

**Нормы технологического проектирования.
Склады нефти и нефтепродуктов.**

СН РК 3.02-15-2003

Издание официальное

ПРЕДИСЛОВИЕ

- | | |
|---------------------------------|--|
| 1. ПЕРЕРАБОТАНЫ | Научно-исследовательским проектным институтом «Казгипронефтетранс» ЗАО «Инжиниринговая компания «Казгипронефтетранс» |
| 2. ПРЕДСТАВЛЕНЫ | Управлением технического нормирования и новых технологий в строительстве Комитета по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан (МИИТ РК). |
| 3. ПРИНЯТЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ | Приказом Комитета по делам строительства МИИТ РК от 7 июля 2003 года № 270 с 1 августа 2003 года. |
| 4. ВЗАМЕН | СНиП II-106-79 |
| 5. ПОДГОТОВЛЕНЫ | Проектной академией "KAZGOR" в соответствии с требованиями СНиП РК 1.01-01-2001 на русском языке. |

Срок действия данного норматива устанавливается до переиздания на государственном языке.

Настоящий государственный норматив не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Уполномоченного государственного органа по делам архитектуры, градостроительства и строительства РК.

ISBN

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения	3
2 Нормативные ссылки.....	3
3 Определения	4
4 Общие требования.....	6
5 Генеральный план.....	7
6 Резервуарные парки.....	8
7 Хранение нефтепродуктов в таре	10
8 Железнодорожные сливноналивные эстакады.....	11
9 Сливоналивные устройства для автомобильных цистерн	13
10 Сливоналивные причалы и пирсы.....	13
11 Разливочные, расфасовочные, раздаточные	15
12 Продуктовые насосные станции.....	15
13 Технологические трубопроводы.....	17
14 Подогрев нефти и нефтепродуктов	18
15 Прием и отпуск отработанных нефтепродуктов.....	18
16 Лаборатории	19
17 Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами	19
18 Связь и сигнализация.....	20
19 Электрохимическая защита	22
20 Особенности проектирования расходных складов нефтепродуктов предприятия	23
21 Инженерное обеспечение складов нефти и нефтепродуктов	24
Водоснабжение и канализация	24
Теплоснабжение, отопление и вентиляция	28
Электротехнические устройства	30
22 Охрана окружающей среды, охрана труда	30
Приложение 1. <i>Рекомендуемое</i> . Перечень прогрессивного оборудования и автоматических систем	33

**НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ.
СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ**
TECHNOLOGICAL DESIGN CODES. OIL AND OIL PRODUCTS STORES

*Дата введения - 01.08.2003 г.***1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

Нормы содержат требования, обязательные при проектировании новых, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых предприятий (зданий, сооружений) по обеспечению нефтью и нефтепродуктами и должны соблюдаться всеми организациями и предприятиями, участвующими в разработке проектов, строительстве и эксплуатации, независимо от формы собственности.

Нормы распространяются на проектирование стационарных предприятий для легковоспламеняющихся и горючих нефти и нефтепродуктов, имеющих давление насыщенных паров не выше 93,3 кПа (700 мм.рт.ст) при температуре 20°C.

При расширении или реконструкции предприятий (зданий, сооружений) по обеспечению нефтью нефтепродуктами нормы распространяются только на расширяемую или реконструируемую часть. Проектные решения по охране окружающей природной среды должны выполняться в целом по предприятию.

Проектирование складов нефти и нефтепродуктов (СНН), входящих в состав предприятий (промышленных, транспортных, энергетических и т.д.), допускается выполнять по настоящим нормам с учетом требований технологических норм проектирования предприятий, в состав которых входят СНН.

Нормы не распространяются на проектирование:

- а) СНН Министерства обороны РК;
- б) складов сжиженных углеводородных газов;
- в) подземных хранилищ нефти и нефтепродуктов, сооружаемых геотехнологическими и горными способами (в горных породах, соляных пластах и т.д.);
- г) складов синтетических жирозаменителей;
- д) резервуаров для нефти, нефтепродуктов и других емкостей, входящих в состав технологических установок нефтяных месторождений, нефтеперерабатывающих, нефтехимических и энергетических предприятий, а также резервуаров и других емкостей, используемых в качестве технологических аппаратов;
- е) резервуаров размещаемых в казематах.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нормы разработаны в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан, с использованием республиканских и межгосударственных стандартов.

При разработке Норм использованы следующие нормативные документы и материалы:

- СНиП РК 1.01-01-2001 Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства. Основные положения
- СНиП РК А.2.2-1-2001 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений
- СНиП РК 4.01-02-2001 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
- СНиП РК 4.02-05-2001 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- СНиП РК II-35-2001 Котельные установки
- РДС РК 1.01-02-2001 Порядок разработки, требование к построению, изложению и содержанию государственных нормативов
- РДС РК 1.01-01-2001 Порядок проведения экспертизы, согласования, утверждения, регистрации, издания и отмены государственных нормативов
- СН РК 2.02-11-2001 Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре
- СНиП 2.11.03-93 Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы
- СНиП РК 3.01-01-2002 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений
- СНиП 2.04.03-85 Канализация. Наружные сети и сооружения
- СНиП 2.04.07-86* Тепловые сети
- СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий
- СНиП РК 3.03-09-2003 Автомобильные дороги
- СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий
- СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий
- СНиП РК 1.04-14-2003 Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию
- СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- СНиП 2.04.08-87* Газоснабжение
- СНиП 2.05.07-91* Промышленный транспорт

СНиП 2.05.13-90 Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов.

СНиП 2.11.01-85* Складские здания

СНиП 2.09.02-85* Производственные здания

СНиП 2.04.09-84 Пожарная автоматика зданий и сооружений

СН 551-85 Инструкция по проектированию и строительству противофильтрационные устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов

СН 527-80 Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10МПа

РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений

РД 39.22.133-78 Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ВСН 01-89 Предприятия по обслуживанию автомобилей

ВНТП 1-86 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов

ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений

ВСН 12-87 Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита. Нормы проектирования.

ВНТП 3-90 Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов

РД 31.3.05-97 Нормы технологического проектирования морских портов

ВНТП 81-85 Нормы технологического проектирования предприятий по переработке нефти и производству продуктов органического синтеза

ВНТП -76 Нормы проектирования портов и пристаней на внутренних водных путях, с изм. и доп. от 2.11.1982 г. раздел 5 и Руководство по проектированию речных портов, 1982 г.

ППБ РК-08-97 Правила пожарной безопасности в Республике Казахстан

ГОСТ 21046-86* Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия

ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами

ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод

ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения

ГОСТ 15467-79* Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 1510-84* Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

ГОСТ 9965-76* Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. ТУ

ГОСТ 9238-83 Габариты приближения строений и подвижного состава, железных дорог колеи 1520 (1524)мм

ГОСТ 12.1.007-76* Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 26976-86 Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы

ГОСТ 9.602-89* Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 16149-70 Защита подземных сооружений от коррозии блуждающим током поляризованными протекторами. Технические требования

ГОСТ 25660-83* Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на Ру 10,0МПа (100 кгс/см²).

Конструкция

ГОСТ 10434-82* Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Общие технические условия и порядок применения

ГОСТ 12.1.005-88* Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ

3.1 Нефть - жидкое горючее ископаемое, обычно темно-бурого цвета. В ее состав входят многочисленные соединения углеводородов, обладающие различными физическими и химическими свойствами.

3.2 Нефтепродукт - готовый продукт, полученный при переработке нефти.

3.3 Жидкое нефтяное топливо - жидкий нефтепродукт, удовлетворяющий энергетические потребности путем превращения химической энергии углеводородов в тепловую.

3.4 Эксплуатационное свойство нефтепродукта - свойство нефтепродукта, проявляющееся при производстве, транспортировании, хранении, испытании, применении и характеризующее совокупность однородных явлений при этих процессах.

3.5 Физико-химическое свойство нефтепродукта - составная часть эксплуатационного свойства нефтепродукта, характеризующая совокупность однородных явлений, определяемая в лабораторных условиях.

3.6 Показатель качества продукции – по ГОСТ 15467-79*.

3.7 Кондиционная нефть - нефть, удовлетворяющая требованиям ГОСТ 9965-76*.

3.8 Некондиционная нефть - нефть, не удовлетворяющая требованиям ГОСТ 9965-76*.

3.9 Кондиционный нефтепродукт - нефтепродукт, удовлетворяющий всем требованиям нормативно-технической документации.

3.10 Некондиционный нефтепродукт - нефтепродукт, не удовлетворяющий требованиям нормативно-технической документации.

3.11 Тип нефтепродуктов - совокупность нефтепродуктов одинакового функционального назначения.

3.12 Группа нефтепродуктов – совокупность нефтепродуктов, входящих в один тип и имеющих сходные свойства и область применения.

3.13 Подгруппа нефтепродуктов - совокупность нефтепродуктов, входящих в одну группу и имеющих сходные показатели качества и условия применения.

3.14 Марка нефтепродукта – индивидуальный нефтепродукт, название, номерное или буквенное обозначение, состав и свойства которого регламентированы нормативно-технической документацией.

3.15 Сорт продукции - по ГОСТ 15467-79*.

3.16 Склады нефти и нефтепродуктов (СНН) - комплекс зданий, резервуаров и других сооружений, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов.

3.17 Смежно расположенные СНН - два или несколько СНН, независимо от их оперативной деятельности, ведомственной принадлежности, наличия или отсутствия технологических связей, расположенные на смежных территориях, примыкающих один к другому по граничащей линии, согласно документов на отвод земли.

3.18 Резервуарный парк - группа резервуаров, предназначенных для хранения нефти и нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами - при подземных (заглубленных в грунт или обсыпанных грунтом) резервуарах, установленных в котлованах или выемках.

3.19 Номинальный объем резервуара - условная округленная величина объема, принятая для идентификации требований норм для различных конструкций резервуаров при расчетах номенклатуры объемов резервуаров, вместимости складов, компоновки резервуарных парков, а также для определения установок и средств пожаротушения.

3.20.Продуктовая насосная станция – группа насосных агрегатов, установленных в здании, под на весом или на открытой площадке и предназначенных для перекачки нефти и нефтепродуктов.

3.21 Разливочная - сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в бочки.

3.22 Расфасовочная - здание или сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в мелкую тару вместимостью до 40 л.

3.23 Сливоналивное устройство – техническое средство, обеспечивающее выполнение операций по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов в железнодорожные или автомобильные цистерны и танкеры.

3.24 Эстакада железнодорожная сливоналивная - сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное сливоналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу. Эстакады могут быть односторонними, обеспечивающими слив (налив) на одном железнодорожном пути, или двухсторонними, обеспечивающими слив (налив) на двух параллельных железнодорожных путях, расположенных по обе стороны от эстакады.

3.25 Промежуточный резервуар (сливная емкость) - резервуар у сливоналивных эстакад, предназначенный для кратковременного хранения нефтепродуктов с целью обеспечения операций по сливу железнодорожных цистерн

3.26 Узел задвижек - группа задвижек, обеспечивающая выполнение заданных технологических операций, которая может размещаться в помещениях, колодцах, под навесом или на открытых площадках.

3.27 Подтоварная вода - вода, скопившаяся на дне резервуара при хранении нефти (нефтепродуктов).

3.28 Причал сливоналивной - комплекс сооружений (береговых или пирсовых) на водоемах, предназначенный для безопасной стоянки, обработки и обслуживания судна и оборудованный сливоналивными устройствами или другими средствами, обеспечивающий выполнение операций по сливу нефти и нефтепродуктов из судна или его наливу.

3.29 Береговые причалы - причалы, расположенные на причальной набережной вдоль береговой полосы водоема и предназначенные для стоянки, обработки и обслуживания судов с одной стороны. Такие причалы могут быть с причальной набережной вертикального профиля — сплошной или в виде отдельно стоящих бычков и палов, соединенных с бровкой закрепленного берегового откоса металлическими мостиками.

3.30 Пирсовые причалы - причалы в комплексе сооружений, выступающих в акваторию водоема и предназначенные для стоянки, обработки и обслуживания судов с двух и более сторон. На одном пирсе может располагаться несколько причалов.

Каземат - кольцевой коридор - проход, шириной не менее 1 м с перекрытием вокруг подземного вертикального стального резервуара ограждаемый подпорной стенкой по высоте, не доходящий до верха стенки резервуара.

3.32.Нефтеловушка - сооружение для механической очистки сточных вод от нефти и нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению, и от осаждающихся механических примесей и взвешенных веществ.

3.33 Система автоматического пенного пожаротушения - включает резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию, подводящие раствор, пловы с пожарными гидрантами, узлы управления, а также установленные на резервуарах и в зданиях генераторы пены с питающими и распределительными трубопроводами для подачи раствора пенообразователя к этим генераторам, средства автоматизации.

3.34 Стационарная система пенного пожаротушения (неавтоматическая) - включает резервуары для воды и пенообразователя, насосную станцию и сеть трубопроводов с пожарными гидрантами. Средства автоматизации этих систем должны обеспечить включение резервных насосов в случае, если основные не исправны или не обеспечивают расчетный напор.

3.35 Тушение пожара передвижной пожарной техникой - подача раствора пенообразователя (пены) с помощью пожарных автомобилей или мотопомп.

3.36 Стационарная установка охлаждения резервуара - состоит из горизонтального секционного кольца орошения (оросительного трубопровода с устройствами для распыления воды), размещаемого в верхнем поясе стенок резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода, и задвижек с ручным приводом для обеспечения подачи воды при

пожаре на охлаждение всей поверхности резервуара и любой ее четверти или половины (считая по периметру) а зависимости от расположения резервуара в группе.

3.37 Охлаждение резервуара передвижной пожарной техникой - подача воды на орошение резервуара пожарными стволами, присоединяемыми к противопожарному водопроводу, или с помощью пожарных автомобилей (мотопомпы) из пожарных гидрантов или противопожарных емкостей (водоемов).

4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

4.1 К объектам СНН относится комплекс технологических зданий, сооружений и устройств, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефти и нефтепродуктов, а также подсобно-производственные и бытовые здания и сооружения, обеспечивающие их нормальную эксплуатацию.

4.2 Проектирование СНН должно выполняться в соответствии с действующими нормами и правилами, Государственными стандартами, отраслевыми руководящими документами и с использованием современных достижений науки и техники.

4.3 При проектировании СНН следует применять освоенные и серийно выпускаемые типы оборудования и материалы. Рекомендательный перечень основного оборудования и автоматизированных систем приведен в приложении 1.

4.4 Разработка проектов технического перевооружения и реконструкции должна производиться на результатах пред проектного обследования пожарной и экологической ситуации как на территории СНН и ее санитарно-защитной зоны (СЗЗ), так и на селитебной территории и особо охраняемых природных территориях и объектах, находящихся за границей СЗЗ, но в зоне влияния предприятия, для оценки экологической обстановки и возможных последствий аварийных ситуаций.

Предпроектное обследование проводится с обязательным участием надзорных органов (охраны окружающей природной среды, пожарного, санитарно-эпидемиологического и т.д.), заинтересованных организаций и органов местного самоуправления.

4.5 Пред проектным обследованием определяются условия достижения СНН нормативных показателей экологических, санитарных и противопожарных требований в зоне своего влияния на окружающую застройку, которые обязательны при выполнении проектов технического перевооружения и реконструкции. При отсутствии указанных выше условий, подтвержденных пред проектным обследованием, СНН подлежат выносу за пределы существующей застройки.

4.6 Проектирование СНН должно выполняться в соответствии с требованиями СНиП РК А.2.2-1-2001 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

4.7 В зависимости от температуры вспышки паров нефть и нефтепродукты (в дальнейшем для краткости нефть и нефтепродукты, когда нормы относятся одновременно к нефти и нефтепродуктам независимо от классификации будут именоваться «жидкостями») подразделяются на легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) - с температурой вспышки 61°С и ниже, и на горючие жидкости (ГЖ) - с температурой вспышки выше 61°С,

4.8 Здания и сооружения пунктов сбора отработанных нефтепродуктов следует проектировать по СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы» и настоящим нормам. Классификация и температура вспышки отработанных нефтепродуктов должна приниматься в соответствии с общими техническими условиями на отработанные нефтепродукты по ГОСТ 21046-86*.

4.9 СНН подразделяются:

а) по общей вместимости и максимальному объему одного резервуара - на категории, в соответствии СНиП 2.11.03-93 (таблица 1). Общая вместимость СНН определяется как суммарный объем резервуаров и тары для хранения нефти и нефтепродуктов. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему. При определении общей вместимости не учитываются:

промежуточные резервуары (у сливноналивных устройств);

расходные резервуары котельных, дизельных, общей вместимостью до 100м³;

расходные резервуары топливо- заправочных пунктов с одиночными сливо-наливными устройствами до 3 стояков;

резервуары сбора утечек;

резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел;

резервуары уловленных нефтепродуктов и разделочные резервуары (уловленных нефтепродуктов) на очистных сооружениях производственной или производственно -дождевой канализации.

б) по характеру операционной деятельности – на распределительные, перевалочные, перевалочно-распределительные, базы хранения;

в) по транспортным связям - на железнодорожные, водные, трубопроводные, глубинные (получающие продукт автотранспортом), а также смешанные водожелезнодорожные, трубопроводно- железнодорожные и т.п.;

г) по номенклатуре хранимых нефти и нефтепродуктов - на СНН хранения для ЛВЖ и ГЖ, а также нефтебазы общего хранения (ЛВЖ и ГЖ одновременно).

4.10 К основным показателям, характеризующим мощность СНН, относятся:

а) грузооборот нефти и нефтепродуктов в тыс.т/год;

б) вместимость резервуарного парка в тыс. м³.

4.11 Техническая оснащенность СНН должна удовлетворять следующим требованиям:

а) резервуарный парк - обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества нефти и нефтепродукта;

б) трубопроводные коммуникации - обеспечивать прием и отгрузку различных марок нефти и нефтепродуктов без смешения и потери качества;

в) наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование - обеспечивающее выполнение нормы времени по сливу и наливу нефти и нефтепродуктов.

5. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

5.1 СНН надлежит размещать с учетом ветров преобладающего направления с подветренной стороны по отношению к жилой застройке. Не допускается размещать СНН в зонах активного карста.

5.2 Расстояние от зданий и сооружений СНН с взрывоопасными, взрывопожароопасными и пожароопасными производствами (в том числе резервуарных парков и сливноналивных устройств) до зданий и сооружений соседних предприятий, и общественных зданий населенных пунктов и других объектов следует принимать по СНиП 2.11.03-93 (таблица 2).

5.3 Территория резервуарного парка СНН, как правило, должна размещаться на более низких отметках земли по отношению к отметкам территории:

- а) других зон и участков СНН и технологически связанных с парком предприятий;
- б) городских и сельских поселений;
- в) отдельно стоящих жилых домов;
- г) коллективных садов с садовыми домиками;
- д) зон особо охраняемых территорий (заповедников, заказчиков, памятников истории и культуры);
- е) соседних промышленных и сельскохозяйственных предприятий;
- ж) железных дорог общей сети;
- з) автомобильных дорог общей сети I, II, III категорий.

