (если имеется);
- металлической арматуры каркаса железобетонного здания (сооружения);
- металлических труб внешних инженерных коммуникаций, экранов и брони кабелей при вводе в здание (сооружение). Заземление экранов кабелей проводят с одной стороны;
- металлических частей систем вентиляции и кондиционирования;
- внешней СМЗ;
- проводящих полов и других проводящих конструкций внутри помещений.

12.3.9 Соединение проводящих элементов с СУП выполняют преднамеренно.

12.3.10 Для проводников СУП предусматривают минимально возможную длину.

13 Автоматизация и телемеханизация

13.1 Системы автоматизации и телемеханизации разрабатывают с целью обеспечения безопасной транспортировки нефти/нефтепродуктов с заданной производительностью. Режим функционирования систем автоматизации и телемеханизации — непрерывный.

13.2 Минимальный состав систем автоматизации и телемеханизации НПС включает:

- системы автоматизации технологического (основного и вспомогательного) оборудования;
- систему станционной телемеханики.

Для всех НПС, территориально расположенных на одной площадке, предусматривают общую автоматизированную систему мониторинга электрооборудования. Перечень систем автоматизации и телемеханизации НПС, строящихся на территории государств — членов ЕАЭС, дополняют в соответствии с нормативными документами этих государств.

13.3 Системы автоматизации и телемеханизации обеспечивают:

- автоматическую защиту и блокировку управления неисправным технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах перекачки нефти/нефтепродуктов;
- управление технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах перекачки нефти/нефтепродуктов;
- автоматическое регулирование давления, расхода нефти/нефтепродуктов, а также температуры и показателей качества нефти;
- автоматическую защиту линейной части МТ от превышения давления;
- регистрацию, архивирование и отображение информации о работе технологического оборудования, участвующего в технологических процессах перекачки нефти/нефтепродуктов;
- связь с другими системами автоматизации и информационными системами.

13.4 Системы автоматизации выполняют функции автоматической защиты. Строительство функционально и аппаратно выделенных систем противоаварийной защиты НПС не требуется.

13.5 Систему автоматизации проектируют как самодостаточную систему, функция автоматической защиты которой не зависит от неправильной работы других систем (за исключением систем более низкого уровня), неправильных управляющих воздействий оператора/диспетчера и единичных отказов собственных составных частей. Для обеспечения этого условия:

- набор технологического оборудования, управляемый системой автоматизации объекта МТ, создают достаточным для защиты данного объекта МТ;

- в системе автоматизации создают набор входных сигналов, достаточный для объективного контроля текущего состояния и исправности технологического оборудования и самодиагностирования. Не допускают ошибочное определение системой текущего состояния подконтрольного основного и вспомогательного технологического оборудования, находящегося в автоматическом режиме управления, даже при единичных отказах собственных составных частей или в схемах управления исполнительными механизмами;

- все программы пуска и остановки насосных агрегатов, программы управления запорной арматурой и агрегатами вспомогательных систем предусматривают контроль продолжительности выполнения каждой операции с учетом установленной последовательности их выполнения;

- при проектировании и разработке систем автоматизации применяют схемотехнические решения и структуру системы, обеспечивающие ее отказоустойчивость;

- при проектировании и разработке систем автоматизации применяют схемотехнические решения и структуру системы, обеспечивающие максимально возможное сохранение ее функции автоматической защиты при выходе из строя составных частей системы автоматизации. Наиболее ответственные компоненты структуры системы резервируют. Потеря контроля над параметром означает аварийное значение этого параметра и соответствующую защитную реакцию системы;

- системы автоматизации выполняют так, чтобы они могли продолжать свое функционирование при отказах систем автоматизации более высоких уровней и/или при отказах смежных систем автоматизации на объекте;

- системы автоматизации не допускают использование в технологическом процессе аварийного (находящегося в состоянии «авария») или не готового к пуску технологического оборудования. Производится автоматическая оценка готовности к пуску основного технологического оборудования МНА/ПНА, запрет его пуска при отсутствии готовности. Автоматически блокируются пуск и работа аварийного (находящегося в состоянии «авария») технологического оборудования. Автоматически блокируется дистанционный пуск (автоматический или по командам оператора) технологического оборудования, не находящегося в автоматическом режиме управления. Технологическое оборудование, обеспечивающее защиту объекта, содержат соответствующие службы в исправном состоянии. Нормальный режим управления технологического оборудования — автоматический;

- обеспечивают защиту системы автоматизации от вмешательства в ее настройки оператора/диспетчера, за исключением изменения уставок регулирования системы автоматического регулирования. Возможность отключения защит для оператора/диспетчера исключается. При необходимости отключения защиты оформляют соответствующие письменные разрешения. Отключение защиты выполняют работники службы, обслуживающей данную систему, в соответствии с регламентными процедурами. Оператору/диспетчеру открыты только функции управления объектом МТ, защищаемым системой автоматизации;

- ошибочные с точки зрения функции автоматической защиты команды оператора/диспетчера не выполняются или выполняются, но с последующим выполнением автоматических защитных действий, предотвращающих возникновение аварии.

13.6 При выполнении алгоритма защиты система автоматизации обеспечивает контроль процесса исполнения защитных операций и повторение необходимых команд управления при прекращении их исполнения по любым причинам и наличии условий, позволяющих продолжить выполнение защиты, а также блокировать:

- включение приводов МНА/ПНА;

- открытие запорной арматуры, которая по условию функционирования защиты закрыта;

- закрытие запорной арматуры, которая по условию функционирования защиты открыта;

- включение агрегатов вспомогательных систем, которые по условию функционирования защиты отключены;

- отключение агрегатов вспомогательных систем, которые по условию функционирования защиты включены.

13.7 Для исключения возможности формирования противоречащих автоматических команд управления для одного и того же технологического оборудования в результате одновременной работы нескольких алгоритмов определяют приоритетность выполнения алгоритмов систем автоматизации.

13.8 Для любого режима управления МНА/ПНА исключены пуск и работа МНА/ПНА, если неработоспособны системы, обеспечивающие автоматическую защиту площадочного объекта МТ или данного МНА/ПНА.

13.9 Функция автоматической защиты системы автоматизации не зависит от исправности ее верхнего уровня.

13.10 Для обоснования необходимости обеспечения взрывоустойчивости операторных, зданий и сооружений, предназначенных для размещения оборудования среднего и верхнего уровня систем автоматизации и телемеханизации, используют результаты количественного статистического анализа риска взрыва и вероятностный критерий, согласно которому величина допустимой частоты воздействия взрыва на здание в течение года не превышает 10^{-4}.

13.11 Все оборудование систем автоматизации и телемеханизации, предназначенное для эксплуатации во взрывоопасных средах, имеет взрывозащищенное исполнение согласно классификации (см. [2]) для зон соответствующего класса при соответствующей категории и группе смеси. Соответствие подтверждают сертификатом, оформленным в соответствии с действующими нормами и правилами.

13.12 Системы автоматизации и связи объектов для подключения потребителей услуг по транспортировке нефти/нефтепродуктов взаимодействуют с системами автоматизации и телемеханизации объектов МТ в объемах, необходимых для обеспечения безопасности магистрального трубопровода, единства его управления и контроля.

13.13 Системы автоматизации обеспечивают взаимодействие элементов собой подконтрольного технологического оборудования в процессе его работы таким образом, чтобы предотвращалось возникновение аварийных ситуаций на защищаемом объекте МТ, а при возникновении аварии происходила ее автоматическая локализация и, по возможности, начало ликвидации. Создание структурированных систем мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений объектов исключается.

13.14 Для обнаружения взрывоопасных концентраций паров нефти/нефтепродукта на НПС устанавливают стационарные приборы контроля довзрывоопасных концентраций непрерывного действия, обеспечивающие измерение уровня загазованности атмосферы парами углеводородов, выраженного в процентах от нижнего концентрационного предела распространения пламени.

Первичные измерительные преобразователи приборов контроля до взрывоопасных концентраций устанавливают только:

- в производственных помещениях, относящихся к классам взрывоопасных зон 1, 2 по ГОСТ 30852.9, в которых размещается оборудование, участвующее в технологическом процессе перекачки нефти/нефтепродукта по технологическим трубопроводам площадочных объектов МТ;
- на открытых площадках сливо-наливных эстакад;
- в дождеприемных колодцах защитного ограждения резервуаров.

Примечание — Вместо приборов контроля довзрывоопасных концентраций допускают применение в дождеприемных колодцах защитного ограждения резервуаров любых других контрольных приборов обнаружения нефти/нефтепродуктов.

Установка стационарных приборов контроля довзрывоопасных концентраций в иных случаях, кроме описанных в данном пункте, не требуется.

Контроль загазованности на других открытых технологических площадках осуществляют периодически переносными средствами контроля.