При расположении территории резервуарных парков на более высоких отметках по сравнению с этими объектами, а также при размещении резервуарных парков в прибрежной полосе водных объектов должны предусматриваться мероприятия в соответствии с п.6.18. настоящих норм.

СНН допускается располагать выше (по течению реки) указанных объектов на расстоянии:

и) до гидроэлектростанций, судостроительных заводов

5000 м - для СНН I категории;

3000 м - для СНН II категории;

2000 м - для СНН IIIа и IIIб категории;

1500 м - для СНН IIIв категории;

к) до причалов, речных вокзалов, рейдов и мест постоянной стоянки флота, гидротехнических сооружений (водозабор, глубоководные и рассеивающие выпуски сточных вод и т.п.) судостроительных заводов:

1500 м - для СНН I категории;

1000 м - для СНН остальных категорий.

Размещение СНН в водоохраных зонах (полосах) малых рек не допускается в соответствии с разделом 22 настоящих норм.

5.4 Расстояние от резервуарных парков насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов до зданий и сооружений предприятий, населенных пунктов и других объектов следует определять как от насосной станции в соответствии с главой СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».

5.5 Расстояния от СНН до газонаполнительных станций, газонаполнительных пунктов и автомобильных газозаправочных станций сжиженных газов следует принимать по СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение», а до электроустановок (РУ, ТП, ПП и др.) и воздушных линий электропередачи - в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

5.6 Расстояние от двух смежно расположенных СНН до указанных в таблице 2 СНиП 2.11.03-93 зданий, сооружений и других объектов следует принимать по таблице как от одного СНН, определяя его категорию по суммарной емкости обоих СНН; расстояние между зданиями и сооружениями смежно расположенных СНН должно быть не менее установленных в разделе СНиП 2.11.03-93 расстояний между соответствующими зданиями и сооружениями одного СНН.

В пределах расстояний указанных в СНиП 2.11.03-93 (таблица 2) вне территории СНН допускается размещение древесно-кустарниковых насаждений лиственных пород, садов, огородов и открытых складов негорюемых материалов.

5.7 Расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений СНН следует принимать по СНиП 2.11.03-93 (таблица 3).

5.8 Расстояния указанные в СНиП 2.11.03-93 (таблица 3) определяются между зданиями и сооружениями (включая резервуары) - как расстояния в свету между наружными стенами (стенками) или конструкциями зданий и сооружений; до железных и автомобильных дорог общей сети - до границы полосы отвода земель соответствующих дорог; от сливноналивных устройств для железнодорожных цистерн - от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами; от площадок (открытых или под навесами - для сливноналивных устройств для автомобильных цистерн, для насосов, тары и др.) - от границ этих площадок.

5.9 Расстояние от наземных резервуаров до зданий и сооружений со стороны сплошных (без проемов) стен с пределом огнестойкости не менее 2 ч. допускается уменьшений на 10%.

5.10 Для складов III категории с наземными резервуарами емкостью каждого менее 5000 м³ расстояние от этих резервуаров до зданий и сооружений (за исключением указанных пп. 4 и 6 таблицы 3 СНиП 2.11.03-93) оборудованных установка ми автоматического пожаротушения, допускается уменьшать на 25%.

5.11 Насосные агрегаты для перекачки масел допускается размещать на расстоянии 5 м от резервуаров с маслами.

Погружные взрывозащищенные электронасосы допускается устанавливать непосредственно на резервуарах.

5.12 Расстояние от зданий и сооружений СНН (за исключением резервуаров, продуктовых насосных, узлов станций, канализационных насосных неочищенных вод (с нефтью и нефтепродуктами), очистных сооружений

(пруды отстойники, шламонакопители, закрытые нефтеловушки площадью зеркала более 400 м², буферные резервуары и резервуары отстойники объемом менее 700 м³, установки по отмывке осадка, включая резервуары - шламосборники и озонаторные установки), разливочных, расфасовочных, складских зданий и площадки для хранения нефтепродуктов в таре, площадки для хранения бывшей в употреблении тары] до канализационных очистных сооружений (с нефтью и нефтепродуктами) с открытым зеркалом жидкости (пруды отстойники, нефтеловушки и т.п.), а также шламонакопителей должно быть не менее 30 м.

5.13 Насосные станции для перекачки нефти и нефтепродуктов из речных судов допускается располагать непосредственно на причалах из несгораемых материалов.

5.14 Расстояние по горизонтали в свету от трубопроводов склада для транспортирования нефти и нефтепродуктов (давлением до 2,5 МПа (~ 25кгс/см²) включительно) до зданий, сооружений и других инженерных сетей склада следует принимать по СНиП 2.11.03-93 (таблица 5).

5.15 Указанные в СНиП 2.11.03-93 (таблица 5) расстояния от трубопроводов для нефти и нефтепродуктов до оси железных дорог, а также до зданий и сооружений, приведенных в пп. 1 и 2 таблицы, не относятся соответственно к трубопроводам железнодорожных сливноналивных эстакад и к вводам (подводкам) этих трубопроводов в здания и сооружения, а расстояния до теплопроводов не относятся к системам обогрева трубопроводов для нефти, мазутов и масел, предусматриваемых по требованиям технологии.

5.16 Расстояние от подземных трубопроводов для нефти и нефтепродуктов [давлением до 1,2 МПа (~ 12 кгс/см²) включительно], прокладываемых вне территории склада (к сливно-наливным причалам и пирсам, железнодорожным эстакадам, котельным установкам и автозаправочным станциям склада, к соседним складам нефти и нефтепродуктов), до ограждений опор контактной сети и связи, до железнодорожных и автомобильных дорог, фундаментов опор воздушных линий электропередач следует принимать в соответствии с главой СНиП РК 3.01-01-2002 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» равным расстоянию, установленному для газопроводов высокого давления [свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа (~ свыше 6 до 12 кгс/см²)].

Расстояние от указанных трубопроводов до фундаментов зданий и сооружений следует принимать: от трубопроводов диаметром до 300 мм включительно - 15 (10) м и от трубопроводов диаметром свыше 300 мм - 25 (15) м.

Примечания

1 Расстояние в скобках указано от трубопроводов только для горючих нефти и нефтепродуктов.

2 При прокладке указанных трубопроводов для нефти и нефтепродуктов в прибрежной зоне на расстоянии до 200м от уреза воды в водоеме (при максимальном уровне) и на территории населенного пункта следует предусматривать мероприятия по повышению надежности эксплуатации трубопроводов, в том числе 100-процентный контроль всех сварных стыков физическими методами, испытание трубопроводов на давление, равное удвоенному рабочему давлению, но во всех случаях не более давления, вызывающего напряжение в металле трубы, равное 0,9 предела текучести, автоматическое отключение продуктовых насосов при падении давления в трубопроводах, запорную арматуру для отключения указанных трубопроводов.

3 Условия прокладки указанных трубопроводов для нефти и нефтепродуктопроводов в селитебной зоне населенных пунктов должны согласовываться в установленном порядке.

5.17 Планировку площадок СНН, их благоустройство и проектирование подъездных и внутримплощадочных дорог следует выполнять в соответствии СНиП П-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий», СНиП РК 3.03-09-2003 «Автомобильные дороги», СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт», СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

5.18 Планировка территории СНН должна исключать возможность образования мест скопления паров нефти и нефтепродуктов (застойных зон) и вместе с системой водостоков обеспечивать водоотвод и защиту территории от попадания извне талых и ливневых вод.

При выполнении вертикальной планировки следует учитывать необходимость локализации отдельных участков территории, на которые могут попадать нефть и нефтепродукты. Вертикальная планировка должна предотвращать попадание жидкостей при аварийном разливе с участков одних объектов на участки других, а также обеспечивать организацию отвода этих жидкостей и поверхностного стока в соответствии с требованиями раздела 22 настоящих норм.

5.19 Административные и бытовые помещения, помещения технологической связи не следует располагать с подветренной стороны ветров преобладающего направления по отношению к резервуарным паркам, сливноналивным устройствам для автомобильных и железнодорожных цистерн и очистным сооружениям.

5.20 На СНН I и II категорий размещение зеленых насаждений от зданий и сооружений следует принимать не менее 5м. Предельный размер участков, предназначенных для озеленения СНН, не должен превышать 15% площадки СНН.

5.21 Плотность застройки площадок складов нефти и нефтепродуктов должна быть не менее: складов I категории - 30%, II категории - 25%, III категории - 20%. Плотность застройки для резервуарных парков НПЗ и НХП принимается согласно СНиП П-89-80* как для предприятий, на которых размещаются эти СНН.

6. РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ

6.1 Емкость и число резервуаров в составе резервуарного парка СНН должны определяться с учетом:

- а) коэффициента использования емкости резервуара;
- б) однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;
- в) грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефти и нефтепродуктов;
- г) необходимой оперативности СНН при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров;

д) обеспечение не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта (исключение см. п. 6.3).

6.2 Среднее значение коэффициентов использования емкости резервуаров в зависимости от их конструкции и номинального объема следует принимать по таблице 1.

6.3 Установка одного резервуара на каждую марку (сорт) нефти и нефтепродукта допускается в следующих случаях:

- а) операции приема и отгрузки не совмещаются во времени;
- б) среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее трех;
- в) резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость, без промежуточного замера количества нефти и нефтепродукта.

Таблица 1

Емкость резервуара	Коэффициент использования емкости в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 м ³ вкл.	0,83	0,76	0,80
от 10000 до 30000 м ³	0,85	0,80	0,83

Примечание - Коэффициентом использования емкости резервуаров учтен объем резервуара, постоянно занятый под переходящим остатком (мертвый), равный 2% и объем резервуаров, находящихся в зачистке или ремонте - 5%.

6.4 Для хранения нефти и нефтепродуктов рекомендуется применять наземные и подземные металлические или железобетонные резервуары, как правило, по действующим типовым проектам.

6.5 Сокращение потерь от испарения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров свыше $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм.рт.ст.) при температуре 20°C следует, предусматривать путем применения резервуаров с понтонами, плавающими крышами или с газоуравнительной обвязкой.

6.6 В качестве дополнительного показателя для ориентировочного определения емкости резервуарного парка СНН рекомендуются среднегодовые коэффициенты оборачиваемости емкости резервуарных парков различных типов нефтебаз, которые при ведены в таблице 2.

Таблица 2

Тип СНН	Среднегодовые коэффициенты оборачиваемости резервуаров
Морские перевалочные	не менее 30
Перевалочные (перевалочно-распределительные)	25-40
Распределительные, в том числе железнодорожные, трубопроводные,	10-18
автомобильные	8-14
водные (на замерзающих реках)	2-4

Примечание - Коэффициент оборачиваемости определяется как частное от годового грузооборота к емкости резервуарного парка.

6.7 При проектировании технического перевооружения или реконструкции СНН, в случае выявления изменений емкости резервуарных парков, в проектах должны предусматриваться меры по переводу высвобождающихся резервуаров под хранение менее опасных в пожарном и экологическом отношении нефти и нефтепродуктов, либо выводу их из эксплуатации. Вы воду из эксплуатации прежде всего подлежат резервуары устаревших конструкций. Проектами технического перевооружения и реконструкции СНН резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров, указанных в пункте 6.5, должны быть оснащены средствами сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов (понтон, газоуравнительная обвязка и т.п.).

6.8 К основному оборудованию резервуара относятся:

- а) приемно-раздаточные устройства с запорной арматурой;
- б) дыхательная и предохранительная арматура;
- в) устройства для отбора проб;
- г) приборы контроля, сигнализации и защиты;
- д) подогревательные устройства;
- е) противопожарное оборудование;
- ж) хлопушки и механизмы их управления.

Оснащение резервуаров оборудованием и схема его расположения определяются проектом.

6.9 Оборудование, устанавливаемое на резервуаре, должно соответствовать данному типу резервуара. Применение другого оборудования допускается при согласовании с разработчиком проекта резервуара.

6.10 Пропускная способность дыхательной арматуры должна определяться в зависимости от максимальной подачи нефти и нефтепродукта при заполнении или опорожнении резервуара с учетом температурного расширения паро-воздушной смеси.

6.11 Дыхательная арматура должна выбираться в зависимости от типа резервуара и хранимых нефти и нефтепродукта:

а) на резервуарах с понтоном для приема и хранения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров в соответствии с пунктом 6.5 и температурой застывания ниже 0°С следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителями;

б) на резервуарах без понтона, предназначенных для приема и хранения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм. рт.ст.), следует устанавливать дыхательную и предохранительную арматуру с огнепреградителем;

в) на резервуарах без понтона, предназначенных для приема нефти и хранения нефтепродуктов с давлением насыщенных паров ниже $2 \cdot 1,33 \cdot 10^4$ Па (200 мм.рт.ст.), следует устанавливать вентиляционные патрубки с огнепреградителем.

6.12 При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой (ГУС) запрещается объединять ее резервуары с авиационными и автомобильными, а также с этилированными и неэтилированными бензинами. В пониженной части трубопроводов ГУС должны быть установлены дренажные устройства, включающие в себя закрытые емкости (конденсатосборники). Уловленные нефть и нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению.

6.13 При хранении в резервуарах высоковязких нефти и нефтепродуктов для предотвращения накопления осадков следует предусматривать на днище резервуара систему размыва.

6.14 Для обсыпанных грунтом резервуаров, от носимых к подземным, ширина их обсыпки по верху определяется расчетом на гидростатическое давление разлившейся жидкости при аварии резервуара. Но во всех случаях ширина обсыпки должна быть не менее 3 м, считая от стенки резервуара до бровки насыпи для вертикальных резервуаров и от любой точки стенки резервуара до откоса насыпи для горизонтальных резервуаров.

Для горизонтальных резервуаров объемом до 75 м³ ширину обсыпки по верху допускается сокращать до 2 м.

6.15 Группы резервуаров или отдельно стоящие резервуары могут размещаться в выемках, котлованах, на насыпях, наклонной плоскости или иметь комбинированный профиль. Территорию резервуарного парка, как правило, рекомендуется размещать на плоском рельефе с уклоном не более 0,005.

Территория оврагов для размещения резервуарных парков с резервуарами единичным объемом 10000 м³ и более не допускается.

6.16 При размещении наземных резервуаров на наклонной плоскости или выемке требования по СНиП 2.11.03-93 п. 3.6. по минимальной высоте обвалования, а также к устройству обвалования не распространяются на возвышенную сторону площадки.

Высота откоса выемки с верховой стороны определяется только на расчетную высоту по расчетному объему разлившейся жидкости, при этом с верховой стороны должны предусматриваться мероприятия, исключающие попадание ливневых вод на территорию размещения резервуаров.

6.17 Узлы задвижек следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены) групп или отдельно стоящих резервуаров. Коренное запорное устройство следует располагать непосредственно у резервуаров.

При прокладке трубопроводов сквозь обвалование в месте прохода труб должна обеспечиваться герметичность.

Установка электрооборудования и прокладка электрокабельных линий внутри обвалования не допускается за исключением электропривода коренного запорного устройства и других устройств (являющихся оборудованием собственно резервуара), контроля и автоматики, приборов местного освещения.

Все эти устройства должны выполняться во взрывозащищенном исполнении, а способы прокладки их во взрывоопасных зонах выполняться в соответствии с ПЭУ.

6.18 При расположении резервуарных парков на площадках, имеющих более высокие отметки земли по сравнению с указанными в п. 5.2. объектами, а также при необходимости размещения резервуарных парков в прибрежной полосе водных объектов, должно быть предусмотрено одно из нижеследующих дополнительных к СНиП 2.11.03-93 п. 3.6. мероприятий по предотвращению разлива жидкости при аварии наземных резервуаров на территории этих объектов, а также на территории зданий и сооружений СНН, обеспечивающих его функционирование в аварийной ситуации (насосные цеха, здания противопожарной защиты и.д.):

а) устройство второго обвалования или ограждающей стены на расстояние не менее 20 м от основного обвалования (ограждающей стены), рассчитанного на удержание 50% объема жидкости наибольшего резервуара. В качестве второго обвалования могут быть использованы внутренние автомобильные дороги СНН, расположенные не ближе 10 м от основного обвалования для складов I, II категорий и не ближе 5 м - для складов III категории, поднятые до необходимых отметок, но не менее чем на 0,3 м. Эти дороги не должны иметь водопропускных устройств без затворок;

б) устройство открытого земляного амбара вместимостью:

на полный объем наибольшего резервуара, если его единичный объем не более 20000 м³;

на 50% объема, если его единичный объем более 20000 м³;

в) устройство отводных канав (траншей) шириной по верху не менее 2 м, на расстоянии не менее 20 м от основного обвалования (ограждающей стены) при размещении в парке резервуаров единичным объемом 20000 м³ и более и не менее 10 м - единичным объемом менее 20000 м³. При этом на противоположной по отношению к резервуарному парку стороне должен быть устроен земляной вал, отводная канава должна заканчиваться в безопасном месте.

Путь аварийного потока, направляемого в земляной амбар или отводную канаву, не должен пересекать подъездных дорог к СНН и участков на которых размещены сооружения с производственными процессами с применением открытого огня.

При использовании внутренних дорог в качестве второго обвалования, расстояние до края проезжей части этих дорог со стороны разлившейся жидкости рекомендуется принимать:

г) от зданий и сооружений с производственными процессами с применением открытого огня - не менее 30 м. Если указанные здания расположены к этим дорогам глухой стеной, приведенное расстояние допускается сокращать на 50%;

д) от прожекторных мачт и пунктов контроля и управления - вне взрывоопасной зоны, определяется по ПЭУ.

Технологические трубопроводы должны обеспечивать возможность перекачки в случае аварии из резервуаров одной группы в резервуары другой группы, а при наличии в резервуарном парке одной группы - из резервуара в резервуар.

7. ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТАРЕ

7.1 Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре следует проектировать в соответствии со СНиП 2.11.03-93 и настоящими нормами.

7.2 Способ хранения выбирается в зависимости от климатических условий, сортности хранимых нефтепродуктов и типа тары. Бочки могут храниться в положении лежа (при пробках в обечайке, при пробках в днище) на специальных поддонах.

7.3 В зависимости от физико-химических свойств нефтепродуктов, вида транспортной тары и климатических условий, хранение их следует предусматривать в зданиях или на площадках (открытых или под навесом).

Хранение ЛВЖ в таре на открытых площадках не допускается.

Совместное хранение ЛВЖ и ГЖ в таре в одном помещении допускается при их общем (приведенном) количестве не более 200 м³ ЛВЖ или 1000 м³ ГЖ.

7.4 Допускается предусматривать хранение на открытых площадках нефтепродуктов с температурой вспышки свыше 61°C в металлических бочках.

7.5 Хранение нефтепродуктов в деревянной таре на открытых или под навесом площадках не допускается.

7.6 При определении размеров штабелей нефтепродуктов в таре и требований к устройству площадок для тарного хранения следует руководствоваться ППБ РК-08-97 «Правилами пожарной безопасности в Республике Казахстан».

7.7 Хранение порожних металлических и деревянных бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) следует предусматривать на отдельных открытых или под навесом площадках, при этом укладка бочек в штабели допускается не более чем в четыре яруса.

7.8 Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть оснащены средствами механизации погрузочно-разгрузочных и транспортных операций, выбор которых определяется проектом.

7.9 Длину и ширину грузовых платформ (рампы) для погрузки и выгрузки в железнодорожный и автомобильный транспорт следует определять расчетом, исходя из грузооборота и вместимости хранилища, а также с учетом габаритов применяемых средств транспортной механизации.

7.10 Грузовые платформы (рампы) для погрузки в железнодорожный и автомобильный транспорт нефтепродуктов в таре и выгрузки из них должны быть из негорючих материалов.

7.11 Нефтебазы с грузооборотом от 50 тыс. т/год и более, производящие затаривание нефтепродуктов в металлические бочки, должны оснащаться средствами (автоматизированными) по санитарной обработке бывшей в употреблении транспортной тары (очистка, пропарка, промывка, просушка, проверка на герметичность и окраска), а также оборудованием по производству мелкого и среднего ремонтов: выправление вмятин (не более 2) на корпусе и доньях, заварка пробоин (не более 3) в корпусе и доньях, уторов и продольного шва (длиной не более 15см). Металлические бочки с дефектами, превышающими указанные, ремонту не подлежат.

7.12 Дверные проемы в стенах складских зданий для нефтепродуктов в таре должны иметь размеры, обеспечивающие проезд средств механизации, но во всех случаях не менее: ширину 2,1 м и высоту 2,4 м. Двери следует предусматривать противопожарными 2 типа (для зданий I и II степени огнестойкости) и 3 типа (для зданий IIIa огнестойкости).

7.13 При проектировании складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре следует учитывать размещение тары следующим образом:

а) при ручной укладке бочки с ЛВЖ и ГЖ должны устанавливаться на полу не более чем в 2 ряда;

б) при механизированной укладке бочек с ГЖ - не более 5, а ЛВЖ - не более 3;

ширина штабеля должна быть не более 2 бочек. Ширину главных проходов для транспортирования бочек следует предусматривать не менее 1,8 м, а между штабелями - не менее 1 м.

7.14 Открытые площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть огорожены земляным валом или негорючей сплошной стенкой высотой не менее 0,5 м с пандусами для прохода на площадки.

Площадки должны возвышаться на 0,2 м над прилегающей территорией и быть окружены кюветом для отвода сточных вод.

В пределах одной обвалованной площадки допускается размещать не более 4 штабелей бочек размером 25 x 15 м и высотой 5,5 м с разрывами между штабелями не менее 10 м, а между штабелем и валом (стенкой) - не менее 5 м.

Разрывы между штабелями двух смежных площадок должны быть не менее 20 м.

Над площадками допускается устройство навесов из негорючих материалов.

7.15 Открытые площадки для хранения порожних металлических бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) следует проектировать в соответствии с нормами приведенными в пункте 7.14 настоящего раздела, принимая укладку в штабеле порожних бочек в четыре яруса по высоте.

7.16 Виды тары для хранения и отпуски нефтепродуктов следует принимать по ГОСТ 1510-84*.

8. ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ СЛИВОНАЛИВНЫЕ ЭСТАКАДЫ

8.1 Для железнодорожного слива и налива нефти и нефтепродуктов на СНН должны предусматриваться специальные сливоналивные устройства, рассчитанные в зависимости от грузооборота на маршрутный, групповой или одиночный слив-налив.

Слив-налив железнодорожных цистерн может производиться одновременно при помощи соответствующего числа сливоналивных устройств (эстакадная погрузка).

Возможно также применение точечного налива, т.е. наполнение железнодорожных цистерн в составе поезда одна за другой на одном месте установкой налива.

8.2 В зависимости от числа одновременно обрабатываемых железнодорожных цистерн на СНН рекомендуется предусматривать:

- а) до 3-х цистерн - одиночные сливоналивные устройства;
- б) свыше 3-х до 6-ти включительно - односторонние эстакады {групповой слив - налив};
- в) свыше 6-ти цистерн - одно – двухсторонние эстакады или же установки точечного налива (маршрутный слив - налив).

Протяженность железнодорожных сливоналивных эстакад определяется в зависимости от количества одновременно обрабатываемых цистерн, но должна быть не более максимальной длины одного маршрутного состава, железнодорожных цистерн.

8.3 Слив и налив нефти и нефтепродуктов должен проектироваться с учетом требований ГОСТ 1510-84* по системе сливных устройств и коллекторов.

Сливоналивные устройства для жидкостей должны быть закрытыми, как правило, бесшланговыми, в виде систем шарнирно сочлененных труб и телескопических устройств.

8.4 При размещении сливоналивных устройств на параллельных железнодорожных путях следует проектировать одну двухстороннюю сливоналивную эстакаду или один точечный пункт налива цистерн.

8.5 Расстояние между продольными сторонами сливоналивных устройств - не менее 15 м.

8.6 Расстояние от железнодорожных путей до выступающих частей сливоналивных эстакад следует принимать в соответствии с габаритами приближения строений согласно ГОСТ 9238-83.

8.7 Устройства для слива и налива ЛВЖ и ГЖ, относящихся по ГОСТ 12.1.007-76* к 1 и 2 классу опасности, должны быть герметичными.

8.8 Трубопроводы для ЛВЖ и ГЖ должны быть заземлены.

8.9 Сливоналивные устройства для нефти и нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120°C и ниже должны быть закрытыми. Для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и мазутов допускается предусматривать открытые сливные устройства.

8.10 На перевалочных СНН с грузооборотом 500 тыс.т./год и более протяженность железнодорожной сливоналивной эстакады для ЛВЖ определяется длиной наливного маршрута полной весовой группы (брутто), состоящего из смешанного состава большегрузных цистерн за вычетом веса прикрытия 60 тонн. Для горючих нефти и нефтепродуктов - без вычета прикрытия.

8.11 На СНН при маршрутном сливе – налив нефти и нефтепродуктов количество сливоналивных устройств следует принимать в зависимости от расчетного количества поступающих (отгружаемых) жидкостей на СНН за сутки ($Q_{сут.}$), превышающую грузоподъемность маршрута ($Q_{норм.}$).

Количество сливоналивных устройств принимается по таблице 3.

Таблица 3

$Q_{сут.т.} / Q_{норм.т.}$	Количество сливоналивных устройств.
От 0,35 до 1 вкл.	На 1/3 маршрута.
Более 1 до 3 вкл.	На 1/2 маршрута
Более 3 до 6 вкл.	На 1 маршрут.
Примечание - $Q_{норм.}$ - принимается вес нетто.	

Примечание - Для ГЖ количество сливных устройств рассчитывается с учетом времени требуемого для разогрева.

8.12 Налив нефти и нефтепродуктов должен осуществляться по бесшланговой системе автоматизированных устройств, оборудованных ограничителями налива, а также средствами механизации.

8.13 Системы наливных устройств и коллекторов следует разрабатывать с учетом обеспечения полного освобождения их от нефти и нефтепродуктов.

8.14 На складах I и II категории сливоналивные устройства для ЛВЖ и ГЖ должны быть отдельными.

На сливоналивных эстакадах для нефти допускается предусматривать слив мазута. На СНН II и III категории сливоналивные эстакады могут быть общими для ЛВЖ и ГЖ, при этом сливоналивные устройства должны располагаться, как правило, в одну линию последовательности, соответствующей убыванию взрывопожарной и пожарной опасности нефтепродуктов.

8.15 На СНН III категории слив - налив мазута и масел, разгрузка горючих нефтепродуктов в таре допускается предусматривать на одном участке тупикового пути в разное время.

8.16 Допускается использовать самотечный слив в промежуточные заглубленные резервуары с одновременной откачкой нефти и нефтепродуктов из них в наземные резервуары. Промежуточный резервуар должен быть рассчитан на 75% суммарной емкости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки из этих резервуаров должна составлять не менее 50% производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

Промежуточные резервуары (кроме сливных емкостей для мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

На СНН II категории промежуточные резервуары для мазута и масел должны размещаться, как правило, с внешней стороны железнодорожных путей со сливноналивной эстакады.

На СНН III категории промежуточные резервуары для мазута и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C допускается размещать как с внешней стороны железнодорожных путей со сливно-наливными устройствами так и под железнодорожными путями.

8.17 Шаг сливноналивных устройств в пределах одной сливноналивной эстакады устанавливается в зависимости от состава цистерн в железнодорожном маршруте и должен обеспечивать слив (налив) без расцепки четырехосных, шестиосных и восьмиосных цистерн.

При точечном наливке следует предусматривать устройство, не допускающее самопроизвольное перемещение состава, находящегося под наливом.

8.18 Система верхнего и нижнего слива продукта выбирается в зависимости от конструкции сливных приборов железнодорожных цистерн, подлежащих сливу на эстакаде, свойств и количества сливаемого продукта.

Допускается устанавливать сливные устройства непосредственно на сливноналивных эстакадах, а сливные устройства для верхнего слива оборудовать резиново-тканевыми рукавами.

8.19 Для удаления нефти и нефтепродуктов из неисправных цистерн следует предусматривать отдельно расположенные устройства верхнего и нижнего слива, а при соответствующем обосновании - коллекторы, обеспечивающие отдельный сбор сливаемых нефти и нефтепродуктов.

8.20 Железнодорожные эстакады для налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов должны быть оборудованы навесами или крышами. Навес над сливноналивной эстакадой должен устанавливаться из негорючих материалов.

Допускается не устанавливать навесы или крыши в случаях, если эстакады оборудованы наливными устройствами, исключающими попадания в цистерну атмосферных осадков и пыли во время операции налива.

8.21 В целях сокращения потерь от испарения, снижения электризации и уменьшения пенообразования при наливке нефти и нефтепродуктов длина нижнего звена наливного устройства должна обеспечивать опускание его конца в цистерну на расстояние не более 200 мм от нижней образующей котла.

8.22 Коллекторы на наливных эстакадах следует располагать подземно или на строительных конструкциях эстакады, при этом должна предусматриваться компенсация от температурных деформаций. Допускается прокладка коллекторов на собственных строительных конструкциях.

8.23 На СНН I и II категории железнодорожные пути, на которых располагаются установки точечного налива для маршрутного слива (налива), должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий вывод с эстакад цистерн в обе стороны.

Железнодорожные эстакады для операций с маршрутами должны проектироваться для слива или налива не более 4-х групп нефтепродуктов. При этом к одной группе могут быть отнесены несколько марок (сортов) нефтепродуктов, перекачка которых может производиться по одному и тому же коллектору.

При проектировании групповых или одиночных сливноналивных устройств, количество групп нефтепродуктов определяется проектом.

8.25 На трубопроводах для слива и налива нефти и нефтепродуктов должны устанавливаться на случай аварии задвижки с дистанционным управлением на расстоянии не более чем 50 м (считая от оси железнодорожного пути со сливноналивной эстакадой) и не ближе чем:

15 м- при сливе и наливке ЛВЖ;

10 м- при сливе и наливке ГЖ.

Управление приводом аварийных задвижек следует предусматривать с эстакады (с шагом расстановки кнопок остановки не более 100 м при эстакадной погрузке) и из насосной.

При одиночных сливноналивных устройствах могут быть использованы аварийные задвижки с ручным управлением.

На технологических трубопроводах в качестве аварийных могут приниматься отключающие задвижки, установленные в пределах указанных расстояний. Подача маршрута с нефтью и нефтепродуктами на эстакаду должна производиться только вагонами - цистернами вперед или при помощи обгонного пути, или же вытяжного пути. Заход локомотива на тупиковые пути эстакады не допускается.

8.26 На эстакадах следует предусматривать площадки обслуживания для присоединения сливноналивных устройств к цистернам.

8.27 С целью обеспечения безопасного перехода обслуживающего персонала на железнодорожную цистерну, эстакаду необходимо оборудовать переходным мостиком или откидными площадками по всей длине эстакады.

8.28 Территория, занятая сливноналивной эстакадой, должна иметь твердое водонепроницаемое покрытие, усиленное в зоне железнодорожных путей.

9 СЛИВОНАЛИВНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМОБИЛЬНЫХ ЦИСТЕРН

9.1 Для налива нефти и нефтепродуктов в автомобильные цистерны на СНН должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего или нижнего налива, оборудованные насосными агрегатами, пультом дистанционного управления, устройствами для задачи дозы отпускаемого

нефтепродукта, предотвращение перелива, герметизация цистерн, а также автоматическими системами измерения количества нефти и нефтепродуктов в единицах массы (объема) и оформления товарных документов.

9.2 Наливные устройства следует располагать на отдельных рабочих местах (островках), объединенных по группам нефтепродуктов в наливные станции. В зависимости от типа прибывающих автомобильных цистерн и объема отгрузки отдельных марок (сортов) нефти и нефтепродукта рабочие места должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

Слив нефти и нефтепродуктов из автоцистерн должен производиться на отдельных площадках, оборудованных узлами учета.

Управление наливом должно быть дистанционным из операторной и по месту.

9.3 Количество отпускаемой нефти и нефтепродукта следует определять взвешиванием на автовесах или при помощи счетчиков жидкости. Грузоподъемность весов должна обеспечивать взвешивание всех типов прибывших на СНН автоцистерн.

9.4 Соединительные трубопроводы от раздаточных резервуаров до наливных устройств должны приниматься отдельными для каждой марки (сорта) нефти и нефтепродукта, отгружаемого в автотранспорт. Последовательная перекачка по ним не допускается.

9.5 На нефтебазах процессы налива и учета должны быть автоматизированы согласно приложению 1.

На нефтебазах при грузообороте свыше 100 тыс.т/год, при соответствующем обосновании, дополнительно может применяться система «АСУ-налива».

Измерение массы нефти и нефтепродукта, подача данных на цифрочекать и оформление документов должно осуществляться автоматически с погрешностью, соответствующей ГОСТ 26976-86.

9.6 На нефтебазах с грузооборотом менее 50 тыс.т/год допускается применение установок с местным управлением в случаях, когда загрузка наливного устройства составляет не более 60% от его номинальной производительности или при экономической целесообразности применения автоматизированных систем и дистанционного управления наливом.

9.7 Перед въездом на СНН (станцию налива) должна предусматриваться площадка для автотранспорта, обеспечивающая стоянку не менее 30% от общего количества работающих автомобилей в одной смене.

9.8 Островки автоналивных устройств и проезды между островками следует проектировать в соответствии с требованием ВСН 01-89 «Предприятия по обслуживанию автомобилей».

9.9 Сливоналивные устройства для автоцистерн допускается размещать:

для ЛВЖ и ГЖ - на одной площадке;

для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C - непосредственно у разливочных, расфасовочных и раздаточных и у сливоналивных железнодорожных эстакад для масел;

по требованиям технологии - с наружной стороны ограждения склада.

10. СЛИВОНАЛИВНЫЕ ПРИЧАЛЫ И ПИРСЫ

10.1 Причалы для слива-налива нефтегрузов по расположению и виду конструктивного использования могут быть береговые и пирсовые. В дальнейшем береговые причалы именуется «причалы», а пирсовые причалы - «пирсы». Сливоналивные причалы и пирсы должны быть из негорючих материалов и иметь ширину, обеспечивающую прокладку всех трубопроводов и устройство проезда шириной не менее 4,5 м для пожарных автомобилей; в конце тупикового проезда должна быть площадка размером не менее 12 x 12 м для разворота автомобилей.

На пирсах, связанных с берегом переходными мостиками, предназначенными только для прокладки трубопроводов и пешеходного сообщения, и пирсах длиной до 120 м включительно, при условии прокладки на них трубопроводов пожаротушения (растворопроводов), устройство указанного проезда для пожарных автомобилей не требуется.

Сливоналивные причалы и пирсы должны иметь ограждение со стороны берега, если они не примыкают к смежной охраняемой территории с общим технологическим процессом или организованной структурой.

Настилы причалов и пирсов должны быть сплошными, конструкция причалов и пирсов должна исключать возможность попадания под них нефти и нефтепродуктов, прокладка трубопроводов под настилами не допускается.

10.2 Расстояние от сливоналивных причалов в портах морских, озерных и на водохранилищах (кроме речных участков) следует принимать:

а) до сухогрузных, пассажирских и служебных причалов (за исключением причалов для пожарных судов) не менее 300 м при перегрузке ЛВЖ и 200 м при перегрузке ГЖ. Во всех случаях - не менее расстояния, равного сумме длины и двух ширин наибольшего расчетного судна при причалах на пирсах, и не менее длины наибольшего расчетного судна при причалах на берегу.

б) до пристаней, рейдов и мест постоянной стоянки флота, мостов, водозаборов, гидроэлектростанций, судоремонтных заводов не менее 500 м, не зависимо от перегружаемых нефти и нефтепродуктов.

При определении расстояний следует принимать:

в) на причалах (береговых) - как расстояние в свету между расчетными судами,

г) на пирсах - как расстояние в свету между соседними пирсами.

10.3 Расстояние между сливоналивными причалами (пирсами) в портах морских, озерных и на водохранилищах (кроме речных участков) следует принимать не менее 200 м при перегрузке нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 28 °С и ниже, и не менее 150 м при перегрузке нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 28 °С, но в обоих случаях не менее длины наибольшего расчетного судна, с учетом условий безопасности навигации (швартовки, стоянки и отшвартовки судна)

Расстояние между сливоналивными причалами (на одном пирсе), между этими причалами и причалами служебно-вспомогательного флота, обслуживающего нефтеналивные суда, назначается исходя

из условий безопасности навигации по нормам технологического проектирования морских портов, с учетом требований правил перевозки нефти и нефтепродуктов на танкерах морского флота.

10.4 Сливно-наливные причалы на судоходных реках и каналах, как правило, должны располагаться ниже (по течению):

- а) рейдов и мест постоянной стоянки флота – на расстоянии не менее 1000 м;
 - б) мостов, водозаборов и других причалов – на расстоянии не менее 300 м.
- Сливно-наливные причалы допускается располагать выше (по течению):
- в) рейдов и мест постоянной стоянки флота - на расстоянии не менее 5000 м;
 - г) мостов, водозаборов и других причалов на расстоянии не менее 3000 м.

10.5 Расстояние в свету между речными сливноналивными причалами должно быть не менее 300 м при перегрузке нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 28°C и ниже и не менее 200 м при перегрузке жидкостей с температурой вспышки выше 28°C, но во всех случаях не менее длины наибольшего расчетного судна.

Расстояния между речными сливно-наливными причалами, располагаемыми в ковше принимаются в соответствии с требованиями п 10.3 настоящего раздела.

10.6 В зависимости от гидрологических условий, продолжительности навигации и грузооборота СНН причалы могут быть стационарными или плавучими.

На закрытых от волнения рейдах сливноналивные операции могут производиться также, но без причальных устройств через подводные трубопроводы. На грузовых причалах и пирсах следует предусматривать возможность и бункеровки судов, обрабатываемых у этих причалов, а на бункеровочных причалах заправки плавбункеровщиков, предназначенных для бункеровки судов. Бункеровка судов, слив балластных вод и сливноналивные операции могут производиться одновременно.