13.15 Системы автоматизации функционируют по централизованным алгоритмам управления и строятся как территориально распределенные системы с возможностью изменения объема контролируемого технологического оборудования при неизменной структуре программного обеспечения.

13.16 Системы автоматизации и телемеханизации выполняют на базе микропроцессорных средств (с использованием программируемых логических контроллеров на среднем уровне).

13.17 Системы автоматизации и телемеханизации обеспечивают управление технологическим оборудованием:

- на уровне операторных на НПС, с которых обеспечивают управление технологическим оборудованием данных НПС;
- на уровне диспетчерских пунктов, с которых обеспечивают управление технологическим процессом транспортировки нефти/нефтепродуктов в пределах границ технологических участков МТ и/или групп технологических объектов, входящих в зону ответственности данных диспетчерских пунктов.

13.18 Каналы связи систем автоматизации и телемеханизации резервируют. Средства телемеханизации работают одновременно по основному и резервному каналам связи в режиме нагруженного резерва. Для передачи данных в системах станционной и линейной телемеханики используют протоколы передачи данных по [3] и [4]. Допускают применение других протоколов передачи данных МЭК,

стандартизованных в государствах — членах ЕАЭС. Требования к протоколам передачи данных определяются нормативными документами государств — членов ЕАЭС.

13.19 Для решения задач телемеханизации НПС используют аппаратно-программные решения параллельного опроса контроллеров станционной телемеханики серверами (контроллерами) ввода/вывода управляющего диспетчерского пункта.

13.20 Системы телемеханизации обеспечивают разграничение информационных потоков между оперативным персоналом по группам:

- технологическое оборудование объектов НПС;
- энергетическое оборудование и оборудование электрохимической защиты объектов НПС;
- оборудование технических средств охраны.

Допускается выделение информационных потоков СОУ в отдельный информационный поток.

13.21 Система автоматизации НПС взаимодействует с системой автоматизации, обеспечивающей автоматическую защиту технологического участка МТ.

13.22 Для обеспечения функционирования СОУ на узле подключения НПС или в технологических трубопроводах НПС допускается установка соответствующих средств измерения технологических параметров. Состав и места размещения средств измерений технологических параметров, необходимых для функционирования СОУ, определяются нормативными документами на СОУ государств — членов ЕАЭС.

13.23 В качестве системного времени в системах автоматизации и телемеханизации устанавливают единое время, при этом синхронизация времени проводится по эталонным сигналам времени с использованием глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС. Допускается применение приемников эталонных сигналов времени, которые могут принимать как эталонные сигналы времени ГЛОНАСС, так и эталонные сигналы времени других аналогичных спутниковых систем.

13.24 Защиты информации в системах автоматизации и телемеханизации достигают путем принятия совокупности организационных и технических мер защиты информации, направленных на блокирование (нейтрализацию) угроз безопасности информации. Защита информации в системах автоматизации и телемеханизации является составной частью работ по их созданию (модернизации), эксплуатации и выводу из эксплуатации.

13.25 В технологической сети передачи данных АСУТП исключают:

- возможность получения и отправки электронной почты внешним абонентам за пределами корпоративной почтовой системы;
- возможность получения электронной почты от пользователей корпоративной почтовой системы;
- доступ в сеть Интернет и иные публичные сети.

13.26 Информационный доступ к оборудованию среднего уровня систем автоматизации осуществляют только с верхнего уровня данной системы автоматизации или от оборудования технологической сети передачи данных уровня управления, в котором находится данная система автоматизации. Удаленный информационный доступ к технологическому оборудованию среднего уровня систем автоматизации исключают.

13.27 На уровне объектов МТ сеть АСУТП отделяют от корпоративной локальной вычислительной сети, используемой для административного управления, связи с системами управления и оптимизации производственной деятельности и доступа в сеть Интернет.

13.28 Подключение к технологической сети передачи данных АСУТП авторизованных пользователей корпоративной сети и систем автоматизации объектов потребителей услуг по транспортировке нефти/нефтепродуктов осуществляют по защищенным соединениям через сегмент демилитаризованной зоны технологической сети передачи данных АСУТП.

13.29 Не допускается автоматическое обновление операционных систем на АРМ и серверах автоматизированных систем вида АСУТП.

13.30 Все ПО технических средств в автоматизированных системах вида АСУТП исключает функции, требующие соединения с Интернетом и иными публичными или корпоративными сетями сторонних организаций, в том числе для обновления, подтверждения лицензии или активации.

13.31 Не допускается подключение каких-либо сетей и систем сторонних организаций, не требующихся для задач технологического или производственного управления системой магистральных нефтепроводов/нефтепродуктопроводов, к системам и сетям организаций магистрального трубопроводного транспорта нефти/нефтепродуктов, используемым для:

- административного управления;
- связи с системами управления и оптимизации производственной деятельности;

- связи с автоматизированными системами вида АСУТП.

13.32 ПО, применяемое в системах автоматизации и телемеханизации НПС, подразделяют на системное, прикладное, инструментальное.

13.33 Применяемое системное ПО создают на базе лицензионной операционной системы или операционной системы «с открытым кодом».

13.34 Системное ПО обеспечивает возможность изменения конфигурации системы.

13.35 Прикладное ПО выполняют открытым для модернизации, комплектуют листингами программ и описанием на языке государства, на территории которого расположена НПС.

13.36 Прикладное ПО создают по модульному принципу.

13.37 Ввод в эксплуатацию на НПС систем и средств автоматизации и телемеханизации допускается только при наличии на них действующей разрешительной документации и их соответствии требованиям национальных стандартов государств — членов ЕАЭС, на территории которых расположены НПС.

13.38 Технические средства, применяемые в системах автоматизации и телемеханизации НПС, а также системы в целом комплектуют набором эксплуатационной документации на государственном языке государства, на территории которого расположена НПС, и сопровождают услугами технической поддержки, предоставляемыми предприятиями-изготовителями (поставщиками, интеграторами) по запросу.

13.39 Однотипные технические средства, применяемые в системах автоматизации и телемеханизации, взаимозаменяемы, т.е. любое функционально законченное техническое средство (изделие) допускает его замену изделием того же типа без каких-либо конструктивных изменений или регулировок в других компонентах оборудования системы (кроме случаев, специально оговоренных в технической документации на изделие).

13.40 Качество электрической энергии для электроснабжения систем автоматизации и телемеханизации обеспечивают согласно требованиям ГОСТ 32144. Оборудование систем автоматизации и телемеханизации НПС (кроме принтеров) относится к электрическим приемникам особой группы I категории надежности электроснабжения, не допускающей перерыва электропитания.

13.41 В системах автоматизации и телемеханизации НПС используют схемы, элементы и оборудование, не требующие подключения к отдельному контуру функционального заземления.

13.42 Системы автоматизации и телемеханизации, находящиеся в эксплуатации, должны соответствовать требованиям проектной документации, по которой они были построены.

13.43 На НПС допускаются к применению только системы автоматизации и телемеханизации, а также их компоненты (в том числе иностранного производства), в технической документации которых указан их срок службы. После достижения установленного срока дальнейшая эксплуатация систем без проведения процедур по продлению срока безопасной эксплуатации не допускается.

13.44 Прокладку кабелей систем автоматизации и телемеханизации по территории и помещениям НПС выполняют в системе металлических кабельных коробов (выполняют из прямых и фасонных секций кабельных коробов) с учетом требований 11.3. Кабели прокладывают целыми строительными длинами.

13.45 В системах автоматизации и телемеханизации применяют экранированные кабели (в том числе кабели питания). Используемые кабели по стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам соответствуют требованиям ГОСТ 15150, ГОСТ 15543.1. Выбор конкретных марок и типов проводов и кабелей систем автоматизации и телемеханизации выполняют с учетом требований заводов — изготовителей оборудования, ГОСТ IEC 60079-14 и ГОСТ 31565. Применение кабелей с алюминиевыми жилами не допускается. Применение кабелей с горючей полиэтиленовой изоляцией не допускается.

13.46 От исполнительных механизмов до систем автоматизации и телемеханизации (в том числе на участке между исполнительным механизмом и помещением, в котором располагается коммутационная аппаратура) применяют только экранированные контрольные кабели. Экранирующую оплетку кабеля заземляют в одной точке, обеспечивая непрерывность цепи заземления экрана кабеля на всем протяжении кабельной проводки.

13.47 При прокладке и монтаже проводов и кабелей систем автоматизации и телемеханизации соблюдают правила разделения цепей в зависимости от их назначения. Контрольные кабели систем автоматизации и телемеханизации прокладывают отдельно от силовых кабелей.