Количество грузовых и бункеровочных причалов (пирсов), системы обустройств и трубопроводов, обеспечивающих операции по сливу-наливу нефти и нефтепродуктов следует определять по нормам технологического проектирования морских портов, нормам технологического проектирования портов и пристаней на внутренних водных путях и настоящим разделом.

10.7 Блокировочные трубопроводы для грузовых и бункеровочных операций, даже для одноименных жидкостей, должны быть отдельными.

Производительность бункеровки, налива и слива жидкостей принимается в соответствии с нормами технологического проектирования портов (морских, речных).

10.8 Налив судов непосредственно из магистрального трубопровода запрещается.

10.9 Технологические трубопроводы и арматура на причалах, а также стендеры должны быть защищены от гидравлических ударов, вызывающих давления сверх допустимого.

10.10 Выгрузка нефти и нефтепродуктов из морских судов производится только судовыми средствами, а из речных - судовыми средствами или средствами порта.

10.11 В зависимости от перепада отметок между резервуаром и уровнем акватории при необходимости, следует предусматривать установку на берегу насосной станции второго подъема.

10.12 Определение количества нефти и нефтепродуктов при приеме к перевозке паромом или сдаче их СНН должно производиться по показаниям счетчиков, установленных у причалов, а при отсутствии их по замерам в резервуарной емкости СНН - при длине блокировочных трубопроводов до 2 км или по замерам в нефтеналивных судах – при протяженности блокировочных трубопроводов более 2 км. Для коммерческого учета рекомендуется устанавливать счетчики класса 0,5 (по объему).

При наличии двух и более причалов, на которых предусматривается возможность слива-налива одинаковых нефтегрузов соответственно на двух и более судах, учет количества перегружаемых нефти или нефтепродуктов, при отсутствии счетчиков, производится по замерам в судах, независимо от длины блокировочных трубопроводов.

10.13 На причалах должны быть специальные приспособления для надежного заземления всех трубопроводов, в соответствии с действующими нормами и правилами устройства электроустановок. При проектировании обустройства причалов должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие пролив жидкостей и загрязнение акватории порта.

На причалах технологические трубопроводы рекомендуется прокладывать надземно (на опорах).

11 РАЗЛИВОЧНЫЕ, РАСФАСОВОЧНЫЕ И РАЗДАТОЧНЫЕ

11.1 Разливочные и раздаточные в зависимости от климатических условий и видов нефтепродуктов следует размещать в зданиях или на площадках (от крытых или под навесами), а расфасовочные только в помещениях.

Разливочные, расфасовочные и раздаточные в зданиях следует проектировать в соответствии со СНиП 2.11.03-93, СНиП РК 3.03-09-2003 «Автомобильные дороги», СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий» и нормами настоящего раздела.

Налив нефтепродуктов в бочки, бидоны и другую более мелкую тару должен производиться в разливочных (расфасовочных). Допускается налив в бочки, установленные непосредственно на специально оборудованных автомашинах. Налив в бочки на автомашинах должен производиться специальными устройствами на площадках для налива автоцистерн, на отдельных площадках, расположенных у разливочных. Перелив наливаемых емкостей должен быть исключен.

11.2 Для разлива этилированных нефтепродуктов следует предусматривать отдельное помещение.

11.3 Для нефтебаз при грузообороте грузов свыше 20 тыс.т/год раздаточные устройства для этилированных, ЛВЖ и ГЖ должны размещаться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках.

Допускается для нефтебаз при грузообороте менее 20 тыс.т/год раздаточные устройства размещать в одном здании при условии разделения помещения противопожарной стеной.

11.4 Перед разливочной следует предусматривать площадку, оборудованные средствами механизации погрузо-разгрузочных работ (бочкоподъемники, кран-балки и т.п.). Помещение расфасовочных должно быть оснащено транспортерами для подачи продукции на хранение или отгрузку.

11.5 На подводящих трубопроводах к разливочной (расфасовочной), у мест подключения раздаточных устройств, должны устанавливаться отсекающие задвижки.

11.6 Расстояние между наливными устройствами (кранами) в разливочных (расфасовочных) должно быть не менее 1 м. Высота кранов от пола должна быть не менее высоты стандартной бочки.

Разрешается установка на одном рабочем месте двух или трех кранов для налива разных сортов нефтепродуктов, при условии, что одновременно наливается только один сорт.

11.7 Количество отпущенного нефтепродукта должно определяться при помощи счетчиков и путем взвешивания или, в отдельных случаях, по замеру в калибровочной таре.

11.8 Для обеспечения надежной работы счетчиков они должны быть выбраны по давлению, производительности, вязкости перекачиваемого нефтепродукта и другим физико-химическим данным. Счетчики должны быть защищены от попадания в них мехпримесей, установкой перед ними фильтров.

Раздаточные резервуары единичным объемом каждого до 25 м³ включительно, в зависимости от вида отпускаемых нефтепродуктов допускается размещать:

а) в помещении разливочной - резервуары, предназначенные для подогрева и выдачи масел, при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения;

б) у сплошных (без проемов) стен разливочных, на расстоянии не менее 2 м (снаружи здания) и общей емкостью не более 200 м³. Расстояние между раздаточными резервуарами следует принимать не менее 1 м.

Раздаточные резервуары единичным объемом свыше 25 м³ до 100 м³ включительно, предназначенные для подогрева и выдачи масел, допускается размещать так, чтобы торцы их располагались в помещении разливочной.

11.10 Резервуары для масел общей вместимостью не более 100 м³ допускается размещать в подвальных помещениях одноэтажных зданий разливочных и расфасовочных. При этом указанное здание должно быть не ниже II степени огнестойкости, а выходы из подвального помещения следует предусматривать непосредственно наружу и эти подвальные помещения не должны сообщаться с первым этажом.

12. ПРОДУКТОВЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

12.1 Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов следует размещать в зданиях или на площадках (открытых или под навесами).

Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов, конструкция и двигатели которых допускают эксплуатацию их на открытом воздухе, следует размещать на площадках.

12.2 В здании продуктовой насосной станции следует предусматривать размещение станции катодной защиты трубопроводов, пункта контроля и управления, помещений для установки средств автоматического управления технологическим процессом, трансформаторной подстанции напряжением до 10 кВ включительно, распределительных устройств, вентиляционных камер, подсобно вспомогательные помещения в соответствии со СНиП 2.09.02-85" «Производственные здания» и других помещений в соответствии со СНиП 2.11.03-93, СНиП РК 3.03-09-2003, «Правила устройства электроустановок» (ПЭУ) и нормами этого раздела.

На СНН III категории в здании продуктовой насосной допускается размещение дизель-генераторов.

Расходные емкости для ГЖ вместимостью более суточной потребности следует располагать снаружи здания продуктовой насосной со стороны сплошной (без проемов) стены или в пристройке из негорючих материалов.

12.3 В продуктовых насосных, расположенных на площадках под навесами, площадь устраиваемых в них защитных боковых ограждений должна составлять не более 50% общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до выступающей части навеса). Эти боковые защитные ограждения должны выполняться из негорючих материалов и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола и навеса насосной не менее чем на 0,3 м.

12.4 Для перекачки нефти и нефтепродуктов на СНН предусматриваются:

а) насосы для основных технологических операций (основные насосы), которые обеспечивают слив-налив вагонов-цистерн, налив судов, перекачку по трубопроводам и др.;

б) насосы для вспомогательных операций (вспомогательные насосы), которые обеспечивают выполнение зачистки железнодорожных цистерн, резервуаров, расфасовку и налив автоцистерн, бочек и другой мелкой тары, внутрибазовые перекачки, а также создание подпора для работы основных центробежных насосов. Основные насосы могут быть использованы для вспомогательных операций.

12.5 Насосные агрегаты для перекачки маловязких жидкостей на СНН, как правило, должны устанавливаться вне зданий. При установке вне зданий насосных агрегатов для перекачки вязких и высокозастывающих жидкостей эти насосы должны оборудоваться подогревом, при необходимости и теплоизоляцией, исключающей застывание жидкости в корпусе насоса.

12.6 Производительность насосов для слива-налива железнодорожных цистерн определяется, исходя из количества железнодорожных цистерн в одной подаче с учетом действующих нормативных сроков слива (налива) и времени на вспомогательные операции.

12.7 Требуемый напор насосов определяется гидравлическим расчетом с учетом выполнения предусмотренных проектом технологических операций в наиболее холодный период года.

12.8 При использовании несамовсасывающих центробежных насосов для верхнего слива из железнодорожных цистерн или при малом перепаде отметок между уровнем жидкости в резервуаре и осью насоса, должны предусматриваться устройства, обеспечивающие надежное всасывание (вакуум-насосы, погрузные эжекторы или другие приспособления).

12.9 При определении количества насосов, необходимых для обеспечения перекачек, следует учитывать:

- а) режим перекачки;
- б) сортность перекачиваемых нефти и нефтепродуктов;
- в) совпадений операций по времени;
- г) требования в отношении бесперебойной работы;
- д) нормы продолжительности слива (налива).

Для перекачки этилированных нефтепродуктов следует устанавливать отдельные насосы.

12.10 Узлы задвижек, как правило, следует размещать вне здания продуктовой насосной станции на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее:

- 3 м - от стены здания с проемами;
- 1 м - от стены здания без проемов;
- 5 м - от границы площадки продуктовой насосной (открытой или под навесом).

Допускается узлы задвижек размещать в одном помещении с насосами при количестве основных рабочих насосов (не считая резервных, зачистных, вакуумных и других вспомогательных насосов) в этом помещении:

- а) на складах I и II категории - не более 6 насосов для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 120 °С (кроме мазутов) или не более 10 насосов для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и выше и для мазутов;
- б) на складах III категории - не более 10 насосов для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 120 °С или при любом количестве насосов для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и выше;
- в) при перекачке мазутов, подогреваемых до температуры ниже на 10 °С температуры вспышки - не более 6 на складах I и II категорий и не более 10 на складах III категории.

При размещении узлов задвижек в отдельном помещении оно должно отделяться от помещения для насосов противопожарной перегородкой I типа в зданиях I и II степени огнестойкости и II типа в зданиях IIIа степени огнестойкости и иметь выход наружу. Дверь между помещениями для узлов задвижек и насосов должна быть противопожарной 2 типа.

В местах расположения узлов задвижек следует предусматривать в полу лоток для сбора стоков в приямок, глубина которого должна быть не более 0,5 м.

12.11 При установке в одном помещении насосов для перекачки нефти и нефтепродуктов с различными температурами вспышки это помещение и все виды оборудования в нем должны соответствовать требованиям, предъявленным к ним при перекачке нефти и нефтепродуктов с наиболее низкой температурой вспышки.

12.12 В продуктовых насосных, размещаемых в зданиях, насосные агрегаты, могут применяться с электродвигателями в исполнении, позволяющим их установку как в общем зале с насосами, так и в отдельном помещении за противопожарной перегородкой. Эта противопожарная перегородка должна быть газонепроницаемой, сплошной (без проемов) с пределом огнестойкости не ниже 0,75 ч.

В продуктовых насосных станциях ширина проходов между выступающими частями насосов должна быть не менее 1 м. Ширину проходов между насосами шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м допускается уменьшать до 0,7 м. При двухрядном расположении насосов ширина прохода между рядами должна быть не менее 1,5 м.

12.13 В местах прохода труб через внутренние стены продуктовых станций следует предусматривать уплотняющие устройства.

12.14 Продуктовые насосные рекомендуется размещать в наиболее низких точках системы трубопроводов СНН для улучшения условий всасывания нефти и нефтепродукта.

12.15 Торцы подземных горизонтальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается располагать в помещениях продуктовой насосной, обслуживающей эти резервуары.

12.16 Здания продуктовых насосных станций должны быть оборудованы грузоподъемными устройствами, рассчитанными на подъем наиболее тяжелых деталей оборудования или насосных агрегатов, расположенных на фундаментных плитах. Эти устройства по своему исполнению должны соответствовать категории и группе взрывоопасной среды.

Оборудование, установленное на площадках открытых (или под навесом) продуктовых насосных станций, должно обслуживаться мобильными кранами.

12.17 Для монтажа и ремонта агрегатов рекомендуется предусматривать:

- а) при весе перемещаемого груза до 0,5 т - переносные треноги или монорельсы с передвижными талями (ручными);
- б) при весе перемещаемого груза от 0,5 до 2 т - монорельсы с передвижными талями;
- в) при весе перемещаемого груза от 2 до 5 т - краны мостовые подвесные;
- г) при весе перемещаемого груза более 5 т - краны мостовые подвесные и опорные.

Для подъема и перемещения насосных агрегатов а пределах насосной допускается применение передвижных подъемных механизмов, отвечающих требованиям пожаровзрывобезопасности.

Для ремонта или периодического обслуживания технологического оборудования, устанавливаемого на открытых площадках, следует предусматривать, как правило, мобильные краны.

Вертикальные насосы должны иметь стационарные устройства, позволяющие производить монтаж и демонтаж их. Грузоподъемность подъемно-транспортного оборудования следует выбирать по весу наиболее тяжелой части демонтируемой установки.

12.18 Продуктовые насосные станции на СНН I и II категории следует оснащать приборами автоматической защиты согласно ТУ насосных агрегатов и оборудованием, обеспечивающим работу станции без постоянного обслуживающего персонала.

13. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

13.1 Технологические трубопроводы, предназначенные для транспортировки нефти и нефтепродуктов должны проектироваться по СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа» с учетом требований настоящего раздела.

Технологические трубопроводы следует проектировать как единое комплексное хозяйство, обеспечивающее ведение операционной деятельности СНН с учетом общего планировочного решения площадки СНН и взаимной увязки с инженерными сетями. Требования к размещению технологических трубопроводов приведены в СНиП 2.11.03-93 п.2.19.

13.2 По назначению технологические трубопроводы подразделяются на технологические трубопроводы, прокладываемые на территории СНН, в дальнейшем в разделе - «трубопроводы», и внешние трубопроводы, прокладываемые вне территории СНН, в дальнейшем в разделе для специфических требований - «блокировочные трубопроводы», а для общих - трубопроводы.

Трубопроводы СНН должны быть минимальной протяженности и обеспечивать возможность выполнения всех технологических операций при сохранении качества и количества нефти и нефтепродуктов.

13.3 Диаметры трубопроводов должны обеспечивать перекачку нефти и нефтепродуктов с заданной производительностью и определяются в каждом отдельном случае гидравлическими расчетами.

Диаметры подземных трубопроводов должны быть не менее du 50.

13.4 Трубопроводы для ЛВЖ и ГЖ должны выполняться из стальных труб (бесшовных или электросварных в соответствии с СН 527-80).

Допускается применение неметаллических несгораемых труб, если они отвечают требованиям прочности, химической и технологической стойкости.

Открытая (по стенам) и надземная прокладка технологических трубопроводов из неметаллических труб не разрешается.

13.5 Прокладка трубопроводов может быть подземной и надземной в соответствии с СН 527-80.

По территории СНН прокладка трубопроводов, как правило, предусматривается надземная, за исключением территорий резервуарных парков магистральных нефтепроводов, проектируемых согласно ВНТП-2-86.

На технологических трубопроводах при необходимости продувки и дренажа должны быть предусмотрены специальные устройства.

13.6 Для масел и других горючих жидкостей с высокой температурой застывания рекомендуется прокладка трубопроводов с теплоизоляцией и путевым подогревом (электричеством, горячей водой, паром, различными антифризами, минеральными маслами).

При этом прокладка может быть как надземной, так и подземной. Следует предусматривать возможность вытеснения из труб высокозастывающих нефтепродуктов нефтепродуктами, не застывающими при температуре эксплуатации. На участках протяженностью до 15 м допускается прокладка трубопроводов с теплоизоляцией без теплоспутников, если предусмотрена возможность вытеснения высокозастывающего нефтепродукта.

Теплоизоляцию трубопроводов следует выполнять из негорючих материалов. При соответствующем обосновании допускается прокладка трубопроводов с высоковязкими или высокозастывающими ГЖ в каналах с теплоспутниками.

Для маловязких масел и других горючих жидкостей с низкой температурой застывания рекомендуется подземная прокладка трубопроводов без теплоизоляции.

13.7 При проектировании трубопроводов следует предусматривать устройства для компенсации тепловых удлинений, если это необходимо по температурному режиму трубопровода.

Для компенсации следует использовать волнистые и другие компенсаторы, а также повороты трубопроводов (самокомпенсации).

13.8 Трубопроводы для ЛВЖ запрещается укладывать в каналах совместно с трубопроводами питьевой воды, газопроводами, паропроводами, кабелями сильного и слабого тока.

При перекачке высокозастывающих и высоковязких ЛВЖ, как исключение, допускается укладка технологических трубопроводов:

- а) в одном канале с теплоспутниками;
- б) в общей теплоизоляции с теплоспутниками.

При этом должны быть предусмотрены контроль температуры нефти и нефтепродукта и защита от перегрева.

13.9 Трубопроводы, для возможности их опорожнения, должны прокладываться с уклоном к месту откачки или выпуска нефти и нефтепродукта при самотеке. Минимальная величина уклона трубопровода принимается в соответствии с СН 527-80.

13.10 Колодцы и камеры управления с задвижками резервуарных парков следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены) групп резервуаров. Коренные задвижки необходимо устанавливать непосредственно у резервуара.

13.11 На вводах трубопроводов в цеха (насосные, ж.д. эстакады, причалы и т.п.) следует устанавливать отключающую арматуру с дистанционным управлением, руководствуясь требованиями СН 527-80 (Приложение 1) и раздела 8 настоящих норм.

На каждом стояке сливноналивных устройств должна быть установлена запорная арматура.

13.12 У грузовых причалов, на берегу у корня причала должны устанавливаться без инерционные предохранительные клапаны и запорные устройства типа шаровых кранов с дистанционным управлением (с причала) для сброса и перекрытия потока в случае аварии или пожара.

13.13 Колодцы и камеры управления с задвижками могут предусматриваться в зависимости от климатических условий в двух вариантах:

- I вариант - колодцы открытого типа под навесом с грузоподъемным оборудованием;
- II вариант - камеры закрытого типа с вентиляцией, освещением, грузоподъемным оборудованием.

Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах для ЛВЖ и токсичных жидкостей, независимо от температуры и давления среды должна быть стальной.

13.14 В пределах обочин внутренних автомобильных дорог допускается прокладка сетей противопожарного водопровода и растворопроводов, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

14. ПОДОГРЕВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

14.1 Целью подогрева вязких или высокозастывающих нефти и нефтепродуктов является снижение их вязкости для возможности отстоя и уменьшения гидравлического сопротивления при перекачке, а также улучшения условий всасывания.

Подогрев отработанных нефтепродуктов требуется для их регенерации.

14.2 Температура подогрева нефти и нефтепродуктов не должна превышать 90°C, а для масел -60°C.

Температура подогрева должна быть ниже температуры вспышки паров нефти и нефтепродуктов в закрытом тигле не менее чем на 25°C.

Температура нефти и нефтепродуктов при отстое должна быть выше температуры, рекомендуемой для перекачки.

Для подогрева могут использоваться:

- а) подогреватели с промежуточными теплоносителями. В качестве теплоносителя используется пар, горячая вода, различные антифризы, минеральные масла, электроподогрев;
- б) печи подогрева (как правило, огневые);
- в) электроподогрев.

Применяемые способы подогрева должны исключать воспламенение нефти и нефтепродукта или понижение его качества. Прямой контакт с минеральными маслами и антифризами не допустим.

Допускается подогрев нефти и нефтепродуктов с низкой температурой вспышки и высокой температурой застывания, до температур, превышающих температуру вспышки, при условии подогрева в трубчатых теплообменниках, трубчатых печах, а также в резервуарах под слоем жидкости, при этом уровень жидкости должен быть не менее чем на 50 см выше греющей поверхности подогревателя.

При огневом подогреве, как правило используются промежуточные теплоносители.

Для водяного подогрева рекомендуется использовать перегретую воду, при возможности получения ее в больших количествах.

14.3 При подогреве нефти и нефтепродуктов с помощью стационарных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать 0,4 МПа, а с помощью переносных - 0,3 МПа, что соответствует температурам 143°C и 133°C.

Обогрев пароспутниками технологических трубопроводов, в которых температура перекачиваемой нефти и нефтепродуктов не превышает 60°C, следует производить, как правило, перегретой водой с температурой 150°C, а высоковязких и легкозастывающих - насыщенным паром давлением до 1,3 МПа. Температура поверхности подогревателя должна быть ниже температуры самовоспламенения подогреваемого нефтепродукта не менее, чем на 25 °С.

14.4 При использовании электроподогрева электроподогреватели должны иметь взрывобезопасное исполнение и автоматически отключаться при достижении нефти и нефтепродукта предельно допустимых температуры или уровня.

14.5 Резервуары для нефти и нефтепродуктов, требующих подогрева, должны оборудоваться стационарными или переносными подогревателями или устройствами для циркуляционного разогрева, размыва и др.

Применяемые устройства для подогрева должны отвечать требованиям пожарной безопасности и технических условий, утвержденных в установленном порядке.

14.6 В резервуарах, предназначенных для отпуска вязких нефтепродуктов в автоцистерны, одиночные железнодорожные цистерны или бочки, наряду с основными подогревателями следует предусматривать устройства с местным порционным подогревом в камерах объемом, равным суточной или односменной реализации нефтепродукта.

14.7 Рекомендуется подогрев нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах, как переносными подогревателями, так и циркуляционным способом или другими эффективными способами, отвечающими требованиям правил пожарной безопасности.

14.8 На железнодорожных эстакадах при разогреве нефти и нефтепродуктов в цистернах с помощью переносных подогревателей должен предусматриваться коллектор насыщенного пара с отводом к каждой цистерне и обязательной установкой запорной арматуры,

Прокладка паропроводов и конденсатопроводов должна отвечать требованиям СНиП 2.04.07-86* «Тепловые сети».

14.9 Конденсат от переносных и стационарных подогревателей необходимо возвращать в сеть внутрибазовых конденсатопроводов.

Конденсат, загрязненный нефтепродуктами, не удовлетворяющий требованиям качества следует охлаждать и направлять в производственную канализацию.

15 ПРИЕМ И ОТПУСК ОТРАБОТАННЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

15.1 Прием отработанных нефтепродуктов должен производиться на всех распределительных СНН по трем группам, указанным в ГОСТ 21046-86*.

I. ММО - масла моторные отработанные (автотракторные, дизельные, авиационные, в том числе: моторные масла, применяемые в трансмиссиях и гидравлических системах);

II. МИО - масла индустриальные отработанные (индустриальные, в том числе выделенные из отработанных нефтяных эмульсий, турбинные, компрессорные, вакуумные, приборные, трансформаторные, конденсаторные, кабельные, технологические);

СНО - смесь нефтепродуктов отработанных (нефтепродукты, применявшиеся при промывке, трансмиссионные, гипоидные, осевые масла и не отвечающие требованиям групп ММО и МИО по вязкости и температуре вспышки, смеси нефти и нефтепродуктов, собранные от закачки резервуаров, трубопроводов, автомобильных и железнодорожных цистерн, танков судов, а также нефтепродукты, извлекаемые из нефтесодержащих стоков на очистных сооружениях).

На СНН I и II категорий отработанные авиамасла должны собираться в отдельную емкость.

15.2 Приемные пункты оборудуются емкостями, камерами для разогрева бочек, насосной станцией, наливным устройством, а также грузовой платформой для накопления бочек со средствами механизации разгрузочных работ.

Группы ММО и МИО подлежат регенерации, СНО - переработке на нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ).

15.3 Прием отработанных нефтепродуктов производится партиями (любое количество одной группы с одним общим паспортом качества).

При приеме отработанных нефтепродуктов на СНН подлежат обязательной проверке их вязкость, температура вспышки, массовая доля мехпримеси и воды.

Отработанные нефтепродукты групп ММО и МИО, имеющие показатели по вязкости и температуре вспышки более низкие, чем указано в ГОСТ 21046-86* (таблица 1), подлежат переводу в группу СНО.

На СНН I и II категорий следует предусматривать возможность налива отработанных нефтепродуктов в автомобильные и железнодорожные цистерны, а также в бочки. Допускается налив группы ММО и МИО по одному трубопроводу.

При этом после каждой группы трубопровод должен быть опорожнен.

15.4 Для налива железнодорожных цистерн на СНН должны предусматриваться специальные наливные устройства, рассчитанные на налив одиночных цистерн.

15.5 Расчет резервуарной емкости для отработанных нефтепродуктов производится исходя из грузооборота свежих масел с учетом действующих норм сбора отработанных масел от потребителей в размере: для ММО - 31%, МИО - 43%.

Рекомендуется предусматривать установку горизонтальных стальных резервуаров емкостью 75 м³ в количестве не менее двух для каждой группы.

На СНН I и II категорий, где производится регенерация, следует устанавливать емкости для регенерации масел.

15.6 Регенерацию отработанных масел следует предусматривать на СНН I и II категорий, если по грузообороту предусматривается поступление отработанных масел в количестве, обеспечивающем годовую загрузку регенерационных установок не менее чем на 80%.

15.7 В проектах СНН, на которых будет производиться регенерация масел, следует предусматривать регенерационные установки по действующим типовым проектам.

15.8 Не допускается перекачка одним насосом отработанных и регенерированных масел.

Отпуск отработанных нефтепродуктов для технических нужд предприятий в качестве топлива и других целей должны учитываться (по сортам и качеству) в грузообороте, выдаваемом Заказчиком проектной организации

15.10 Регенерационная установка должна обеспечиваться горячей и холодной водой, а также устройствами для отвода стоков и удаления шлама.

15.11 Отходы регенерационных установок (фильтровальные материалы, реагенты и пр.) должны удаляться в соответствии с санитарными правилами о порядке накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов.

Качественную и количественную характеристику отходов регенерационных установок следует принимать в зависимости от выбранной схемы и метода регенерации масел.

15.12 Резервуары для группы СНО следует оснащать оборудованием для ЛВЖ, а также подогревателями и устройствами для удаления воды и осадка.

16. ЛАБОРАТОРИИ

16.1 Лаборатория СНН должна обеспечивать выполнение анализов по контролю качества нефти и нефтепродуктов (поступающих, хранящихся и отгружаемых с СНН), определение содержания углеводородов в сточных водах СНН и природоохранных анализов, в том числе по контролю воздушного бассейна в соответствии с разделом 22, контроль выбросов и сбросов СНН (если они не входят в состав предприятия, имеющего соответствующую лабораторию и обеспечивающего работу СНН).

Помещения лаборатории СНН, как правило, должны располагаться в одном здании с помещениями для газогенераторов, аппаратов высокого давления, для хранения проб нефти и нефтепродуктов, химических реактивов.

16.2 Оборудование и приборы для проведения анализов, а также необходимые размеры помещений лаборатории, штаты следует определять исходя из грузооборота СНН, номенклатуры хранимых нефтепродуктов, количества резервуаров, видов технологических операций и необходимого числа анализов.

16.3 Как правило, на СНН I и II категории в составе лаборатории следует предусматривать комнату анализов, весовую, моечную, склад проб, а также помещение моторных испытаний топлив.

На нефтебазах III категории помещение моторных испытаний топлив не предусматривается.

16.4 При размещении СНН вблизи родственных предприятий, даже других ведомств, где есть лаборатории для анализов нефтепродуктов (нефти), предусматривать лабораторию на СНН не следует.

16.5 Допускается размещать склад проб в отдельном здании.

16.6 В состав работ лабораторий включаются наблюдения за состоянием природной среды в зоне воздействия СНН - производственно-экологический мониторинг.

17. АВТОМАТИЗАЦИЯ, КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

17.1 Объем и уровень автоматизации технологических процессов, а также потребность в средствах автоматизации следует определять, руководствуясь рекомендациями, изложенными в Приложении 1. При этом должны обеспечиваться:

- а) повышенная оперативность, надежность, контроль и управление технологическими процессами приема, хранения и отгрузки. Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов;
- б) количественный учет нефти и нефтепродуктов, как по резервуарной емкости, так и с помощью поточных измерительных систем;
- в) безопасная эксплуатация и увеличение сроков службы технологического оборудования и сооружений, своевременное обнаружение возникших аварий и создание условий для их локализации;
- г) пожарная безопасность и защита окружающей среды;
- д) сокращение количества обслуживающего персонала;
- е) сокращение эксплуатационных расходов, сбор информации, необходимой для функционирования систем автоматизации АСУ ТП.

17.2 Для обеспечения вышеперечисленных требований к автоматизации СНН, учитывая количество контролируемых параметров, задачи контроля и управления технологическими процессами или задания заказчика - могут разрабатываться АСУ ТП.

Структура автоматизации АСУ ТП должна строиться по модульному принципу распределения систем автоматизации объекта, обеспечивая надежность его функционирования.

17.3 При подаче нефти или нефтепродуктов на СНН по магистральным трубопроводам необходимо предусматривать защиту трубопроводов и арматуры склада от воздействия давления, превышающего установленное для них нормативное давление.

17.4 Автоматизация основных технологических процессов и очистных сооружений для СНН различной вместимости должна выполняться в соответствии с рекомендациями настоящего раздела.

Автоматизацию сооружений систем теплоснабжения, вентиляции, газоснабжения и водоснабжения следует предусматривать согласно специализированным нормативным документам:

- а) СНиП РК 11-35-2001 «Котельные установки»;
- б) СНиП РК 4.02-05-2001 «Отопления, вентиляция и кондиционирование»;
- в) СНиП РК 4.01-02-2001 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

Основные требования к системе контроля и автоматизации по защите окружающей среды изложены в разделе 22 настоящих норм.

17.5 Объемы контроля и автоматизации очистных сооружений должны определяться в каждом конкретном случае в зависимости от условий эксплуатации, состава сооружений, режима их работы, требований экологии.

Требования к очистным сооружениям СНН определены в разделе 21. При определении объемов автоматизации очистных сооружений следует также учитывать степень автоматизации (диспетчеризации) технологических процессов объекта основного производственного назначения, в состав которого входят очистные сооружения.

Для обеспечения централизованного контроля за работой и состоянием оборудования очистных сооружений следует предусматривать диспетчерский контроль из помещения центрального пункта управления, который создается на объекте для нужд диспетчеризации основных технологических сооружений. С контролируемых сооружений на диспетчерский пункт должна передаваться только та информация, без которой не могут быть обеспечены оперативное управление (при необходимости) и контроль работы сооружений.

17.6 Канализационные насосные станции для перекачки производственно-дождевых сточных вод должны проектироваться с управлением без постоянного обслуживающего персонала. Кустовые насосные станции (КНС) должны оборудоваться средствами сигнализации пожара и загазованности. Защита по пожару и загазованности должна наряду с отключением всех работающих насосов сопровождаться выдачей соответствующих сигналов в диспетчерский пункт технологического объекта или пункт с круглосуточным дежурством.

При аварийном выходе из строя рабочего насосного агрегата КНС - необходимо предусматривать передачу обобщенного сигнала в диспетчерский пункт СНН. При наличии технологического резерва аварийное отключение рабочего насосного агрегата должно осуществляться через автоматическое включение резервного насоса. Виды управления в КНС и технологические параметры, подлежащие контролю, следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.03-85 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

17.7 Автоматизацию процессов очистки производственно-дождевых сточных вод следует предусматривать с учетом принятых методов и технологической схемы обезвреживания этих вод.

Рекомендуемый объем контроля и автоматизации по сбору и отстою этих вод:

- а) автоматическая защита резервуарных емкостей от перелива;
- б) контроль верхнего и нижнего уровней сточных вод (по каждому буферному резервуару);
- в) контроль границы раздела «вода - нефть» («вода - нефтепродукт»);
- г) дистанционное (из диспетчерского пункта) управление задвижками на трубопроводах отвода уловленной нефти и нефтепродуктов;

д) передача контролируемых параметров в диспетчерский пункт СНН.

17.8 В системе очистных сооружений рекомендуется предусмотреть непрерывный контроль на потоке содержания нефти и нефтепродукта в очищенных очистных сточных водах (при наличии промышленного производства соответствующих приборов).

На период отсутствия необходимых приборов для непрерывной очистки сточных вод допускается осуществлять контроль представленных проб лабораторными методами.

18. СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

18.1 СНН должны оснащаться средствами технологической связи, пожарной охранной сигнализацией в зависимости от характера операционной деятельности, транспортных связей, групп вместимости, административно-географического расположения.

Средства технологической связи должны обеспечивать передачу любой информации, необходимой для управления объектом. Организацию систем пожарной и охранной сигнализации для СНН, включая организацию телефонной связи с пожарной частью.

18.2 Для СНН рекомендуется предусматривать:

- а) внутривыпускную автоматическую телефонную связь;
- б) оперативную диспетчерскую телефонную связь;
- в) громкоговорящую и радиотрансляционную связь;
- г) радиофикацию;
- д) систему оповещения;
- е) УКВ радиосвязь;
- ж) электрочасофикацию;
- з) промышленное телевидение;
- и) внешнюю связь (автоматическую или прямую не коммутированную).

18.3 Для связи абонентов СНН между собой должна предусматриваться установка местной автоматической телефонной станции или автоматического коммутатора. Емкость местной автоматической станции или тип коммутатора и количество устанавливаемых телефонов АТС определяется проектом.

18.4 Для дирекции СНН рекомендуется предусматривать телефонную и громкоговорящую связь с необходимыми абонентами, а также возможность одновременного подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

18.5 Сеть диспетчерской связи должна обеспечивать:

- а) двухстороннюю телефонную связь с любого рабочего места;
- б) громкоговорящую связь;
- в) двухстороннюю телефонную связь с абонентами ТС, городской автоматической телефонной станцией (ГАТС);
- г) возможность подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

18.6 Операторы, диспетчеры СНН (осуществляющие оперативное управление процессами приема, перевалки, отпуска и транспорта жидкостей) должны обеспечиваться средствами прямой (автоматически некоммутируемой) диспетчерской телефонной связью (радиотелефонной или распоряжительно - поисковой громкоговорящей связью) с оперативным персоналом продуктовых насосных, сливоналивных устройств (для железнодорожных, автомобильных цистерн, морских и речных причалов) и пожарное депо (при его наличии).

18.7 Телефонные аппараты следует устанавливать у лестниц эстакад. Количество телефонных аппаратов на эстакаде должно быть не менее двух.

Оборудование связи должно соответствовать категориям и группам взрывоопасных смесей согласно ПУЭ или вынесено за пределы взрывоопасной зоны.

18.8 Ультракотковолновую (УКВ) радиосвязь и промышленное телевидение предусматривают только при соответствующем обосновании в проекте или по заданию заказчика.

18.9 Внешняя связь (автоматическая или прямая не коммутированная) предусматривается для обеспечения телефонного выхода на:

- а) общегосударственную сеть связи;
- б) дежурного пожарной части;
- в) диспетчера железнодорожной станции;
- г) диспетчера трубопровода;
- д) диспетчера (оператора) причальных сооружений и вахтенного дежурного танкера, стоящего у причала (для водных СНН).

18.10 При подключении СНН к нефтепроводу или нефтепродуктопроводу связь диспетчера (оператора) СНН с диспетчером нефтепровода или нефтепродуктопровода должна предусматриваться согласно ВНТП 2-86 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов», ВНТП 1-86 «Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов».

Для резервуарных парков и наливных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов связь с узлом связи населенного пункта железной дороги или пожарной части допускается предусматривать по линиям технологической связи трубопровода через соседнюю насосную перекачивающую станцию (НПС) или районное нефтяное (нефтепродуктопроводное) управление (РНУ).

18.12 Электрочасофикация должна обеспечивать показания единого времени на вторичных часах по территории СНН путем передачи управляющих электрических сигналов от первичных часов.

18.13 В помещениях продуктовых насосных станций, узлов задвижек, складских помещениях для нефтепродуктов в таре, разливающих, расфасовочных, канализационных насосных станциях производственных стоков необходимо устанавливать сигнализаторы дозврывных концентраций паров нефтепродуктов (СДК) из расчета не менее одного СДК на 100 м² площади помещения.

Сигнализаторы СДК в помещениях следует устанавливать в зависимости от плотности паров нефтепродукта с учетом поправки на температуру воздуха, но не менее 0,5 м над полом.

18.14 Сигнализаторы СДК должны обеспечивать подачу предупреждающих светового и звукового сигналов при концентрации паров нефти и нефтепродуктов 20 % и аварийных - при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

18.15 В продуктовых насосных станциях с периодической работой допускается применять автоматические газовые переключатели для попеременной подачи проб воздуха от нескольких точек к одному СДК. При этом периодичность анализа каждой точки отбора пробы не должна превышать 10 мин.

18.16 В производственных помещениях автоматическое включение аварийной и периодически действующей вытяжной вентиляции должно осуществляться при подаче предупреждающего сигнала от СДК.

18.17 В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала предупреждающий и аварийный сигналы должны подаваться по месту установки СДК и на выходе из помещения, в помещениях с периодическим пребыванием - у входа в помещение. Допускается подавать общий звуковой сигнал на все помещение.

18.18 Проектирование пожарной сигнализации следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93, СНиП 2.04.09-84 «Пожарная автоматика зданий и сооружений» с учетом требований настоящей главы.

Здания, помещения и сооружения СНН подлежат оборудованию системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре в соответствии с СН РК 2.02-11-2001.

18.19 Ручные извещатели пожарной сигнализации, устанавливаемые в пределах взрывоопасных зон, следует проектировать с учетом требований гл. 7.3. ПУЭ. Ручные извещатели, не имеющие взрывозащиты, следует размещать вне взрывоопасных зон на расстоянии:

- а) более 20 м от мест открытого слива или налива ЛВЖ;
- б) более 8 м от резервуаров с ЛВЖ;
- в) более 3 м от закрытого технологического оборудования, содержащего ЛВЖ;
- г) 1 м от дверных и оконных проемов за наружными стенами помещений с взрывоопасными зонами.