14 Сети связи

14.1 С целью обеспечения технологического управления НПС, управления производственно-хозяйственной деятельностью эксплуатационных служб (в том числе и линейных), взаимодействия со смежными предприятиями, правоохранительными структурами, другими организациями, участвующими в обеспечении эффективной и безопасной эксплуатации трубопровода на НПС, предусматривают сети связи.

14.2 Технологии, топологии и средства связи, применяемые для создания сетей связи, а также принципы их построения устанавливают предприятия магистрального трубопроводного транспорта.

14.3 Для организации производственно-технологической связи на территории НПС строят внутриплощадочные кабельные сети связи и радиотелефонные сети с зоной покрытия всей территории перекачивающей станции. Кабели связи по НПС прокладывают целыми строительными длинами.

14.4 Оборудование связи на НПС размещают в телекоммуникационных шкафах, устанавливаемых в помещениях узлов связи, серверных, аппаратных, кроссовых и других помещениях.

14.5 Оборудование связи в узле связи и операторной относится к потребителям особой группы 1 категории надежности электроснабжения с обеспечением гарантированного электропитания от ДЭС. Бесперебойное электропитание оборудования должно осуществляться от электропитающих установок или ИБП с аккумуляторными батареями, рассчитанными не менее чем на 1 ч работы на полную нагрузку.

14.6 На НПС функции систем оповещения о чрезвычайных ситуациях реализуют системами оповещения и управления эвакуацией третьего типа. Оповещение осуществляют в пределах территории НПС. Создание на НПС отдельных объектовых или локальных, функционально и аппаратно выделенных систем оповещения о чрезвычайной ситуации не требуется. Взаимодействие оперативных дежурных служб органов управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям с оператором НПС осуществляют по телефону.

15 Метрологическое обеспечение средств измерений

15.1 Применяемые средства измерений, эксплуатируемые на НПС, предусматривают утвержденных типов и поверяют в соответствии с политикой в области обеспечения единства измерений, согласованной государствами — членами ЕАЭС.

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

15.3 Для средств измерений предусматривают места для нанесения оттисков клейм/места для пломбировки. Запорная арматура, которая может оказать влияние на достоверность учета, имеет места для пломбировки.

15.4 Единицы величин, применяемых в средствах измерений, определяются требованиями ГОСТ 8.417.

16 Сети инженерно-технического обеспечения

16.1 На площадке НПС предусматривают единую систему сетей инженерно-технического обеспечения, размещаемых в технических полосах, обеспечивающих рациональное использование территории с учетом минимальных расстояний до зданий и сооружений.

16.2 Подземные сети инженерно-технического обеспечения размещают параллельно в общей траншее, при этом расстояния между сетями инженерно-технического обеспечения, а также от этих сетей до фундаментов зданий и сооружений принимают минимально допустимыми исходя из размеров и размещения камер, колодцев и других устройств на этих сетях, условий монтажа и ремонта сетей. Размещение наружных сетей, включая сети водоснабжения и канализации под зданиями и сооружениями, не допускается.

16.3 Здания и сооружения НПС оборудуют внутренними системами холодного, горячего водоснабжения и канализации исходя из наличия источников водопотребления и водоотведения. Проектирование внутренних систем водоснабжения выполняют в соответствии с действующими правилами и стандартами.

16.4 Внутри защитного ограждения резервуаров допускают прокладку сетей инженерно-технического обеспечения, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние обвалования группы резервуаров.

16.5 Прокладку сетей водоснабжения и водоотведения выполняют подземной. Допускается надземная прокладка напорных трубопроводов при обосновании технико-экономическим расчетом, исходя из климатических характеристик района строительства, с выполнением мероприятий, исключающих перемерзание сетей.

16.6 При подземной прокладке запорную, регулирующую и предохранительную арматуру устанавливают в колодцах (камерах).

16.7 При проектировании в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов сети хозяйственно-питьевого водоснабжения выполняют кольцевыми.

16.8 Прокладку водопроводных сетей выполняют с уклоном не менее 0,001 по направлению к выпуску; при плоском рельефе местности уклон допускается уменьшать до 0,0005.

16.9 Глубину заложения трубопроводов водоснабжения принимают в соответствии с требованиями по наружным сетям водоснабжения нормативных документов государств — членов ЕАЭС[1)].

16.10 При проектировании сетей канализации обеспечивают преимущественно самотечный режим отведения сточных вод. Наименьшие уклоны трубопроводов принимают в зависимости от допустимых минимальных скоростей движения сточных вод.

16.11 Глубину заложения трубопроводов канализации принимают исходя из климатических характеристик района строительства, диаметра трубопроводов и опыта эксплуатации трубопроводов канализации в данном районе, но не менее 0,7 м до верха трубы, считая от поверхности земли или планировки (во избежание повреждения наземным транспортом).

16.12 При невозможности организации самотечного режима работы сети канализации, а также для подачи сточных вод на очистные сооружения на сетях канализации устанавливают канализационные насосные станции. Напорные сети канализации проектируют в соответствии с требованиями к наружным сетям канализации водоснабжения нормативных документов государств — членов ЕАЭС[2)].

16.13 Канализационные насосные станции применяют заглубленного типа, с использованием погружных насосов. Канализационные насосные станции неочищенных производственно-дождевых сточных вод оснащают оборудованием во взрывобезопасном исполнении, вентиляционные патрубки канализационных насосных станций оборудуют огнепреградителем, крышки люков-лазов предусматривают герметичными с использованием прокладок, исключающих искрообразование.

16.14 Трубопроводы канализации, транспортирующие стоки с возможным включением нефти/нефтепродуктов выполняют из негорючих материалов.

16.15 Применение стальных трубопроводов на сети бытовой канализации не допускается, за исключением прокладки сетей на эстакаде с теплосопровождением (тепловые сети или электрообогрев).

16.16 Прокладку тепловых сетей по территории площадок НПС производят надземно. Целесообразно совмещать прокладку теплосети с кабельными эстакадами.

16.17 Топливопроводы от резервуаров к котельной предусматривают надземной прокладки, укладывают на несгораемых конструкциях и прокладывают с теплоспутниками в одной изоляции.

Топливопроводы подачи дизельного топлива от топливных резервуаров до дизельной электростанции прокладывают как подземно (бесканальная прокладка), так и надземно, на несгораемых конструкциях.

16.18 Трубопроводы систем противопожарной защиты по территории площадок НПС, в том числе в защитном ограждении резервуарного парка, прокладывают подземно, при техническом обосновании допускают надземную прокладку.

16.19 Взаимное расположение сетей инженерно-технического обеспечения на генеральных планах, а также минимальные расстояния в плане и при пересечениях от наружной поверхности труб до сооружений и инженерных сетей определяют в соответствии с требованиями нормативных документов государств — членов ЕАЭС[3)].

[1)] На территории Российской Федерации действует СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

[2)] На территории Российской Федерации действуют СП 31.13330.2012 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения», СП 32.13330.2018 «СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения».

[3)] На территории Российской Федерации действует СП 18.13330.2019 «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий)».

17 Системы водоснабжения и водоотведения

17.1 Водоснабжение

17.1.1 Выбор типа и схемы размещения водозаборных сооружений проводят исходя из геологических, гидрогеологических и санитарных условий района.

17.1.2 Для оценки возможности получения требуемого количества воды от источника водоснабжения (подземного, поверхностного) проводят поисково-оценочные работы, выполняют проект бурения скважин или проект поверхностного водозабора, проект организации зон санитарной охраны, получают санитарно-эпидемиологическое заключение о возможности использования источника в целях питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения.

17.1.3 Для НПС, источником водоснабжения которых являются подземные воды, при получении из разведочных скважин требуемого количества и качества подземных вод скважины обустраивают и оснащают насосным и водоподъемным оборудованием с целью их дальнейшего использования в качестве эксплуатационных. Количество водозаборных скважин предусматривают не менее двух (одна рабочая, одна резервная).

17.1.4 Для источника водоснабжения организуют зоны санитарной охраны в соответствии с требованиями санитарно-эпидемиологических правил и нормативов и согласованного проекта зон санитарной охраны.

17.1.5 В конструкции водозаборных сооружений предусматривают возможность отбора проб воды, а также производства ремонтно-восстановительных работ.

17.1.6 Водозаборные сооружения располагают в насосной станции первого подъема. В насосных станциях предусматривают установку узла учета водопотребления.

17.1.7 Нормативное время восстановления неприкосновенного запаса воды для НПС без резервуарного парка составляет 24 ч, для НПС с резервуарным парком составляет 96 ч. Пополнение неприкосновенного запаса воды осуществляют от источника водоснабжения. В случае использования подземного источника водоснабжения для восстановления неприкосновенного запаса воды учитывают одновременную работу всех скважин. Допускают пополнение резервуаров противопожарного запаса воды по рукавным линиям из иных водоисточников, а также подвозом воды автоцистернами. Способ пополнения определяют заданием на проектирование.