Установку извещателей пожарной сигнализации следует вести в соответствии с СНиП 2.04.09-84 «Пожарная автоматика зданий и сооружений»

Ручные извещатели пожарной сигнализации на территории СНН должны устанавливаться:

д) для зданий категорий А, Б, В - снаружи зданий у входов;

е) для резервуарных парков и открытых площадок хранения нефтепродуктов в таре - по периметру обвалования, но не более, чем через 150 м для хранения нефтепродуктов с температурой вспышки 120°С и выше и не более 100 м - для остальных нефтепродуктов;

ж) на сливноналивных эстакадах - через 100 м, но не менее двух у лестниц для обслуживания эстакад, на наружных установках категорий А, Б, В - по периметру установки не более, чем через 100 м.

Ручные извещатели устанавливаются на территории СНН независимо от наличия в зданиях и сооружениях извещателей на расстоянии не более 5 м от обвалования парка или границы наружной установки. Ручные извещатели должны иметь указательные знаки согласно СТ РК 12.4.026-2002.

18.20 На нефтебазах I категории при соответствующем обосновании рекомендуется предусматривать промышленное телевидение, а также охранную сигнализацию.

18.21 Связь и сигнализацию причальных сооружений следует проектировать по ведомственным нормам противопожарной защиты ВСН 12-87 «Причалные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита».

18.22 При необходимости устройства на СНН охранной сигнализации должна предусматриваться автоматическая охранная сигнализация, организованная, как самостоятельная, предусматривающая собственную приемно-контрольную панель.

18.23 Здания и сооружения СНН, для которых не предусматривается автоматическая пожарная сигнализация, должны быть оборудованы электрической пожарной сигнализацией с ручным пуском.

18.24 На СНН автоматической пожарной сигнализацией должны быть оборудованы следующие помещения технологического комплекса:

- а) помещения для насосов и узлов задвижек в зданиях продуктовых насосных, канализационных насосных станций для перекачки сточных вод с нефтью и нефтепродуктами;
- б) складские помещения для нефтепродуктов в таре площадью до 500 м²;
- в) разливочные, расфасовочные и другие производственные помещения СНН, в которых имеются нефть и нефтепродукты свыше 15 кг/м², площадью до 500 м².

18.25 Административно-бытовые здания, расположенные на СНН, независимо от площади, этажности (кроме помещений с мокрыми процессами) подлежат оборудованию автоматической пожарной сигнализацией.

18.26 Приемная станция пожарной сигнализации должна, как правило, устанавливаться в помещении операторной или диспетчерского пункта (откуда осуществляется постоянный контроль и управление основными технологическими процессами СНН), или в пожарном депо (при его наличии).

18.27 Периметральной охранной сигнализацией должны оборудоваться станции питьевого водоснабжения СНН (при их наличии).

18.28 Помещения, в которых хранятся секретные документы, ценные бумаги, деньги, валюта, множительная техника, электронно-вычислительные машины, взрывчатые и токсичные вещества и т.п., должны оборудоваться объектовой охранной сигнализацией.

18.29 На СНН, оборудуемых автоматической периметральной охранной сигнализацией (с внутренней стороны основного ограждения, предусматриваемого в соответствии со СНиП 2.11.03-93, п. 2.12), должна быть выделена полоса территории шириной 3 м, свободная от инженерных коммуникаций различного назначения (прокладываемая параллельно ограждению), для размещения инженерно-технических средств охраны. По

границе полосы следует устанавливать предупредительное проволочное ограждение высотой 1,3 м и указательные знаки, размещаемые через каждые 100 м.

Расстояние от ограждения территории СНН до производственных зданий и сооружений, резервуарных парков должно учитывать возможность проезда пожарных автомобилей и устройство предупредительного ограждения.

18.30 Приемная станция охранной сигнализации, как правило, должна устанавливаться на проходной.

18.31 СНН, как правило, следует оборудовать раздельной пожарной и охранной сигнализацией.

19 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

19.1 Электрохимическая защита подземных металлических сооружений от коррозии должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.602-89*.

19.2 Выбор принципиальных и схемных решений, а также расчеты параметров электрохимической защиты рекомендуется производить с использованием действующей нормативно-технической документации по электрохимической защите площадочных сооружений (компрессорных станций, промыслов и т.п.) или «Инструкции по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии».

19.3 Для катодной поляризации подземных сооружений следует использовать серийные преобразователи для катодной защиты, в том числе многоканальные, а также протекторы различных типов, в том числе ленточные. Для защиты от электрической коррозии следует использовать дренажные установки и поляризованные протекторы по ГОСТ 16149-70.

19.4 Сливоналивные устройства для железнодорожных цистерн и резервуарные парки, расположенные в зоне влияния электрифицированных железных дорог следует проектировать с учетом требований, изложенных в «Указаниях по проектированию защиты от искрообразования на сооружениях с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями при электрификации железных дорог». При этом принимаемые решения не должны снижать эффективность защиты от электрической коррозии.

19.5 В проекте должны быть предусмотрены меры по сокращению прямых электрических связей катодно поляризуемых сооружений с защитными заземлениями технологического оборудования или выполнение таких заземлений из протекторов. При этом должны быть выполнены требования, изложенные в п.п. 20.2, 20.3, 19.6, 19.7, 19.8.

Допускается электрохимическая защита подземных сооружений без применения указанных мероприятий при условии, если расчетный ток катодной защиты будет принят с коэффициентом не менее 5 против варианта с исключенным влиянием защитных заземлений.

19.6 Для электрической изоляции подземных трубопроводов от заземленного оборудования и конструкций следует использовать изолирующие фланцы, выполненные по ГОСТ 25660-83*. При этом изолирующие фланцы должны располагаться вне взрывоопасных зон или шунтироваться взрывобезопасными низковольтными искровыми разрядниками. Импульсное напряжение срабатывания не должно превышать 50% от эффективного напряжения пробоя изолирующего фланца на частоте 50 Герц.

19.7 В заземляющие проводники нейтралей трансформаторных подстанций должны быть встроены диодные группы из кремниевых вентилях, включенные встречно-параллельно, обеспечивающие сохранение защитного потенциала на заземленных (зануленных) сооружениях при свободном пропуске токов короткого замыкания. При этом каждое плечо (направление) диодной группы должно иметь не менее двух вентилях, устойчивых к расчетному току однофазного короткого замыкания в данной цепи.

Электрические контактные соединения диодных групп при включении их в заземляющие цепи должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82*.

19.8 Литые протекторы могут быть использованы в качестве электродов заземления, если они удовлетворяют требованиям ПУЭ, предъявляемым к заземлениям и заземляющим проводникам.

19.9 Расчетная величина мощности катодной станции по постоянному току для 10-летнего срока эксплуатации не должна превышать 60% номинальной мощности катодной станции. При этом расчетная величина напряжения на входе станции не должна превышать 75% величины выбранного предела (диапазона) напряжения СКЗ (станции катодной защиты).

19.10 Электрохимическая защита объектов СНН должна выполняться с использованием кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой. Допускается совместная прокладка кабелей электрохимзащиты с кабельными линиями других назначений в общих каналах, лотках или траншеях.

19.11 Для определения сечения кабелей электрохимзащиты максимальную величину тока установки катодной защиты следует принимать на 20% больше расчетной величины тока, а плотности тока для кабеля АВВГ - 0,66 не должны превышать 0,4 А/мм².

Контрольные проводники должны иметь сечение не менее 10 мм² по алюминию.

19.12 Контрольно-измерительные пункты для измерения защитных потенциалов должны быть установлены в точках дренажа в местах изменения направления или пересечения защищаемых трубопроводов, в местах сближения защищаемых трубопроводов с сосредоточенными анодными заземлениями, в четырех диаметрально противоположных точках внешней поверхности подземных резервуаров. Расстояние между соседними контрольно-измерительными пунктами не должно превышать 50 м.

Допускается не предусматривать контрольно-измерительные пункты (кроме точек дренажа установок катодной защиты), если обеспечен электрический контакт с сооружением в заданной точке.

19.13 При проектировании следует предусматривать защиту от статического электричества в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефте- химической и нефтеперерабатывающей промышленности».

19.14 При проектировании сливоналивных причалов и пирсов следует предусматривать защитное заземление наливных судов, молниезащиту и защиту от статического электричества сливоналивных устройств.

20. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАСХОДНЫХ СКЛАДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРЕДПРИЯТИЙ

20.1 На складах нефтепродуктов (СНН), входящих в состав предприятий (промышленных, транспортных, энергетических и др.), допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов в резервуарах и в таре общей емкостью, указанной в таблице 4.

20.2 Все помещения, связанные с хранением и раздачей нефтепродуктов на складах, следует размещать (в соответствии с СНиП 2.11.03-93, СНиП РК 3.03-09-2003, СНиП 2.09.03-85) в одном здании: складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре или в резервуарах, помещения масло-регенерационных установок, продуктовых насосных, разливочных, расфасовочных и раздаточных, помещения установок для мытья тары, варки эмульсола, регенерации обтирочных материалов, хранения порожней тары, лаборатории и др.

Таблица 4

Нефтепродукты	Емкость склада м ³ , при хранении	
	наземном	подземном
Легковоспламеняющиеся	2000	4000
Горючие	10000	20000

Помещения продуктовых насосных и складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах должны отделяться от остальных помещений несгораемыми перегородками с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. В местах дверных проемов в этих перегородках следует предусматривать samozакрывающиеся двери с пределом огнестойкости не менее 0,6 ч и пороги (с пандусами) высотой 0,15 м.

В закрытом складе ЛВЖ не допускается хранение других веществ, могущих образовывать с этими нефтепродуктами взрывоопасные смеси.

20.3 Расходные резервуары мотороиспытательных станций должны устанавливаться вне помещений испытательных станций.

20.4 В подвальных помещениях зданий II степени огнестойкости прокатных, термических и других цехов допускается размещать резервуары (баки) для масел (маслоохладительных установок и циркуляционных смазочных систем) общей емкостью не более 100 м³; устройство аварийного слива масел из этих резервуаров не требуется.

20.5 Не допускается выпуск паров ЛВЖ и ГЖ из резервуаров в помещение, в котором они установлены.

20.6 Склады нефтепродуктов, располагаемые на огражденных площадках предприятий, не должны иметь отдельного ограждения.

20.7 Помещения пунктов управления и контроля подземных резервуаров допускается располагать в непосредственной близости от этих резервуаров.

20.8 При проектировании складов этой группы, кроме норм настоящего раздела следует учитывать соответствующие нормы проектирования складов III категории, приведенные в СНиП 2.11.03.93, раздел 10.

20.9 На железнодорожном пути промпредприятия, по которому предусматривается проезд локомотива, допускается размещение одиночных сливных устройств для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°С (с периодическим режимом их работы).

При этом:

- а) слив следует предусматривать закрытым;
- б) промежуточные резервуары должны располагаться от железнодорожного пути, по которому предусмотрен проезд локомотива, на расстоянии не менее Юм (при наземном хранении) и не менее 5м (при подземном хранении), считая от стенки резервуара до оси железнодорожного пути.
- в) проезд локомотива по путям допускается при отсутствии операций по сливу.

21 ИНЖЕНЕРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СКЛАДОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

21.1 Системы водоснабжения на СНН следует обеспечить водой надлежащего качества и в необходимом количестве на производственные нужды СНН, а также удовлетворить потребность в воде на пополнение противопожарного запаса, полив территории и зеленых насаждений.

Системы водоснабжения, внутренний водопровод и канализацию на СНН следует проектировать в соответствии с главами СНиП РК 4.01-02-2001, СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий», СНиП 2.04.03-85 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

21.2 На СНН следует предусматривать, как правило, системы хозяйственного, питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения по СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».

Допускается объединение противопожарного водопровода с хозяйственно - питьевым или производственным.

На СНН, где пожаротушение предусматривается только из емкостей, (резервуаров, водоемов) противопожарный водопровод не предусматривается.

Выбор схем и систем водоснабжения для СНН следует определять на основе технико-экономического сравнения вариантов и технических условий на водоснабжение.

21.3 Расходы (норму) воды потребителями на СНН следует принимать:

а) на бытовые нужды, поливку, а также внутреннее пожаротушение административно-бытовых зданий и помещений (вспомогательных), складских помещений общего назначения - согласно СНиП 2.04.01-85*;

б) на внутреннее пожаротушение производственных зданий (в том числе складских зданий для нефтепродуктов в таре) и на пожаротушение технологических сооружений (резервуаров, сливноналивных устройств и др.) согласно СНиП 2.11.03-93 и настоящих норм;

в) на производственные нужды - по паспортным данным установленного оборудования и в соответствии с технологическим расходом.

При определении расходов на производственные нужды должны быть рассмотрены мероприятия по уменьшению расхода свежей воды за счет применения рациональных технологических процессов, оборота воды, повторного использования сточных вод (очищенных и обезвреженных).

21.4 Максимальный срок восстановления (пополнения) пожарного запаса воды должен быть не более 96 часов.

21.5 Для тушения пожара на СНН следует предусматривать установки: стационарные автоматического пожаротушения, стационарные неавтоматического пожаротушения и передвижные.

Стационарная установка автоматического пенного пожаротушения состоит из насосной станции, пунктов для приготовления раствора пенообразователя, резервуаров для воды, пенообразователя или его раствора, генераторов пены, установленных на резервуарах в верхней части (для тушения пеной средней кратности) или снизу (при подаче пены низкой кратности в слой горючего), дозирующей аппаратуры, трубопроводов для подачи раствора пенообразователя (растворопроводов) к генераторам пены и средств автоматизации.

Стационарная установка неавтоматического пенного пожаротушения на наземных резервуарах и в помещениях производственных зданий состоит из тех же элементов, что и стационарная автоматическая. Исключением являются средства автоматизации, а на открытых площадках, сооружениях (причалах, эстакадах), подземных резервуарах — стационарно установленные пеногенераторы

Передвижная установка состоит из пожарных автомобилей или мотопомп, а также из средств для подачи пены.

Подача воды предусматривается из сети наружного водопровода (от пожарных гидрантов) или из противопожарных емкостей согласно СНиП 2.11.03-93 п. 8.8 или естественных водоисточников.

21.6 Следует предусматривать передвижные установки для пожаротушения:

а) наземных и подземных резервуаров, вместимостью менее 5000 м³;

б) продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках (открытых или под навесом);

в) сливноналивных устройств для автомобильных цистерн на СНН III категории и на СНН II категории при отсутствии на них резервуаров объемом 5000 м³ и более.

г) сливноналивных устройств для железнодорожных цистерн, в зависимости от числа одновременно обрабатываемых цистерн (до 6-ти включительно при одиночном и групповом сливе - наливе).

д) зданий и помещений, согласно СНиП 2.11.03-93 п.8.5. Площадь этих помещений и производительность насосных станций - менее приведенных в СНиП 2.11.03-93 (таблица 7).

21.7 При применении на СНН стационарных установок автоматического и неавтоматического пожаротушения следует проектировать единую насосную станцию, а также сеть воды и растворопроводов.

Системы водоснабжения на СНН следует обеспечить водой надлежащего качества и в необходимом количестве на производственные нужды СНН, а также удовлетворить потребность в воде на пополнение противопожарного запаса, полив территории и зеленых насаждений.

21.8 Для тушения пожара продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках (открытых или под навесом), сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн, на складах III категории, в здании (перечисленных в СНиП 2.11.03-93, таблица 7), а также наземных резервуаров емкостью менее 5000м³ до 1000м³ включительно, при технико-экономическом обосновании допускается предусматривать стационарные установки автоматического пожаротушения.

21.9 Тушение пожара сливноналивных причалов и пирсов, если для них не проектируется отдельная установка пожаротушения, следует предусматривать от стационарных установок автоматического или неавтоматического пожаротушения склада, проектируя прокладку растворопроводов на причалы и пирсы от кольцевой сети растворопроводов склада.

21.10 Для резервуарных парков предусматриваются установки охлаждения - стационарные или передвижные.

Стационарная установка охлаждения резервуара состоит из горизонтального секционного кольца орошения (оросительного трубопровода с устройством для распыления воды и создания водяной завесы для защиты дыхательных клапанов - перфорация, спринклерные или дренчерные головки и др.), размещаемого в верхнем поясе резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода, а также задвижек с ручным приводом (размещаемых за обвалованием) для регулирования подачи воды при пожаре и обеспечения охлаждения всей поверхности резервуара или любой ее четверти или половины (считая по периметру) в зависимости от расположения резервуаров в группе.

На горизонтальных трубопроводах, соединяющих секционные кольца орошения с противопожарным водопроводом, рекомендуется устанавливать монтажные узлы с быстросмыкающимися гайками для подключения пожарных рукавов.

Передвижная установка охлаждения резервуара состоит из пожарных стволов, присоединяемых пожарными рукавами к гидрантам или стоякам с соединительными головками на сети противопожарного водопровода. Возможно также присоединение к пожарным машинам или мотопомпам.

21.11 Наземные резервуары объемом 5000 м³ и более должны быть оборудованы стационарными установками охлаждения.

Для резервуаров с теплоизоляцией из негорючих материалов допускается не присоединять стационарную установку охлаждения к противопожарному водопроводу, при этом сухие трубопроводы ее должны быть выведены за пределы обвалования и оборудованы соединительными головками и заглушками.

Подача на охлаждение наземных резервуаров объемом менее 5000 м³, а также подземных резервуаров объемом более 400 м³ предусматривается передвижной пожарной техникой.

Для обеспечения охлаждения резервуаров при пожаре (подлежащих охлаждению в соответствии с настоящими нормами), следует предусматривать кольцевой противопожарный водопровод вокруг резервуарного парка.

На складах I и II категории для охлаждения железнодорожных цистерн, сливоналивных устройств на эстакадах следует предусматривать стационарные лафетные стволы.

21.12 На складах III категории с резервуарами объемом менее 5000 м³ допускается не устраивать противопожарный водопровод, а предусматривать подачу воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой из противопожарных емкостей (резервуаров) или открытых искусственных и естественных водоемов.

Расход воды на охлаждение наземных вертикальных, наемных горизонтальных и подземных резервуаров стационарными установками охлаждения и передвижной пожарной техникой следует определять по СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»

21.13 Количество и размещение противопожарных емкостей в зависимости от радиуса действия пожарной техники принимается в соответствии с главой СНиП РК 4.01-02-2001.

При расположении резервуарных парков на расстоянии менее 200 м от естественных водоемов противопожарные резервуары и искусственные водоемы предусматривать не следует.

21.14 Расчетное количество одновременных пожаров на СНН во всех случаях следует принимать: один пожар при площади СНН до 150 га, два пожара при площади более 150 га.

21.15 Запас пенообразователя и воды на приготовление раствора пенообразователя следует принимать из условия обеспечения трехкратного расхода на один пожар (с учетом заполнения растворопроводов). Кроме того, на СНН должен быть 100%-ый резерв пенообразователя, который может использоваться для передвижных установок.