17.1.8 Качество питьевой воды, подаваемой системой хозяйственно-питьевого водоснабжения, определяют на соответствие установленным требованиям санитарно-эпидемиологических правил и нормативов к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Перед подачей воды на хозяйственно-питьевые нужды производят обеззараживание воды.

17.1.9 Технологию очистки воды, подаваемой в сеть хозяйственно-питьевого водоснабжения, определяют специализированные организации на основании показателей качества исходной воды источника водоснабжения, результатов гидрогеологических и гидрологических заключений.

17.1.10 Водоснабжение потребителей НПС осуществляют насосной станцией хозяйственно-питьевого водоснабжения. Для доведения качества исходной воды до необходимых показателей в насосной станции предусматривают установку водоподготовки.

Примечание — Насосную станцию хозяйственно-питьевого водоснабжения не устанавливают в случае, если качество исходной воды в источнике водоснабжения соответствует требованиям санитарно-эпидемиологических правил и нормативов; в таких случаях при недостаточности давления в источнике водоснабжения в составе НПС устанавливают насосные станции второго подъема.

17.1.11 Границы зоны санитарной охраны для насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения определяют в соответствии с требованиями санитарно-эпидемиологических правил и нормативов государств — членов ЕАЭС.

17.1.12 Оборудование насосной станции хозяйственно-питьевого водоснабжения размещают в здании насосной станции, габариты сооружения определяют исходя из комплектации технологического оборудования.

17.1.13 Работу насосных станций предусматривают полностью автоматизированной, без постоянного присутствия обслуживающего персонала. При этом предусматривают автоматическое, дистанционное и местное управление.

17.1.14 На площадке НПС проектируют централизованную систему водоснабжения. Категорию системы водоснабжения по степени обеспеченности определяют исходя из источников водопотребления.

17.2 Водоотведение

17.2.1 На НПС выполняют систему хозяйственно-бытовой канализации.

Предусматривают накопительную емкость с последующим вывозом бытовых сточных вод передвижной техникой на ближайшие очистные сооружения или установку станции для их очистки.

Примечание — Установку очистных сооружений бытовых сточных вод либо резервуара-накопителя определяют технико-экономическим расчетом.

17.2.2 На НПС с резервуарным парком предусматривают бытовую и производственно-дождевую канализации. Производственно-дождевая канализация предназначена для приема дождевых и талых вод, сточных вод с открытых технологических площадок, защитного ограждения резервуарного парка и производственных сточных вод по 17.2.5.

17.2.3 Для очистки поверхностных и производственных сточных вод на НПС с РП предусматривают установку очистных сооружений производственно-дождевых сточных вод.

17.2.4 На НПС без резервуарного парка дождевые и талые воды, попадающие на открытые бетонные площадки технологического оборудования — насосов откачки нефти/нефтепродуктов из подземных резервуаров, ФГУ, СИКН/СИКНП, УРД, площадок топливных емкостей котельной, дизельной электростанции, автозаправочной станции — локализуют в приямках. Вывоз поверхностных сточных вод из приямков производственных сточных вод от сооружений НПС (при их наличии) выполняют передвижной техникой на близлежащие очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод.

17.2.5 Система производственно-дождевой канализации РП предусматривает сбор следующего вида сточных вод:

- отвод дождевых и талых вод из защитного ограждения резервуарного парка;
- отвод дождевых и талых вод с плавающей крыши резервуаров РВСПК — с разрывом струи;
- воды, образующейся в результате отстоя нефти/нефтепродуктов в резервуаре (подтоварной воды), — с разрывом струи;
- воды, образующейся в период испытания системы пожаротушения резервуара;
- воды от охлаждения резервуара при пожаре;
- остаточного объема воды после проведения гидроиспытаний резервуара.

17.2.6 Отвод поверхностных сточных вод с участков твердых покрытий, наиболее подверженных техногенным загрязнениям, осуществляют в систему производственно-дождевой канализации путем установки дождеприемных колодцев.

17.2.7 Для сбора поверхностных сточных вод на всех открытых технологических площадках НПС с РП предусматривают:

- бетонное покрытие с приямками и выпусками в производственно-дождевую канализацию;
- на выпусках — колодец с запорной арматурой (нормальное положение запорной арматуры — закрыто) и колодец с гидрозатвором.

17.2.8 Прокладку самотечных сетей производственной канализации внутри обвалования РП предусматривают подземной, закрытой. В смотровых колодцах выполняют установку тройников-ревизий.

Для осуществления визуального контроля дренирования подтоварных вод, а также для контроля работы системы водоспуска дождевых и талых вод с плавающей крыши резервуара (РВСПК) организовывают разрыв струи. Разрыв струи выполняют путем установки водоприемных воронок под патрубком сифонного крана и отводящими патрубками системы водоспуска с плавающей крыши резервуаров РВСПК, величина разрыва составляет не менее 50 мм.

17.2.9 В дождеприемном колодце на отводящем трубопроводе устанавливают запорное устройство (хлопушка), приводимое в действие с обвалования или из мест, находящихся за обвалованием. Нормальное положение хлопушки — закрытое. Дополнительно дождеприемный колодец оборудуют датчиком контроля довзрывоопасных концентраций, обеспечивающим измерение уровня загазованности атмосферы парами углеводородов.

Примечание — Вместо приборов контроля довзрывоопасных концентраций допускается применение в дождеприемных колодцах защитного ограждения резервуаров любых других контрольных приборов обнаружения нефти/нефтепродуктов.

17.2.10 За пределами обвалования резервуара после дождеприемного колодца с хлопушкой устанавливают колодец с электроприводной запорной арматурой. Управление запорной арматурой предусматривают автоматическое, местное, дистанционное и ручное.

Автоматическое закрытие запорной арматуры предусматривают по сигналу датчика, установленного в дождеприемном колодце с хлопушкой в защитном ограждении резервуара, при достижении уровня загазованности значения 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени или других признаков обнаружения нефти/нефтепродуктов. Нормальное положение запорной арматуры — закрытое.

Примечание — В случае применения в дождеприемных колодцах защитного ограждения резервуаров других контрольных приборов обнаружения нефти/нефтепродуктов вместо приборов контроля довзрывоопасных концентраций автоматическое закрытие запорной арматуры выполняют по уставке измеряемого параметра этого прибора.

17.2.11 После колодца с электроприводной запорной арматурой за пределами обвалования резервуара, а также на выпусках из зданий и сооружений при подключении их к производственно-дождевой канализации устанавливают колодец с гидравлическим затвором, высота столба жидкости в гидрозатворе составляет не менее 250 мм.

17.2.12 Слив ЛВЖ и ГЖ в системы канализации (в том числе при авариях) не допускается. В случае аварии нефть или нефтепродукты локализуют в периметре защитного ограждения резервуаров и приямках открытых технологических площадок с последующим опорожнением спецтехникой.

17.2.13 Температуру сточных вод при сбросе в канализацию предусматривают не выше 40 °С.

17.2.14 Колодцы на сети производственно-дождевой канализации не вентилируют и предусматривают с закрытыми крышками в стальном кольце высотой 150 мм диаметром на 200 мм больше крышки колодца. Крышки засыпаны слоем песка не менее 150 мм.

17.2.15 Колодцы производственно-дождевой канализации не допускается располагать под эстакадами технологических трубопроводов, в пределах отбортовок и обвалований оборудования наружных установок, содержащих взрывоопасные продукты.

17.2.16 Очищенные сточные воды после очистных сооружений по сбросному коллектору очищенных сточных вод (напорному/безнапорному) отводят к месту сброса либо утилизируют на технологические нужды производства (вид утилизации определяют при разработке проекта при соответствующем технологическом обосновании либо заданием на проектирование). При сбросе очищенных сточных вод в водный объект в конечной точке выпуска выполняют устройство оголовка. Отвод очищенных сточных вод к месту сброса или утилизации осуществляют через узлы учета.

18 Системы теплоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования

18.1 Общие положения

В зданиях и сооружениях предусматривают технические решения, обеспечивающие:

- нормируемые условия в рабочей зоне административно-бытовых и производственных помещений;
- взрыво- и пожаробезопасность систем внутреннего тепло- и холодоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;
- допустимые уровни шума и вибраций в зданиях при работе отопительно-вентиляционного оборудования;
- требуемое качество воздуха;
- заданную чистоту воздуха в чистых помещениях;
- охрану атмосферного воздуха от вентиляционных выбросов вредных веществ;
- повышение энергетической эффективности инженерных систем зданий;
- сокращение расхода невозобновляемых природных ресурсов при строительстве и эксплуатации;
- доступность и ремонтопригодность систем внутреннего тепло- и холодоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

18.2 Котельные

18.2.1 Для теплоснабжения объектов НПС применяют котельные, преимущественно автоматизированные в блочно-модульном исполнении, с выводом обобщенных сигналов о работе и аварии в котельной в помещение с постоянным присутствием персонала.