Для стационарных пенных установок пожаротушения с сухими растворопроводами следует учитывать дополнительный запас раствора пенообразователя для начального наполнения сухих растворопроводов.

21.16 Для хранения запаса пенообразователя или его раствора следует предусматривать, как правило, не менее двух резервуаров; допускается предусматривать один резервуар для запаса пенообразователя в количестве до 10 м³.

21.17 Допускается предусматривать один резервуар для запаса пенообразователя более 10 м³ при условии разделения резервуара перегородками на отсеки вместимостью каждого не более 10 м³.

21.18 Резервуары для хранения запаса пенообразователя и воды на приготовление раствора или для хранения запаса раствора пенообразователя допускается применять металлические только в случаях, если общая емкость их не превышает 200 м³.

21.19 Сеть растворопроводов (постоянно наполненных раствором или сухих) для тушения пожара резервуарного парка или железнодорожной эстакады, оборудованной сливоналивными устройствами с двух сторон, следует проектировать кольцевой с тупиковыми ответвлениями (вводами) к отдельным зданиям и сооружениям (в том числе и к резервуарам при стационарной установке автоматического пожаротушения). Прокладку растворопроводов кольцевой сети следует предусматривать вокруг резервуарного парка за пределами внешнего обвалования (или ограждающих стен) парка и на расстоянии не менее 10 м от железнодорожных путей эстакады, оборудованной сливоналивными устройствами с двух сторон.

Размещение растворопроводов по отношению к другим зданиям и сооружениям СНН, следует принимать в соответствии со СНиП 2.11.03-93 п. 2.11 (как для сетей водопровода).

К наземным резервуарам емкостью 10000 м³ и более, а также к зданиям и сооружениям склада, расположенным далее 200 м от кольцевой сети растворопроводов, следует предусматривать по два тупиковых ответвления (ввода) от разных участков кольцевой сети растворопроводов для подачи каждым из них полного расчетного расхода на тушение пожара.

Сеть растворопроводов длиной не более 250 м допускается проектировать тупиковой.

Прокладку растворопроводов следует предусматривать, как правило, в одной траншее с противопожарным водопроводом, с устройством общих колодцев для узлов управления и для пожарных гидрантов.

21.20 Свободный напор в сети растворопроводов должен обеспечивать необходимый напор у пеногенераторов установленных стационарно или при соединенных с помощью пожарных рукавов. Напор у пеногенераторов следует принимать согласно технической характеристики на эти приборы.

Свободный напор в сети противопожарного водопровода при пожаре следует принимать:

при охлаждении резервуаров стационарной установкой - по технической характеристике кольца орошения, но не менее 10 м на уровне кольца орошения; при охлаждении резервуаров передвижной установкой - по технической характеристике пожарных стволов, но не менее 40 м.

21.21 На территории СНН следует предусматривать производственную, производственно-дождевую канализацию бытовых сточных вод для приема:

а) производственных сточных вод;

от мытья бочек из-под нефтепродуктов, площадок со сливноналивными устройствами, полов в продуктовых насосных станциях и др., подтоварных вод из резервуаров (кроме резервуарных парков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов);

б) дождевых вод с открытых площадок для сливноналивных устройств и другого технологического оборудования (где эти воды могут быть загрязнены нефтью или нефтепродуктами), с обвалованной площадки резервуарного парка или хранения нефтепродуктов в таре, а также дождевые воды с зоны поверхностного стока на участках налива в автоцистерны и стоянок автотранспорта;

в) воды от охлаждения резервуаров при пожаре;

г) бытовых сточных вод.

Требования к ее устройству следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01-85*, СНиП 2.04.03-85.

Дождевую канализацию для отвода дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка допускается не предусматривать в районах с количеством осадков менее 400 мм в год. Сточные воды от душевых и умывальников в количестве не более 5 м³/сут, очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию. Производственные сточные воды от продуктовых насосных разрешается отводить в резервуары для сброса технологических утечек.

21.22 Сточные воды от резервуаров и технологических установок, связанных с хранением и применением этилированных бензинов, а также сточные воды лаборатории, содержащие тетраэтилсвинец (ТЭС), должны удаляться отдельной канализацией на очистные сооружения, предназначенные для очистки этих вод или собираться в отдельные сборники (вне зданий и установок) и вывозиться в специально отведенные места.

Отдельную канализацию для указанных сточных вод предусматривать не следует:

а) при сбросе очищенных сточных вод СНН на пруды-испарители;

б) при общем количестве производственных сточных вод склада не более 100 м³ в сутки и доочистке их на озонаторных установках.

21.23 Сточные воды и нефтешламы от зачистки резервуаров для нефти и нефтепродуктов не допускается сбрасывать в сети канализации. Эти воды и нефтешлам должны отводиться по трубопроводам со сборно-разборными соединениями на узлы обезвоживания нефтешлама или в шламонакопители или установки по их утилизации. Сточные воды после отстаивания в шламонакопителях отводятся сетью производственной или производственно-дождевой канализации на очистные сооружения склада.

21.24 Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами (хлопушками, задвижка ми и др.), приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка.

21.25 Сети производственной и производственно-дождевой канализации СНН следует проектировать в соответствии со СНиП 2.04.03-85, как правило, подземными. Самотечные трубопроводы производственно-дождевой канализации должны быть диаметром не менее 200 мм.

21.26 На площадках железнодорожных эстакад (вдоль сливно-наливных устройств) следует предусматривать открытые лотки с уклоном к дождеприемникам.

21.27 В колодцах на сети производственной или производственно-дождевой канализации следует предусматривать установку гидравлических затворов (высотой не менее 0,25 м):

а) на магистральной сети канализации – через 400 м;

б) на всех выпусках из зданий (продуктовой на сосной станции, разливочной, лаборатории и др.);

в) на выпусках от дождеприемников, расположенных на обвалованной площадке резервуарного парка - за пределами обвалования (ограждения);

г) на выпусках от дождеприемников, расположенных на площадках сливноналивных устройств (для железнодорожных или автомобильных цистерн, морских и речных судов);

д) на канализационной сети до и после нефтеловушки - на расстоянии от нее не менее 10 м.

21.28 Производственные сточные воды и дождевые воды (загрязненные нефтью и нефтепродукта ми) должны быть очищены на местных очистных сооружениях склада. Методы очистки и доочистки, как правило, рекомендуется принимать механические (отстой, фильтрование), физико-химические (сорбация, флотация, озонирование, деструкция) и биологические. Могут предусматриваться другие методы доочистки, обоснованные результатами научно-исследовательских работ. Состав очистных сооружений и степень очистки этих вод определяется в зависимости от условий сброса или их дальнейшего использования (оборотного водоснабжения испарения, заводнения на нефтепромыслах, сброса на очистные сооружения промузла или соседнего предприятия, спуска в наружные сети и сооружения канализации населенного пункта или в водоем и т. п.).

21.29 Концентрацию загрязнений в производственных сточных водах СыН допускается принимать (при отсутствии данных в задании на проектирование) по таблице 5.

21.30 Пропускная способность сети и сооружений производственно-дождевой канализации должна быть рассчитана на прием сточных вод от производственных зданий и сооружений и наибольший из следующих расчетных расходов:

а) подтоварных вод от одного наибольшего резервуара (кроме резервуарных парков, насосных станций, магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов);

б) дождевых вод с открытых площадок для сливноналивных устройств;

в) дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка при регулируемом сбросе;

г) от охлаждения резервуаров во время пожара при регулируемом сбросе.

Расчетный расход дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка или воды от охлаждения резервуаров во время пожара определяется при регулируемом сбросе исходя из условия отведения этих вод с обвалованной площадки парка в течение 48 ч.

21.31 Для механической очистки производственных и дождевых сточных вод на СНН рекомендуется предусматривать:

а) гидроциклоны или реакторы отстойники (для предварительной грубой очистки перед поступлением на резервуары-отстойники);

б) резервуары-отстойники или буферные резервуары-отстойники, отстойники, нефте-, бензо-, масло- или мазутоловушки (в дальнейшем нефтеловушки), напорные или безнапорные фильтры с различными загрузками и флотационными установками, пруды отстойники и пруды испарители.

При производительности очистных сооружений до 100 м³/сутки или очистки только балластных вод с танкеров, сооружения грубой очистки допускается не предусматривать.

Таблица 5

Вид сточных вод	Концентрация загрязнений, мг/л		
	Взвешенных веществ	Нефти и нефтепродуктов	БПК пол.
1. Сточные воды от смыва площадок для сливоналивных устройств и другого технологического оборудования, дождевые воды с этих площадок, производственные сточные воды из зданий продуктовых насосных станций, разливающих, лабораторий и др.	600	700-1000	200
2. Подтоварные воды из резервуаров для нефтепродуктов; нефти	20 100	1000-2000 2000-5000	80 200
3. Сточные воды от мытья бочек из-под нефтепродуктов, балластные воды танкеров	50	5000	200
4. Дождевые воды с обвалованной площадки резервуарного парка	300	20	8

21.32 При применении биологических методов для доочистки производственно-дождевых вод предпочтение рекомендуется отдавать биологической доочистке с помощью иммобилизованных микроорганизмов-деструкторов нефти (нефтепродуктов). Содержание нефтепродуктов в сточных водах, поступающих на эту доочистку не должно превышать 25 мг/л.

21.33 Нефтеловушки пропускной способностью не более 15 л/с допускается объединять в одном блоке со сборным резервуаром уловленных нефти и нефтепродуктов и с камерой для установки насосов.

21.34 Земляные канализационные сооружения (пруды-отстойники, пруды-испарители, шламонакопители и др.) СНН, а также аварийные земляные амбары (см. п. 5.2 настоящих норм) должны иметь противофильтрационную защиту откосов и днищ (экраны из полимерных пленок, глины и др.), исключая загрязнение нефтью и нефтепродуктами почвы и подземных вод.

21.35 Сбор уловленных нефти и нефтепродуктов от всех сооружений производственной и производственно-дождевой канализации (нефтеловушек, прудов-отстойников, флотационных установок и др.) следует предусматривать в отдельный резервуар емкостью, определяемой из условия опорожнения резервуара насосом в течение 10 мин, но во всех случаях не менее 5 м³.

21.36 Канализационные насосные станции для перекачки уловленных нефти и нефтепродуктов следует проектировать по нормам проектирования продуктовых насосных станций склада.

21.37 Наземные резервуары со стационарной крышей для обезвоживания уловленных на очистных сооружениях нефти и нефтепродуктов (разделочные резервуары), для регулирования количества сточных вод, поступающих на очистные сооружения склада (буферные резервуары), и резервуары-отстойники следует проектировать в соответствии с нормами, установленными настоящей главой СНиП 2.11.03-93 для резервуарных парков и, резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Пожаротушение для указанных резервуаров не предусматривается.

21.38 В канализационных насосных станциях СНН допускается предусматривать установку в одном помещении насосов для перекачки производственных сточных вод, уловленных нефти и нефтепродуктов, осадка из канализационных очистных сооружений (нефтеловушек, флотационных установок и др.), а также для перекачки бытовых сточных вод.

21.39 Прокладка самотечных сетей производственной канализации внутри обвалованной территории резервуарного парка должна быть подземной, закрытой. В смотровых колодцах вместо лотковой части должны применяться тройники-ревизии.

Для дождевой канализации допускается устройство лотков, перекрытых съемными плитами и решетками. Сброс подтоварных вод от резервуаров в сеть производственной канализации, прокладываемой внутри обвалованной территории должен предусматриваться с разрывом струи.

Дождеприемники на обвалованной площадке резервуарного парка должны быть оборудованы запорными устройствами - хлопучками, задвижками и др., приводимыми в действие с ограждающего вала или из мест, находящихся за пределами внешнего ограждения (обвалования) парка. Задвижки должны устанавливаться в сухих колодцах за пределами обвалования.

ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ, ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ

21.40 Теплоснабжение, отопление и вентиляцию зданий и сооружений СНН следует проектировать в соответствии с главами СНиП РК 4.02-05-2001, СНиП 2.04.07-86*, СНиП РК 11-35-2001, СНиП 2.04.01-85* с учетом норм настоящего раздела.

21.41 Для СНН, как правило, следует предусматривать централизованное теплоснабжение (от тепловых сетей); в исключительных случаях при обосновании допускается предусматривать тепло снабжение от собственной котельной.

Для отдельно стоящих мелких потребителей тепла (менее 30 квт каждый) при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей на 100 м и более можно предусматривать электрическое отопление. Электроотопление помещений категорий А и Б следует выполнять взрывозащищенным оборудованием.

Для подогрева воды единичных потребителей горячего водоснабжения допускается применять электрические водонагреватели.

21.42 Поддержание внутренней температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха по ГОСТ 12.1.005-88* следует предусматривать в производственных помещениях с постоянным (свыше 2 ч в смену) пребыванием обслуживающего персонала. Параметры воздуха должны отвечать требованиям для работы легкой тяжести (категории I).

21.43 Значение внутренней температуры помещений следует принимать в зависимости от времени пребывания обслуживающего персонала:

плюс 10°C - при работе персонала до 2 ч в смену в холодный период года;

плюс 5°C - при работе персонала не более 15мин в смену в холодный период года, а также для дежурного отопления;

плюс 40°C - при работе персонала не более 15мин в смену в теплый период года.

21.44 Системы отопления и отопительные приборы для производственных зданий СНН следует предусматривать в соответствии со СНиП РК 4.02-05-2001. В помещениях категорий А и Б имеющих приточную вентиляцию, следует проектировать, как правило, воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При обслуживании помещения одной приточной системой, используемой для воздушного отопления, в ней следует предусматривать резервный вентиляционный агрегат.

Для дежурного отопления следует использовать, как правило, основные отопительные системы; при обосновании допускается применение специальных систем дежурного отопления с местными нагревательными приборами.

21.45 Прокладка трубопроводов отопления под полом помещения категорий А, Б и В не допускается, за исключением прокладки их у дверей и ворот.

Прокладку указанных трубопроводов у дверей и ворот следует предусматривать в каналах, засыпанных полностью песком и перекрытых съемными плитами.

21.46 Обогрев полов открытых продуктовых насосных не предусматривается.

21.47 Необходимый воздухообмен в производственных помещениях СНН должен рассчитываться по количеству выделяющихся в помещении вредных веществ, тепла и влаги.

При отсутствии данных о количестве вредных веществ допускается кратность воздухообмена в зданиях и помещениях СНН принимать по таблице 6.

21.48 Вентиляцию в зданиях, сооружениях и помещениях СНН следует принимать в соответствии с таблицей 7.

21.49 Вентиляционное оборудование по использованию должно соответствовать категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, а электродвигатели - соответствующим требованиям «Правил устройства электроустановок (ПЭУ)».

21.50 Включение систем аварийной вентиляции следует предусматривать от газоанализаторов, заблокированных с вентустановками и срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений, соответствующем 20% предельно допустимой концентрации (ПДК). Газоанализаторы должны быть снабжены световой и звуковой сигнализацией. В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала сигналы должны подаваться по месту установки датчика и у выхода внутри помещения. В помещениях с периодическим пребыванием персонала - у входа вне помещения. Кроме того, сигналы должны подаваться на пульт оператора. В дополнение к автоматическому включению аварийной вентиляции следует также проектировать и ручное включение у основного входа в помещение.

Производительность аварийной вентиляции должна быть равной восьмикратному воздухообмену в 1 ч по внутреннему объему помещения независимо от высоты помещения.

Для аварийной вытяжной вентиляции следует, как правило, использовать:

а) основные системы вытяжной общеобменной вентиляции, если расход воздуха обеспечивает аварийный воздухообмен, с резервными вентиляторами;

б) систему аварийной вытяжной вентиляции в дополнение к основным системам, если расход воздуха основных систем не полностью обеспечивает аварийный воздухообмен, с резервными вентиляторами.

Аварийная вентиляция организованным притоком не компенсируется. В производственных помещениях и на наружных площадках СНН следует руководствоваться ведомственными требованиями к установке датчиков стационарных газосигнализаторов.

21.51 Воздухообмен в помещениях лаборатории определяется по количеству удаляемого воздуха местными отсосами, при отсутствии вытяжных шкафов и укрытый следует предусматривать восьмикратный воздухообмен в 1 ч. по внутреннему объему помещения. Объем удаляемого воздуха из помещения лаборатории должен превышать на 10% объема приточного воздуха. Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе:

при ПДК более 50 мг/м³ - 0,5 м/с;

то же, от 20 до 50 мг/м³ - 0,7 м/с;

тоже, от 5 до 20 мг/м³ - 1,0 м/с;
тоже, до 5 мг/м³ - 1,3 м/с.

В нерабочее время в лабораторных помещениях следует предусматривать естественную вытяжную вентиляцию с неорганизованным притоком.

Таблица 6

Нефть и нефтепродукты (в здании, помещении)	Кратность воздухообмена в 1 ч	
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в парах в количестве более 0,05 г/м ³
1 Товарная нефть	3	8
2 Нефть (за исключением вы- сокосернистой)	6,5	8
3 Бензин этилированный	13,5	13,5
4 Бензин неэтилированный	6	8
5 Бензол	12	17
6 Керосин	5	7
7 Дизельное и моторное топливо, битум и мазут	3	7
8 Смазочные масла, парафин (при отсутствии растворителей)	3,5	5,5
9 Отработанные нефтепродукты	12	12
10 Предварительно очищенные от нефти и нефтепродуктов сточные воды	2,5	

Примечания

1 В складских не отапливаемых помещениях для нефтепродуктов (независимо от их вида) в таре следует принимать не менее однократного воздухообмена в час.

2 В помещениях канализационных насосных станций для перекачки предварительно очищенных от нефти и нефтепродуктов (независимо от их вида) сточных вод следует принимать пятикратный воздухообмен в час.