18.2.2 Помещение котельной оснащают системами пожарной и охранной сигнализации. В котельных предусматривают систему контроля воздушной среды на наличие топливного и угарного газа.

18.2.3 Для котельных используют газообразное или жидкое топливо, при экономическом обосновании допускается применение твердого топлива. При использовании газа в качестве основного топлива предусматривают применение жидкого топлива в качестве резервного.

18.3 Тепловые сети

18.3.1 Прокладку тепловых сетей по территории НПС выполняют надземно. Целесообразно совмещать прокладку теплосети с кабельными эстакадами.

18.3.2 Допускают в административно-хозяйственной зоне подземную прокладку тепловых сетей.

18.4 Системы отопления

18.4.1 Для систем внутреннего теплоснабжения и отопления в качестве теплоносителя следует применять воду. Водяной пар, а также другие теплоносители следует применять, если они отвечают требованиям санитарно-гигиеническим и взрыво-, пожаробезопасности. Для зданий в районах с расчетной температурой наружного воздуха минус 40 °С и ниже в качестве теплоносителя допускается применять нетоксичный и негорючий антифриз, не содержащий вредные вещества 1—3 класса опасности, по ГОСТ 12.1.007. Использование электрической энергии для отопления и теплоснабжения зданий и сооружений допускается на основании исходно-разрешительных документов технического заказчика (застройщика) (технические условия, технические требования, техническое задание на проектирование) при соответствующем технико-экономическом обосновании.

18.4.2 Индивидуальные тепловые пункты предусматривают встроенными в обслуживаемые ими здания и размещают в отдельных помещениях на первом этаже у наружных стен здания. Индивидуальные тепловые пункты допускается размещать в технических подпольях или в подвалах зданий и сооружений. Тепловые пункты допускается размещать в производственных помещениях категорий Г и Д, при этом помещения тепловых пунктов отделяют от основных помещений ограждениями (перегородками), предотвращающими доступ посторонних лиц в тепловой пункт. Не допускается размещать тепловые пункты в помещениях для оборудования вытяжных систем, обслуживающих помещения категорий А и Б, и вентиляционных систем, перемещающих воздух, содержащий взрыво- и пожароопасные смеси.

18.4.3 Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности приведены в таблице А.2 приложения А.

18.5 Вентиляция и кондиционирование

18.5.1 Системы вентиляции и кондиционирования воздуха помещений предусматривают удаление избытков теплоты, влаги, вредных и других веществ с целью обеспечения допустимого микроклимата и качества воздуха в обслуживаемой или рабочей зонах. Для помещений категорий А и Б предусматривают общеобменную естественную приточно-вытяжную постоянную вентиляцию и механическую вытяжную аварийную вентиляцию, а также механическую вытяжную вентиляцию периодического действия (при необходимости, в зависимости от функционального назначения помещений). Расход воздуха, удаляемого вытяжной аварийной вентиляцией, подлежит возмещению приточным воздухом.

18.5.2 Подачу приточного воздуха в производственные помещения с выделением тепла, газов и паров осуществляют в рабочую зону рассредоточенно.

18.5.3 Оборудование систем приточной вентиляции, обслуживающее взрывоопасные помещения, принимают в нормальном исполнении с обязательной установкой на воздуховодах при выходе из вентиляционной камеры огнезадерживающих и обратных клапанов.

18.5.4 Вытяжные вентиляторы, применяемые в системе вентиляции помещений категорий А и Б, а также перемещающие взрывоопасные смеси предусматривают во взрыво- и искробезопасном исполнении.

18.5.5 В помещениях с производствами категорий А, Б и В воздуховоды предусматривают из несгораемых материалов.

18.5.6 Выбросы в атмосферу из систем вентиляции помещений размещают с учетом требований действующих норм проектирования вентиляционных сетей государств — членов ЕАЭС.

18.5.7 Рабочие места с локальным выделением вредных или горючих газов или паров оснащают местными отсосами, а стоянки автомобилей рекомендуют оборудовать автономными системами удаления выхлопных газов.

18.5.8 Управление приточно-вытяжной вентиляцией основных зданий производственной зоны осуществляют от систем автоматизации НПС.

19 Пожарная безопасность

19.1 При проектировании НПС разрабатывают системы противопожарной защиты, обеспечивающие необходимый уровень пожарной безопасности проектируемых объектов.

19.2 Для резервуаров с нефтью/нефтепродуктами предусматривают системы пожаротушения и водяного охлаждения в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС, в том числе с применением подслойного и комбинированного способа пожаротушения пеной низкой кратности, а также с применением жидкой углекислоты. При автоматическом пожаротушении размещение пожарных извещателей предусматривают на крыше резервуара на расстоянии не более 3 м от стенки с шагом не более 12,5 м друг от друга по периметру. Для резервуаров с плавающей крышей размещение пожарных извещателей выполняют по верхней образующей резервуара с шагом не более 12,5 м друг от друга по периметру.

19.3 Степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности определяются в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативными документами, действующими на территории государств — членов ЕАЭС, принявших настоящий стандарт.

19.4 Здания, сооружения НПС оборудуют внутренним и наружным противопожарным водопроводом в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

19.5 Допускается не оборудовать внутренним противопожарным водопроводом административно-бытовые здания объемом менее 5000 м^3; производственные и складские здания категорий по пожарной опасности А, Б, В объемом менее 500 м^3; производственные и складские здания категорий по пожарной опасности Г и Д объемом менее 5000 м^3; здания и помещения, оборудованные автоматическими установками пожаротушения; электропомещения, венткамеры приточные, венткамеры вытяжные, необслуживаемые помещения категорий А и Б; водяные насосные и тепловые узлы.

19.6 При прокладке трубопроводов пожаротушения применяют пожарные гребенки или гидранты.

19.7 Здания и сооружения НПС оборудуют системами автоматического пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре в соответствии с требованиями нормативных документов по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

19.8 Территорию, здания и сооружения НПС оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

19.9 Территорию, здания и сооружения обеспечивают предупреждающими, информационными, запрещающими знаками пожарной безопасности в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

19.10 На территории НПС предусматривают систему оповещения и управления эвакуацией людей. Реализацию функций оповещения и управления эвакуацией людей с территории локальными системами НПС определяют в соответствии с 14.3.

19.11 При формировании генерального плана учитывают противопожарные разрывы, в том числе расстояние от зданий и сооружений разных зон в соответствии с действующими нормативными документами в области пожарной безопасности.

20 Охрана окружающей среды

20.1 При проектировании НПС обеспечивают рациональное использование природных ресурсов, а также при необходимости предусматривают природоохранные сооружения, обеспечивающие: соблюдение установленных гигиенических нормативов загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны, очистку сточных вод до требуемых нормативов качества, организацию мест временного накопления отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами

и требованиями в области обращения с отходами государств — членов ЕАЭС. Разработанные природоохранные мероприятия направлены на уменьшение и ликвидацию отрицательного воздействия на окружающую среду, сохранение, улучшение и рациональное использование природно-ресурсного потенциала.

20.2 При выборе места размещения НПС, городков строителей и другого учитывают основной вид разрешенного использования земельных участков.

20.3 Размещение НПС, городков строителей и другого предусматривают с учетом наличия зон с особыми условиями использования территорий (охранные, санитарно-защитные зоны, зоны охраны объектов культурного наследия, в том числе памятников истории и культуры, водоохранные зоны, зоны затопления, подтопления, зоны санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, зоны охраняемых объектов, приаэродромной территории, рыбоохранные зоны), а также имеющих особое природоохранное, научное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны.

20.4 Проектируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха, уровней физического и (или) биологического воздействия на атмосферный воздух разрабатывают на основе расчетных показателей уровня химического, физического и (или) биологического воздействия объекта на среду обитания человека и обеспечивают непревышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и правилами на границе санитарно-защитной зоны с учетом фонового загрязнения окружающей среды.

20.5 В границах санитарно-защитной зоны не допускается использование земельных участков в целях:

а) размещения жилой застройки, объектов образовательного и медицинского назначения, спортивных сооружений открытого типа, организаций отдыха детей и их оздоровления, зон рекреационного назначения и для ведения дачного хозяйства и садоводства;

б) размещения объектов для производства и хранения лекарственных средств, объектов пищевых отраслей промышленности, оптовых складов продовольственного сырья и пищевой продукции, комплексов водопроводных сооружений для подготовки и хранения питьевой воды, использования земельных участков в целях производства, хранения и переработки сельскохозяйственной продукции, предназначенной для дальнейшего использования в качестве пищевой продукции, если химическое, физическое и (или) биологическое воздействие объекта, в отношении которого установлена санитарно-защитная зона, приведет к нарушению качества и безопасности таких средств, сырья, воды и продукции в соответствии с установленными к ним требованиями.

20.6 Рекомендуемые минимальные расстояния от НПС до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений принимают в зависимости от категории НПС, но не менее значений, указанных в приложении В.

Примечания

1 Величину санитарно-защитной зоны для нефтехранилищ уточняют в каждом конкретном случае на основе расчетов и реальных характеристик загрязнения атмосферы прилегающих территорий углеводородами.

2 Минимальные разрывы складов ЛВЖ и ГЖ, размещающихся в составе речного порта, до жилой зоны, в зависимости от категории составляют от 5000 м (I категория) до 500 м (без категории).

20.7 Обустройство мест хранения горюче-смазочных материалов и других промышленных площадок выполняют таким образом, чтобы исключить попадание загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды.

20.8 Площадку для временного накопления грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешлама предусматривают в границах существующего землеотвода за пределами НПС с учетом возможности беспрепятственного подъезда к ней.

20.9 Обустройство площадки для временного накопления грунта, загрязненного нефтепродуктами, нефтешлама, компонентов буровых растворов, шламов и других производственных площадок выполняют таким образом, чтобы исключить попадание загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды в соответствии с экологическими, санитарными требованиями, требованиями пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

При производстве работ на водных объектах, используемых для рыбного хозяйства, предусматривают и своевременно осуществляют мероприятия, обеспечивающие охрану водных объектов, рыбных

ресурсов, водных и околоводной флоры и фауны, в том числе во избежание гибели рыб и других водных организмов.

20.10 Проектируемые мероприятия по накоплению отходов и их обеззараживанию выполняют в соответствии с требованиями законов и нормативных документов государств — членов ЕАЭС современными методами и технологиями утилизации производственных и коммунальных отходов, исключающими их долговременное накопление, а также загрязнение атмосферного воздуха, подземных вод и недр.

20.11 Проектируемые мероприятия для защиты объектов животного мира в местах строительства и эксплуатации НПС исключают нарушения путей массовой миграции животных; попадание их в водозаборные сооружения, объекты хранения отходов, под движущийся транспорт; столкновение с проводами. Животные ограждены от воздействий электромагнитных полей, электрических полей, шума, вибраций.

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

20.13 При выявлении объектов животного и растительного мира, а также редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений, занесенных в Красную книгу, соблюдают требования природоохранного и лесного законодательства государств — членов ЕАЭС.

При наличии в зоне влияния проектируемого объекта строительства (реконструкции) редких и находящихся под угрозой исчезновения животных и растений, занесенных в Красную книгу, предусматривают мероприятия по их сохранности и минимизации негативного воздействия, определяют порядок действий по компенсирующим мероприятиям.

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

20.15 Все нарушенные в ходе хозяйственной деятельности земли рекультивируют.

20.16 В проектной документации предусматривают следующие технические решения, позволяющие сократить или предотвратить вредное воздействие на окружающую среду (воздушный бассейн, водный бассейн, земельные ресурсы и т. д.):

а) установки для очистки выбросов в атмосферу от стационарных источников (при необходимости);

б) на площадках НПС без РП проектируют хозяйственно-бытовую канализацию, а на площадках НПС с РП проектируют две системы канализации — производственно-дождевую и хозяйственно-бытовую;

в) обвалование резервуаров и РП;

г) применение противофильтрационного экрана на всей площади защитного ограждения РП;

д) окраска резервуаров покрытием светлого (белого) тона;

е) бетонирование и отбортовка бордюрным камнем открытых площадок технологического оборудования;

ж)для временного накопления отходов предусматривают освещенную, огороженную площадку, с твердым гидронепроницаемым покрытием, обеспеченную противопожарным инвентарем и контейнером с песком. По периметру площадки предусматривают обваловку и приямок для сбора поверхностных сточных вод с последующим отводом по системе производственно-дождевой канализации на очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод (для НПС с РП) либо с опорожнением приямка и последующим вывозом передвижной техникой на ближайшие очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод (для НПС без РП).

20.17 Оборотное водоснабжение предусматривают в системах охлаждения ЭД магистральных насосов, для мойки автомашин, эстакад слива-налива. Повторное использование очищенных производственных и дождевых сточных вод возможно на полив территории, полив зеленых насаждений, газонов и цветников в случае, если качество очищенных сточных вод соответствует нормативам предельно допустимой концентрации химических веществ в воде водных объектов культурно-бытового водопользования.

20.18 Программу производственного экологического контроля при строительстве, эксплуатации НПС, а также при ликвидации последствий аварий разрабатывают в соответствии с требованиями действующих законодательных актов государств — членов ЕАЭС.

20.19 Производственный экологический контроль (мониторинг) осуществляют силами аккредитованной эколого-аналитической лаборатории и/или специализированными организациями на договорной основе по показателям, входящим в область аккредитации лаборатории.

21 Инженерная защита НПС

21.1 Необходимость инженерной защиты определяют с учетом оценки риска опасных геологических процессов:

- для вновь застраиваемых и реконструируемых территорий — в проекте генерального плана с учетом вариантности планировочных и технических решений;
- для застроенных территорий — в проектах строительства, реконструкции и капитального ремонта зданий и сооружений с учетом существующих планировочных решений и требований заказчика.

21.2 Мероприятия по инженерной защите и охране окружающей среды проектируют комплексно, с учетом прогноза ее изменения в связи с постройкой сооружений инженерной защиты и освоением территории. При этом мероприятия инженерной защиты от разных видов опасных процессов должны быть согласованными.

21.3 Уровень ответственности (класс) сооружений инженерной защиты назначают в соответствии с уровнем ответственности или классом защищаемых объектов. При защите территории, на которой расположены объекты различных уровней ответственности или классов, уровень ответственности сооружений инженерной защиты, как правило, соответствует уровню ответственности большинства защищаемых объектов. При этом отдельные объекты с повышенным уровнем ответственности могут иметь локальную защиту.

21.4 При проектировании инженерной защиты в сейсмических районах, в районах развития грунтов с особыми свойствами (просадочных, набухающих, засоленных, мерзлых и др.), других опасных процессов (оползни, обвалы, карст, снежные лавины, подтопление, селевые потоки и др.), а также на подрабатываемых территориях учитывают дополнительные требования соответствующих нормативных документов государств — членов ЕАЭС.

21.5 Для защиты площадки НПС от подтопления предусматривают технические решения по водопонижению, обеспечивающие отвод грунтовых вод от фундаментов зданий и сооружений. Выпуск воды из системы водопонижения следует выполнять по самотечному коллектору, при отсутствии требуемых уклонов устраивают дренажную насосную станцию, сброс осуществляют по напорному коллектору в открытые водоемы и реки, а также в тальвеги оврагов с соблюдением требований очистки и при обязательном осуществлении противоэрозионных устройств и мероприятий против заболачивания и других видов ущерба окружающей среде. Выбор типа дренажа (открытый или закрытый) определяют гидрогеологическими условиями площадки строительства с учетом прогноза подъема уровня грунтовых вод. Эффективность дренажа определяют гидрогеологическим расчетом.

22 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

Документацию на проектирование опасных производственных объектов выполняют с учетом перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

23 Инженерно-технические средства охраны и средства антитеррористической защиты НПС

23.1 Комплекс инженерно-технических средств охраны и средств антитеррористической защиты НПС обеспечивает выполнение следующих функций:

- создание физических преград (препятствий) актам незаконного вмешательства в отношении объекта;
- обозначение границ охраняемых территорий (зон) и предупреждения об ответственности за нарушение права собственности;
- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на объект;

- определение места несанкционированного проникновения;
- предотвращение несанкционированного проникновения на охраняемые объекты;
- своевременное обнаружение и пресечение любых посягательств на целостность и безопасность охраняемых объектов, в том числе актов незаконного вмешательства
- передача информации о несанкционированном проникновении (попытке проникновения) работникам подразделения охраны объекта.

23.2 Проектирование комплексов инженерно-технических средств охраны и средств антитеррористической защиты НПС выполняют в соответствии с требованиями действующих стандартов, сводов правил, нормативных правовых актов государств — членов ЕАЭС в области обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности НПС и межгосударственных соглашений.

24 Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием

24.1 Охрана труда и организация условий труда

24.1.1 В проектной документации предусматривают технические решения, направленные на создание нормативных условий труда производственной среды и трудового процесса, оказывающих благоприятное влияние на работоспособность, здоровье работников в процессе трудовой деятельности и сохранение их жизни.