Таблица 7

Здания, сооружения и помещения	Вентиляция	
	Вытяжная	Приточная
1. Помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения более 300 м ³ ; помещения разливочных, расфасовочных и раздаточных; помещениях для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения 300 м ³ и менее с постоянным пребыванием обслуживающего персонала; помещения для насосов в зданиях канализационных насосных станций для перекачки неочищенных производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) или уловленных нефтепродуктов и приемные резервуары этих сточных вод с постоянным пребыванием обслуживающего персонала	Местные отсосы от сальников насосов при перекачке этилированного бензина: естественная из верхней зоны в объеме 1/3 и с искусственным побуждением из нижней зоны в объеме 2/3 удаляемого воздуха (при избытках тепла до 23 Вт включительно на 1 м ³ объема помещения); аварийная вентиляция (в помещениях категорий А и Б). Естественная или искусственная из верхней зоны в объеме 1/3 с искусственным побуждением из нижней зоны в объеме 2/3 удаляемого воздуха (при избытках тепла более 23 Вт на 1 м ³ объема помещения); аварийная вентиляция в помещениях	С искусственным побуждением
2. Помещения для насосов продуктовых насосных станций при объеме каждого помещения 300 м ³ и менее, помещения для узлов задвижек продуктовых насосных станций и другого технологического оборудования, для насосов канализационных насосных станций для перекачки производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) и приемные резервуары этих вод (с кратковременным пребыванием обслуживающего персонала до 2ч).	Естественная из верхней зоны в объеме однократного воздухообмена в 1 ч (независимо от вида жидкостей, обращающихся в технологическом процессе) и с искусственным побуждением из нижней зоны в объеме восьмикратного воздухообмена (для помещений категорий А и Б с учетом п. 21.50. настоящего раздела) и в объеме пятикратного воздухообмена в 1 ч (для помещений категории В) по внутреннему объему помещения.	Естественная
3. Складские неотапливаемые помещения для хранения нефтепродуктов в таре, склад проб.	Естественная в объеме однократного воздухообмена в 1 ч.	Естественная
4. Помещения лаборатории для анализов нефти и нефтепродуктов.	С искусственным побуждением через местные отсосы с учетом п. 21.51. настоящего раздела.	С искусственным побуждением

5. Помещения для электродвигателей распределительных пунктов, электроаппаратуры, щитов сигнализации и автоматики и других помещений электроустановок (смежные с помещениями с взрывопожароопасными производствами).	В соответствии с ПУЭ.	В соответствии с ПЭЭ
6. Помещения узлов связи (все помещения, включая аккумуляторные).	В соответствии с ведомственными нормами технологического проектирования приводных и почтовых средств связи на производственные вспомогательные здания, утвержденными в установленном порядке.	

Примечание - Вентиляцию в зданиях, сооружениях и помещениях товарно-сырьевых складов (парков) нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий или складов нефти и нефтепродуктов, размещаемых на территории этих предприятий, следует проектировать в соответствии с ведомственными нормами проектирования отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

21.52 Для помещений категорий Аи Б, заглубленных более чем, на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки Земли воздухообмен, определенный в соответствии с п. 21.47. настоящего раздела, следует увеличивать на восьмикратный объем заглубленной части.

Для восьмикратного дополнительного воздухообмена должна предусматриваться вытяжная система с искусственным побуждением и удалением воздуха из нижней зоны заглубленной части, или этот дополнительный объем должен быть обеспечен системой общеобменной вытяжной вентиляции с искусственным побуждением.

Если при остановке вентилятора не может быть остановлено технологическое оборудование и прекращено выделение вредных веществ в помещение, следует для этой вытяжной системы предусматривать установку резервного вентиляционного агрегата.

При размещении заглубленных помещений категорий Г, Д вне взрывоопасных зон СНН специальные дополнительные мероприятия по вентиляции не предусматриваются.

21.53 Для прямиков и каналов, не требующих ежедневного обслуживания и расположенных в помещениях категорий А и Б следует предусматривать вытяжную вентиляцию с искусственным побуждением и двадцатикратным воздухообменом. Систему вентиляции прямиков и каналов следует выполнять стационарной или передвижной вентиляционной установкой (без резервуара) при условии хранения на СНН резервного вентиляционного агрегата.

21.54 При проектировании вентиляции канализационных и водопроводных зданий и сооружений следует также соблюдать требования СНиП 2.04.03-85, СНиП РК 4.01-02-2001.

21.55 Технологические колодцы (без надземной части) перед обслуживанием должны быть провентилированы системой с искусственным побуждением (кратность воздухообмена не менее восьми) с после дующей проверкой газоанализатором состояния воздушной среды.

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА

21.56 Электротехнические устройства СНН следует проектировать в соответствии с ПУЭ, «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-87), «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности» (РД 39-22-133-78), «Временными правилами защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной газовой промышленности».

21.57 Категории электроприемников СНН в отношении обеспечения надежности электроснабжения (по классификации ПУЭ) следует принимать:

Для самостоятельных СНН по классификации Раздела 5:

а) первая категория - электроприемники продуктовых насосных СНН, предназначенных для выполнения экспортных операций, а также стационарных установок пожаротушения (противопожарных насосных, арматуры, подачи огнегасящих веществ и др.) и электроприемники приемных станций пожарной и охранной сигнализации независимо от категорий СНН по вместимости;

б) вторая категория - электроприемники продуктовых насосных станций складов I и II категории;

в) третья категория - все остальные электроприемники СНН, не попадающие под определение первой и второй категорий по надежности электроснабжения.

Для товарно-сырьевых парков нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, резервуарных парков и наливных станций, магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов - по категории надежности электроснабжения, установленными специальными нормами для этих предприятий.

21.58 Потребляемая мощность СНН, коэффициенты спроса и использования, а также число часов использования максимума нагрузок определяется в каждом конкретном случае в зависимости от технологии и назначения СНН.

Коэффициенты спроса (K_c) и использования (K_i) основных потребителей ориентировочно рекомендуется принимать:

$K_c = 0,8 - 0,9$ и $K_i = 0,75 - 0,85$ для технологических насосов;

$K_c = 0,75 - 0,85$ и $K_i = 0,65 - 0,75$ для вентиляторов.

21.59 Для СНН (упомянутых в абзацах «б» и «в» п. 21.57.) надежность работы установок пожаротушения рекомендуется обеспечивать технологическим резервированием (установкой резервных пожарных насосов с автономным дизельным приводом).

При этом для питания средств автоматики предусматривать дизельную электростанцию соответствующей мощности.

21.60 На СНН следует предусматривать внутреннее и наружное (в том числе охранное) освещение. Охранное освещение должно предусматриваться отдельно от сети наружного освещения.

Для освещения резервуарных парков, как правило, следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных непосредственно за пределами обвалования резервуаров.

На характерных для СНН объектах рекомендуется принимать следующие уровни освещенности (применительно к лампам накаливания):

- а) продуктовые насосные - 50 лк;
- б) складские здания для нефтепродуктов в таре и канализационные насосные - 30 лк;
- в) сливноналивные устройства (на уровне горловины железнодорожных цистерн) - 10 лк;
- г) наружные технологические установки — 2 лк;
- д) вентиляционные камеры - 20 лк;
- е) общее наружное освещение - 1 лк.

В помещениях продуктовых насосных станций площадью более 250 м², а также в помещениях для операторов и диспетчеров следует предусматривать аварийное освещение.

Местное освещение установок с ЛВЖ должно осуществляться взрывозащищенными переносными аккумуляторными светильниками.

22. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ОХРАНА ТРУДА

22.1 При разработке проектов строительства новых или реконструкции существующих СНН должны предусматриваться мероприятия по сокращению потерь нефти и нефтепродуктов:

- а) от испарения;
- б) от смешения;
- в) от утечек;
- г) от разлива;
- д) от неполной зачистки цистерн при сливе.

22.2 Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов следует:

а) производить выбор типа резервуара в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84*. Резервуары должны подбираться оптимальной единичной вместимости с плавающей крышей или понтоном, скорости заполнения или опорожнения, окраской наружных поверхностей светоотражающимися красками, внутренним покрытием, теплоизоляцией (для высоковязких нефти и нефтепродуктов), безрезервуарного метода учета нефтепродуктов, газоуравнительных систем и систем по улавливанию легких фракций нефти и нефтепродуктов (УЛФ);

б) максимально герметизировать сливноналивные операции;

в) предусматривать минимальное количество фланцевых соединений на технологических трубопроводах;

г) предусматривать применение насосов, имеющих специальные торцевые уплотнения или уплотнения другого типа, не дающие утечек;

д) предусматривать защиту технологических трубопроводов и запорной арматуры от давления, превышающего допустимые при перекачке нефти и нефтепродукта из магистральных трубопроводов;

е) предусматривать защиту от перелива стационарных резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн;

ж) кроме основных насосов предусматривать защитные самовсасывающие насосы для зачистки железнодорожных цистерн при сливе;

з) предусматривать возможность полного опорожнения трубопроводов, с целью сокращения до минимума потерь от смешения при последовательной перекачке по одному трубопроводу нескольких сортов нефтепродуктов.

22.3 Газоуравнительная система резервуарного парка должна, как правило, объединять резервуары с нефтепродуктами, близкими по своим физико-химическим показателям. В пониженной части трубопроводов газовой обвязки должны быть смонтированы дренажные устройства.

Уловленные нефтепродукты должны использоваться по своему прямому назначению, как компоненты топлив.

22.4 На СНН для резервуарных парков, участков группового или маршрутного налива, железнодорожных и автомобильных цистерн, участков водного налива целесообразно предусматривать установки улавливания легких фракций при хранении и наливе нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 28°C и ниже.

Установки могут предусматриваться в целом для СНН или для каждого из перечисленных участков самостоятельно.

22.5 Все системы борьбы с утечками и испарениями нефтепродуктов (нефти) должны обеспечивать предупреждение загрязнения атмосферного воздуха, водоемов и почвы.

Выбор систем производится на основании технико-экономических расчетов, учитывающих местные условия.

Резервуары рекомендуется оборудовать непотопляемыми понтонами, принятыми к применению в типовых проектах резервуаров.

22.6 Для зачистки железнодорожных цистерн от остатков нефти и нефтепродуктов могут применяться эжекторы, погружные и самовсасывающие насосы.

22.7 Для сокращения потерь нефтепродуктов от смешения следует строго соблюдать требования настоящих норм, ГОСТ 1510-84*, в части последовательных перекачек по одному трубопроводу нескольких сортов нефтепродуктов и обеспечения возможности опорожнения трубопроводов.

22.8 Не допускается размещения СНН в зоне водоохраных полос (зон) за исключением СНН, входящих в систему защитных или других мероприятий при производстве сливноналивных операций.

Размещение СНН на аллювиальных террасах рек не допускается.

22.9 При разработке технологической части проекта следует предусматривать мероприятия по сбору нефти и нефтепродуктов при авариях и ремонте как из технологических сооружений, так и из трубопроводов, а так же сбор нефти и нефтепродуктов во всех точках возможных потерь.

Сброс нефти и нефтепродуктов при аварии в канализацию не допускается.

Трубопроводы должны быть защищены от повышения давления сверх допустимого.

Соединения трубопроводов, как правило, должны быть сварными. Фланцевые соединения допускаются устанавливать в местах, где необходим разъем при эксплуатации (присоединение фланцевой арматуры, фланцевых заглушек и т.д.).

Уплотнение фланцевых соединений должно осуществляться с применением несгораемых прокладок.

22.10 С целью предупреждения разрывов технологических трубопроводов и сливноналивных устройств (стендеров) на причалах следует выполнять гидравлические расчеты и при необходимости предусматривать устройства для защиты их от гидравлических ударов.

22.11 Все оборудование, устанавливаемое на СНН, должно удовлетворять условиям выполнения технологических операций механизированным способом и исключать загрязнение территории СНН.

22.12 Основными требованиями к системе контроля и автоматизации по защите окружающей среды следует считать:

- а) предотвращение перелива нефти (нефтепродуктов) при поступлении их в резервуары путем автоматического перекрытия приемных электроприводных задвижек или остановки продуктовых насосов;
- б) защита технологических трубопроводов объекта от разрыва при повышении давления на приеме со стороны подающего магистрального трубопровода;
- в) контроль загазованности в помещениях маш.залов насосных станций нефти и нефтепродуктов с помощью стационарных газоанализаторов;
- г) периодический контроль выбросов в атмосферу;
- д) контроль содержания нефти (нефтепродуктов) в очищенных сточных водах с помощью стационарных анализаторов (при наличии соответствующих приборов) или периодический контроль в лабораторных условиях.

22.13 При разработке генерального плана СНН вертикальная планировка должна обеспечивать систему водоотвода.

Сбор вод поверхностного стока не допускается:

- а) в замкнутые лощины, подверженные заболачиванию;
- б) в размываемые овраги, если не предусмотрены мероприятия по укреплению их склонов;
- в) в рыбные пруды и замкнутые рыбохозяйственные водоемы без соответствующего согласования.

22.14 На площадках СНН с водонасыщенными грунтами следует предусматривать наблюдательные скважины, не менее двух по потоку, для контроля за состоянием подземных вод с последующей откачкой на очистные сооружения (при обнаружении нефти или нефтепродукта).

22.15 Резервуары, предназначенные для хранения этилированных бензинов, должны улавливаться на сплошных бетонных основаниях, в соответствии с требованиями СНиП 2.09.03-85 (независимо от их объема).

22.16 При разработке мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами следует учитывать требования ГОСТ 17.1.3.05-82, ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.13.13-86, СанПиН - «Санитарных правил и норм охраны поверхностных вод от загрязнения, правил охраны поверхностных вод».

22.17 В целях предотвращения загрязнения грунтовых вод и прилегающих земель земляные очистные или защитные сооружения должны быть нефилтующими (шламокопители, пруды - отстойники, амбары и т.п.).

В зависимости от внешних условий должны предусматриваться защитные мероприятия и контроль за качеством подземных вод в районе данных сооружений. Необходимость устройства противодиффузионных устройств и контроля за качеством подземных вод следует предусматривать на основании гидрогеологических изысканий.

22.18 В качестве защитных противодиффузионных устройств могут применяться противодиффузионные экраны или завесы.

Выбор экрана или завесы, а также их типов, материалов и конструкций, рекомендуемый режим контроля грунтовых вод определяется в соответствии с требованиями и рекомендациями СНиП РК 1.04-14-2003 и пособия к нему «Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения по проектированию» и решается технико-экономическим расчетом на основании сравнения вариантов. При проектировании экранов из полимерных пленок рекомендуется учитывать требования СН 551-85 «Инструкция по проектированию и строительству противодиффузионных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов».

22.19 При необходимости проектирования дренажа допускается объединять пруды - отстойники поверхностных сточных вод и дренажных вод в общую емкость, состоящую из двух секций. Объем загрязненной части дренажных вод следует принимать в размере 5-10% расчетного годового водопритока.

22.20 Аварийные амбары, проектируемые в соответствии с требованиями п. 3.18 и размещаемые в полосе водных объектов, должны проектироваться с учетом линий наивысшего уровня воды повторяемостью 1 раз в 50 лет.

22.21 Открытые емкостные сооружения должны иметь проволочные ограждения по железобетонным столбам.

22.22 СНН, а также их объекты, здания и сооружения с технологическими процессами, являющимися источниками выделения в окружающую природную среду вредных веществ, следует отделять от жилой застройки санитарно-защитной зоной (далее -СЗЗ). Размер СЗЗ определяется в целом по предприятию на основе расчетов концентрации каждого загрязняющего вещества в составе вредных выбросов в атмосферу от каждого источника выбросов с учетом среднегодовой розы ветров и существующего фонового уровня загрязнений атмосферного воздуха и при этом концентрация вредных веществ в приземном слое этой зоны не должна превышать предельно допустимых концентраций. Граница СЗЗ по территории предприятия устанавливается соответствующими нормативными документами Казахстана. СЗЗ или какая-либо ее часть не могут рассматриваться как резервная территория для расширения предприятия.

22.23 В составе предпроектной (проектной) документации СНН, включая материалы выбора места размещения, ТЭО, проекты строительства, (реконструкции и технического перевооружения), обязателен анализ вредного воздействия на окружающую среду, при строительстве, расширении, реконструкции, технологическом перевооружении объекта путем всестороннего комплексного рассмотрения всех потерь и преимуществ, связанных с реализацией намечаемой деятельности.

22.24 Комплекс природоохранных мероприятий и полная компенсация за наносимый вред природной среде, определяются в результате проведения оценки воздействия на окружающую среду.

22.25 Компенсация за наносимый вред природной среде должна производиться по установленным нормативам платежей за пользование природными ресурсами, за выбросы и сбросы загрязняющих веществ, за размещение отходов.

22.26 Промышленные отходы (нефтешламы, шламы химводоочистки и т.п.) следует обеззараживать и утилизировать. Выбор технического решения следует принимать с учетом местных условий и количества отходов. Захоронению подлежат только те виды отходов, на которые представлены убедительные доказательства отсутствия технологий по их переработке.

Качественную характеристику отходов, образующих от зачистки резервуаров следует принимать:

Плотность $1,01 \text{ т/м}^3$, содержание воды 70%, содержание механических примесей 26%, содержание нефтепродуктов 4% .

Удельный расход зачистных вод от резервуаров следует принимать $0,6-0,4 \text{ м}^3$ на 1000 т грузооборота.

Состав нефтешламов, образующихся на очистных сооружениях, характеризуется следующими показателями: плотность $1,01 \text{ т/м}^3$, содержание воды 63...30%, содержание механических примесей 30...40%, содержание нефтепродуктов 7...30%.

22.27 Наливные устройства должны быть оборудованы дренажной системой с каплеуловителями для сбора нефти и нефтепродукта, сливаемого из этих устройств после окончания операций налива.

22.28 В проектах на строительство СНН, при соответствующем обосновании, следует предусматривать систему оборотного водоснабжения (система охлаждения насосов продуктовой насосной станции) и повторное использование очищенных сточных вод на мытье площадок со сливноналивными устройствами или эстакадами, мытье резервуаров (при их за чистке). Требуемое качество очищенных сточных вод для вышеуказанных целей должно соответствовать по содержанию нефтепродуктов - 20 мг/л, взвешенным веществам - 20 мг/л, БПКпол - 15-20, рН - 7-8.

22.29 На водных (морских, речных) СНН должно быть исключено попадание нефти и нефтепродуктов в водные объекты. Для ликвидации возможного аварийного попадания нефти и нефтепродуктов в водные объекты должны быть улавливающие устройства (боновые заграждения, плавучие нефтемусоро- сборщики) по локализации и сбору нефтепродуктов с поверхности воды.

22.30 В проектах СНН должны быть предусмотрены системы постоянного контроля загазованности рабочих зон и приземной части территории с помощью стационарных (по мере их выпуска промышленностью) и переносных газоанализаторов.

22.31 Требования по охране труда определяются Законом «О труде в Республике Казахстан» №493-ІЗРК от 10.12.99 г.

Приложение 1
(Рекомендуемое)

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРЕССИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

- 1 Устройства для верхнего налива нефти и нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.
- 2 Устройства для нижнего слива нефти и нефтепродуктов из железнодорожных цистерн.
- 3 Система без эстакадного группового сливаналива нефтепродукта из (в) железнодорожных (е) цистерн (ы).
- 4 Автоматизированная система нижнего налива в автомобильные цистерны.
- 5 Автоматизированная установка для налива нефти и нефтепродуктов в наливные суда (речные, морские).
- 6 Автоматизированный технологический комплекс по расфасовке масел в мелкую тару.
- 7 Автоматизированная линия затаривания масел в бочкотару.
- 8 Механизированный комплекс по санобработке бочек.
- 9 Счет объемного учета количества нефти и нефтепродуктов и автоматические измерители плотности.
- 10 Автоматизированная система товаро-учетных операций в резервуарном парке.
- 11 Информационно-измерительная система измерения уровня в резервуарах.
- 12 Железнодорожные и автомобильные весоизмерительные комплексы.
- 13 Система ограничения налива нефти и нефтепродуктов.
- 14 Комплекс оборудования системы циркуляционного автоматизированного разогрева нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и резервуарах.
- 15 Автоматизированная система управления технологическими процессами приема, хранения и отпуса нефтепродуктов, основанная на прямых методах учета.