24.1.2 Решения, направленные на сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, соответствуют государственным нормативным требованиям охраны труда государств — членов ЕАЭС и включают в себя:

- обеспечение технологического процесса квалифицированным персоналом;
- организацию и оснащение рабочих мест в соответствии с требованиями охраны труда;
- обеспечение персонала средствами коллективной и индивидуальной защиты;
- безопасную организацию технологического процесса, эксплуатацию производственного оборудования, соответствующую национальным и межгосударственным стандартам по безопасности труда.

24.1.3 Численность обслуживающего персонала НПС определяют в зависимости от функционального назначения НПС (НПС с РП или НПС без РП), от количества и расстановки технологического оборудования, уровня автоматизации технологических процессов, режима работы НПС, сменности и условий труда персонала на основании исходных данных и нормативных документов труда государств — членов ЕАЭС.

24.1.4 В проектной документации предусматривают мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала, согласно действующим санитарно-гигиеническим нормативам труда государств — членов ЕАЭС.

24.1.5 При проектировании определяют номенклатуру помещений санитарно-бытового назначения в соответствии с группами производственных процессов согласно действующим нормативам труда государств — членов ЕАЭС.

24.2 Организация управления производством

Структуру управления производством выбирают с учетом оптимального обеспечения эффективности управления производственными и технологическими процессами, составом и количеством объектов НПС и уровнем автоматизации.

25 Промышленная безопасность

25.1 В проектной документации предусматривают мероприятия по предупреждению аварий и локализации их последствий как на НПС, так и в результате аварий на других объектах в районе размещения НПС.

25 .2 При разработке указанных мероприятий учитывают источники опасности, факторы риска, условия возникновения аварий и их сценарии, численность и размещение производственного персонала.

25.3 В проектной документации разрабатывают и обосновывают технические мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, учитывающие природные условия и результаты анализа риска аварий в соответствии с требованиями нормативных документов государств — членов ЕАЭС.

26 Энергоэффективность и энергосбережение НПС

26.1 При проектировании НПС предусматривают рациональное использование ресурсов и обеспечивают применение технических решений, направленных на повышение энергоэффективности и энергосбережения НПС, снижение негативного воздействия на окружающую среду в результате сокращения потребления топливно-энергетических ресурсов.

26.2 Все производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета для последующих расчетов.

26.3 При проектировании применяют сертифицированные разработки в области энергоэффективных и энергосберегающих технологий.

Приложение А
(обязательное)

Противопожарные расстояния от зданий, сооружений и наружных установок РП до соседних объектов

А.1 Противопожарные расстояния от зданий, сооружений и наружных установок принимают в соответствии таблицей А.1. Категории помещений и наружных установок определяют в соответствии с таблицами А.2 и А.3. Категории склада — в соответствии с приложением Д.

Таблица А.1 — Противопожарные расстояния до соседних объектов

№ п/п	Объекты	Противопожарные расстояния от зданий, сооружений РП до граничащих с ними объектов, м, при категории склада				
		I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1	Здания и сооружения соседних производственных объектов	100	40 (100)	40	40	30
2	Лесные массивы:					
	- хвойных и смешанных пород	100	50	50	50	50
	- лиственных пород	100	100	50	50	50
3	Склады лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	100	50	50	50
4	Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки):					
	- на станциях	150	100	80	60	50
	- на разъездах и платформах	80	70	60	50	40
	- на перегонах	60	50	40	40	30
5	Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части):					
	I, II и III категорий	75	50	45	45	45
	IV и V категорий	40	30	20	20	15
6	Жилые и общественные здания	200	100 (200)	100	100	100
7	Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	50	30	30	30	30
8	Индивидуальные гаражи и открытые стоянки автомобилей	100	40 (100)	40	40	40
9	Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к РП	100	100	40	40	40
10	Водопроводные сооружения, не относящиеся к РП	200	150	100	75	75
11	Аварийная емкость (емкости) для РП	60	40	40	40	40
12	Технологические установки категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности (таблица А.2) и факельные установки для сжигания газа	100	100	100	100	100

Окончание таблицы А.1

Примечания

1 В скобках указаны значения для складов II категории общей вместимостью более 50 000 м^3.

2 Расстояния, указанные в таблице, определяют:

а) между зданиями и сооружениями как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений;

б) от сливо-наливных устройств — от оси железнодорожного пути со сливо-наливными эстакадами;

в) от площадок (открытых и под навесами) для сливо-наливных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары — от границ этих площадок;

г) от технологических эстакад и трубопроводов — от крайнего трубопровода;

д) от факельных установок — от ствола факела.

3 Противопожарные расстояния от зданий и сооружений складов нефти/нефтепродуктов до участков открытого залегания торфа (торфяная залежь верхового типа) допускается уменьшать в два раза от расстояния, указанного в таблице, при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений складов нефти/нефтепродуктов.

4 Расстояние от зданий и сооружений складов нефти/нефтепродуктов до границ лесных насаждений смешанных пород (хвойных и лиственных) лесничеств (лесопарков) допускается уменьшать в два раза. При этом вдоль границ лесных насаждений лесничеств (лесопарков) со складами нефти/нефтепродуктов предусматривают шириной не менее 5 м наземное покрытие из материалов, не распространяющих пламя по своей поверхности, или вспаханную полосу земли.

5 Категории автомобильных дорог — по ГОСТ 33382.

Таблица А.2 — Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожароопасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1 — В4 пожароопасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

Примечания

1 Определение категорий помещений следует осуществлять путем последовательной проверки принадлежности помещения к категориям от наиболее опасной (А) к наименее опасной (Д).

2 Методы определения категорий помещений А и Б устанавливают в соответствии с требованиями пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

3 Отнесение помещения к категории В1, В2, В3 или В4 осуществляется в зависимости от количества и способа размещения пожарной нагрузки в указанном помещении и его объемно-планировочных характеристик, а также от пожароопасных свойств веществ и материалов, составляющих пожарную нагрузку. Разделение помещений на категории В1 — В4 регламентируется положениями в соответствии с требованиями пожарной безопасности государств — членов ЕАЭС.

Таблица А.3 — Категории наружных установок по пожарной опасности

Категория наружной установки	Критерии отнесения наружной установки к той или иной категории по пожарной опасности
АН повышенная взрывопожароопасность	Установка относится к категории АН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
БН взрывопожароопасность	Установка относится к категории БН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие пыли и (или) волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании пыле- и (или) паровоздушных смесей с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
ВН пожароопасность	Установка относится к категории ВН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие и (или) трудногорючие жидкости, твердые горючие и (или) трудногорючие вещества и (или) материалы (в том числе пыли и (или) волокна), вещества и (или) материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом гореть, и если не реализуются критерии, позволяющие отнести установку к категории АН или БН (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ и (или) материалов превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 м от наружной установки)
ГН умеренная пожароопасность	Установка относится к категории ГН, если в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества и (или) материалы в горячем, раскаленном и (или) расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и (или) пламени, а также горючие газы, жидкости и (или) твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Примечание — Определение категорий наружных установок осуществляют путем последовательной проверки их принадлежности к категориям от наиболее опасной (АН) к наименее опасной (ГН).	

Приложение Б
(обязательное)

Минимальные расстояния между зданиями, сооружениями, инженерными сетями и трубопроводами

Территорию площадки НПС с учетом функционального назначения подразделяют на зоны в соответствии с 6.2.1.

Противопожарные разрывы между зданиями (сооружениями) производственной зоны и административно-хозяйственной зоны принимают не менее 18 м. В пределах производственной зоны разрывы принимают из условий безопасности обслуживания производства, монтажных и ремонтных работ и действующих нормативных документов. Разрывы до сооружений питьевого назначения принимают до границы санитарно-охранной зоны этих сооружений.

Расстояния от открытых технологических установок категорий АН и БН по взрывопожарной опасности (таблица А.3) до зданий операторной, лаборатории и прочего, расположенных в производственной зоне, но непосредственно не участвующих в технологическом процессе, предусматривают не менее 12 м.

Расстояние от котельных, дизельных электростанций до резервуаров собственного расхода принимают 18 м для ГЖ объемом до 3000 м^3 и 12 м для ЛВЖ объемом до 300 м^3. При совместном хранении ЛВЖ и ГЖ емкость определяют из расчета, что 1 м^3 ЛВЖ приравнивается к 5 м^3 ГЖ, а 1 м^3 емкости наземного хранения приравнивается к 2 м^3 емкости подземного хранения. При подземном хранении ЛВЖ или ГЖ указанные расстояния допускается сокращать на 50 %.

Категории по взрывопожарной и пожарной опасности принимают для помещений по таблице А.2, для наружных установок — по таблице А.3.

Приложение В
(обязательное)

Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений

Расстояния от НПС до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений следует принимать в зависимости от категории, но не менее значений, указанных в таблице В.1.

Таблица В.1 — Минимальные расстояния от НПС до объектов, зданий и сооружений

№ п/п	Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от НПС		
		Категория НПС		
		III	II	I
1	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 на количество автомобилей свыше 20; установки комплексной подготовки нефти и газа и их групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); 3-этажные жилые здания и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта; мачты (башни) и сооружения многоканальной линии связи, не относящейся к магистральному трубопроводу; телевизионные башни	100	150	200
2	Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог категорий I и II с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3; автозаправочные станции; водопроводные сооружения, не относящиеся к магистральному трубопроводу	100	150	200
3	Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги категорий I — III; отдельно стоящие: 1 — 2-этажные жилые здания; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	50	75	100
4	Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог категорий III — V с пролетом свыше 20 м	100	150	200
5	Железные дороги промышленных предприятий	50	75	100
6	Автомобильные дороги категорий IV и V	20	20	50
		(но не менее 100 м от ближайшего наземного резервуара, резервуарного парка)		

Продолжение таблицы В.1

№ п/п	Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от НПС		
		Категория НПС		
		III	II	I
7	Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сараи и т.п.); устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; очистные сооружения и насосные станции канализации	30	50	75
8	Открытые распределительные устройства 35; 110; 220 кВ электроподстанций, питающих компрессорных станций, НПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100
9	Открытые распределительные устройства 35; 110; 220 кВ электроподстанций, питающих компрессорных станций, НПС магистральных трубопроводов	На территории компрессорных станций, НПС с соблюдением противопожарных разрывов от зданий и сооружений		
10	Лесные массивы пород: а) хвойных	50	50	50
	б) лиственных	20	20	20
11	Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов: с максимальной взлетной массой более 10 т	100	100	100
	с максимальной взлетной массой от 5 до 10 т	75	75	75
	с максимальной взлетной массой менее 5 т	60	60	75
	(высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не превышает размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов государств — членов ЕАЭС)			
12	Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых, добыча на которых проводится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов	В соответствии с требованиями соответствующих документов в области технического регулирования и по согласованию с владельцами указанных объектов		
13	Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, напряжением, кВ:			
	до 35 включительно	40		
	110	60		
	150	80		
	220	100		
	330	120		
	500 и 750	150		

Окончание таблицы В.1

Примечания

1 Расстояния, указанные в таблице, принимают: для городов и других населенных пунктов — от проектной городской черты на расчетный срок 20—25 лет; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин — от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов — от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений — от ближайших выступающих их частей.

2 Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий и сооружений.

3 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее принимают такие же, как от соответствующих дорог.

4 Категории НПС принимают:

категория I — при емкости резервуарного парка свыше 100 000 м^3;

категория II — при емкости резервуарного парка от 20 000 до 100 000 м^3 включительно;

категория III — при емкости резервуарного парка до 20 000 м^3 и НПС без резервуарных парков.

5 Мачты (башни) линии связи трубопроводов допускается располагать на территории НПС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования составляет не менее высоты мачты.

6 НПС располагают, как правило, ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать указанные станции на одинаковых отметках или выше населенных пунктов и промышленных предприятий.

7 Расстояния от наземных резервуаров резервуарного парка до автомобильных дорог категорий I — V принимают не менее 100 м.

8 Категории автомобильных дорог — по ГОСТ 33382.

Приложение Г
(обязательное)

Категории электроприемников по надежности электроснабжения

Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения приведены в таблице Г.1.

Для электроприемников особой группы I категории бесперебойность электроснабжения и допустимое время перерыва электроснабжения обеспечивают в обязательном порядке. Отнесение к этой группе иных электроприемников допускается только в обоснованных случаях.

Таблица Г.1 — Категории основных электроприемников и допустимое время перерыва их электроснабжения

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по надежности электроснабжения	Допустимое время перерыва питания	Примечание
1	Насосные агрегаты магистральные и подпорные	I	Время на АВР, но не более 3 с	
2	Запорная арматура технологическая, задействованная в общестанционных защитах	I Особая группа	Время на АВР, но не более 3 сек — при переключении питающих линий. Время пуска ДЭС, но не более 30 с — при отключении двух питающих линий	В качестве 3-го источника электропитания используется ДЭС 3-й степени автоматизации
3	Запорная арматура технологическая прочая	I	Время на АВР, но не более 3 с	
4	Маслосистема			
	Единая маслосистема, установленная на всю группу агрегатов	I	Время на АВР, но не более 3 с	
	Маслонасосы индивидуальных агрегатных маслосистем	I Особая группа	Не допускается	В качестве 3-го источника используются источники бесперебойного питания
5	Узлы учета нефти/нефтепродуктов (приводы запорной арматуры): а) коммерческий	I	Время на АВР, но не более 3 с	
	б) оперативный	I	Время на АВР, но не более 3 с	
6	Насосы откачки утечек	I	Время на АВР, но не более 3 с	
7	Устройства размыва донных отложений (мешалки)	I	Время на АВР, но не более 3 с	

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по надежности электроснабжения	Допустимое время перерыва питания	Примечание
8	Системы электрообогрева трубопроводов	II	Время на включение резервного источника питания	
9	Насосы пожаротушения	I	Время на АВР, но не более 3 с	
10	Запорная арматура системы пожаротушения	I	Время на АВР, но не более 3 с	
11	Котельные	I	Время на АВР, но не более 3 с	
12	Система отопления, вентиляции и кондиционирования, невзрывоопасных помещений	Аналогично категории надежности и допустимому времени перерыва питания, предусмотренным для основных электроприемников технологического и (или) инженерного обслуживаемого здания, помещения, сооружения		
13	Система вентиляции из взрывоопасных зон	I Особая группа	Время на АВР, но не более 3 с — при переключении питающих линий. Время пуска ДЭС, но не более 30 с — при отключении двух питающих линий	В качестве 3-го источника электропитания используется ДЭС 3-й степени автоматизации
14	Сооружения водоснабжения и канализации, производственные и бытовые (нефтеловушки, отстойники, флотационные установки, насосные станции и станции биоочистки и т.п.)	I	Время на АВР, но не более 3 с	
15	Вспомогательные сооружения (мастерские, гаражи, склады, лаборатории, столовая, вахтовый комплекс)	III	Не более суток	

Окончание таблицы Г.1

№ п/п	Наименование технологического или инженерного оборудования, к которому относится электроприемник	Категория электроприемника по надежности электроснабжения	Допустимое время перерыва питания	Примечание
16	Рабочее освещение производственных и складских зданий и сооружений: аварийное освещение	В зависимости от категории электроприемников основного технологического и (или) инженерного оборудования назначения здания (сооружения): I	Время на АВР, но не более 3 с	
	наружное освещение	I	Время на АВР, но не более 3 с	
	охранное освещение	I	Время на АВР, но не более 3 с	
17	Системы связи, контроля, управления, измерения передачи и сохранения информации	I Особая группа	Не допускается	В качестве 3-го источника используются источники бесперебойного питания
18	Устройства катодной защиты	II	Не более 240 ч в год	
19	Системы автоматической пожарной сигнализации	I Особая группа	Не допускается	В качестве 3-го источника используются источники бесперебойного питания
20	Комплексы инженерно-технических средств охраны	I Особая группа	Не допускается	В качестве 3-го источника используются источники бесперебойного питания

Приложение Д
(обязательное)

Категории складов для хранения нефти и нефтепродуктов

Категория склада	Максимальный объем одного резервуара, $м^3$	Общая вместимость склада, $м^3$
I	–	Более 100 000
II	–	Более 20 000, но не более 100 000
IIIа	Не более 5000	Более 10 000, но не более 20 000
IIIб	Не более 2000	Более 2000, но не более 10 000
IIIв	Не более 700	Не более 2000

Библиография

[1]	MSK-64	Шкала сейсмической интенсивности
[2]	Технический регламет Таможенного союза ТР ТС 012/2011	О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах
[3]	IEC 60870-5-101	Telecontrol equipment and systems — Part 5: Transmission protocol — Section 101: Companion standard for basic telecontrol tasks (Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-101. Протоколы передачи данных. Сопроводительный стандарт для основных задач телеуправления)
[4]	IEC 60870-5-104	Telecontrol equipment and systems — Part 5: Transmission protocols — Section 104: Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles (Аппаратура и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные профили по МЭК 60870-5-101)

УДК 622.692.4:006.354 МКС 75.200

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, трубопровод, перекачивающая станция, проектирование, резервуарный парк, давление, диаметр, вязкость, пропускная способность

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 02.07.2021. Подписано в печать 07.07.2021. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,98. Уч.-изд. л. 5,93.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

Дата введения — 2021—09—23

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

(ИУС № 1 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

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

(ИУС № 9 2023 г.)

Поправка к ГОСТ 34737—2021 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Перекачивающие станции. Проектирование

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 5 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru