

<< Вернуться к списку документов

Академия Государственной противопожарной  
службы МЧС России

**С.В. СОБУРЬ**

**ПОЖАРНАЯ  
БЕЗОПАСНОСТЬ  
НЕФТЕГАЗО-  
ХИМИЧЕСКИХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ**

---

**Библиотека нормативно-  
технического работника**

**СПРАВОЧНИК**

Москва

2003

УДК 614.841.345.6  
ББК 38.96  
С 55

**С.В. Собоурь**  
**С55 Пожарная безопасность нефтегазохимических предприятий:**  
Справочник/Под ред. д.т.н., профессора Е.А. Мешалкина. —  
М.: Академия ГПС, 2003. — 424 с.  
(Серия «Библиотека нормативно-технического работника»).

ISBN \_\_\_\_\_

Справочник составлен в соответствии с Пособием по нормативно-технической работе. — М.: ВНИИПО, 2000. — 172 с. (далее — Пособие) и содержит извлечения из нормативных технических документов, применяемых при проведении нормативно-технической работы (НТР) сотрудниками ГПС МЧС России при осуществлении государственного пожарного надзора.

Справочник продолжает серию «Библиотека нормативно-технического работника» и содержит нормативные документы, включенные Пособием в частную методику проверки проектной документации на здания и сооружения нефтегазохимического комплекса.

Для специалистов пожарной охраны, слушателей учебных заведений, а также руководителей, инженерно-технических работников отделов охраны труда и пожарной безопасности предприятий различных форм собственности.

**УДК 614.841.345.6**  
**ББК 38.96**

ISBN \_\_\_\_\_

© Академия ГПС МЧС России, 2002  
© ООО Издательский дом "Калан", 2002

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
СНиП 2.11.03-93. СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ НОРМЫ .....	15
1. Общие положения .....	15
2. Генеральный план .....	17
3. Резервуарные парки .....	24
4. Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре .....	27
5. Сливоналивные эстакады .....	28
6. Разливочные, расфасовочные .....	29
7. Насосные станции для перекачки нефти и нефтепродуктов (продуктовые насосные станции) .....	30
8. Пожаротушение .....	30
9. Требования к электроснабжению, связи и сигнализации .....	35
10. Особенности проектирования расходных складов нефтепродуктов предприятий .....	36
ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ .....	40
СНиП 2.05.06-85*. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ .....	44
1. Общие положения .....	46
2. Классификация и категории магистральных трубопроводов .....	47
3. Основные требования к трассе трубопроводов .....	47
4. Конструктивные требования к трубопроводам .....	59
7. Надземная прокладка трубопроводов .....	60
11. Линии технологической связи трубопроводов .....	60
12. Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов .....	62
СНиП 2.05.13-90. НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДЫ, ПРОКЛАДЫ- ВАЕМЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ДРУГИХ НАСЕ- ЛЕННЫХ ПУНКТОВ .....	66
1. Общие положения .....	67
2. Классификация трубопроводов .....	68
3. Трасса трубопроводов .....	68
4. Конструктивные требования к трубопроводам .....	70
7. Охрана окружающей среды .....	73

<b>СНиП 34-02-99. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА, НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ</b> .....	74
1 Область применения .....	74
3 Общие положения .....	74
4 Классификация .....	76
5 Генеральный план .....	76
8 Эксплуатационные требования .....	80
Бесшахтные резервуары в каменной соли .....	81
Шахтные резервуары в породах с положительной температурой .....	81
9 Основные требования к проектированию и строительству .....	81
Шахтные резервуары в вечномёрзлых породах .....	83
10 Контроль качества строительства и приемка подземных хранилищ .....	84
11 Охрана окружающей природной среды .....	84
<b>ВППБ 01-01-94. ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТО-ОБЕСПЕЧЕНИЯ</b> .....	85
1. Общие положения .....	85
3. Технологические объекты .....	85
3.1. Общие требования .....	85
3.2. Линейная часть отводов от магистральных нефтепродуктопроводов .....	88
3.3. Насосные .....	89
3.4. Резервуарные парки .....	89
3.5. Железнодорожные сливно-наливные эстакады .....	90
3.6. Сливно-наливные причалы .....	92
3.7. Автоналивные эстакады .....	94
3.8. Объекты хранения и отпуска нефтепродуктов в тару .....	94
3.9. Объекты обезвоживания, очистки и регенерации отработанных масел .....	95
3.10. Технологические трубопроводы .....	96
5. Электрооборудование, КИПиА .....	97
5.1. Общие требования .....	97
5.2. Электрооборудование взрывоопасных зон .....	98
5.3. Устройства защиты от атмосферного и статистического электричества .....	99
5.4. Контрольно-измерительные приборы и автоматика .....	100
6. Содержание помещений, зданий, территорий и инженерного оборудования .....	100
6.1. Общие требования .....	100

6.2. Помещения и здания .....	101
6.3. Территория .....	102
6.4. Отопление и вентиляция .....	102
6.5. Канализационные и очистные сооружения .....	103
6.6. Постоянные места проведения огневых работ .....	104
7. Технологические операции по приведению объекта в безопасное состояние для проведения временных огневых работ .....	104
7.1. Организационные требования .....	104
7.2. Освобождение оборудования от нефтепродукта .....	106
7.3. Отключение оборудования и установка заглушек .....	107
7.4. Дегазация и очистка оборудования от остатков нефтепродукта .....	107
7.5. Подготовка рабочей зоны к проведению огневых работ на взрывопожароопасном объекте .....	109
7.6. Проведение огневых работ .....	110
8. Содержание пожарной техники .....	113
8.1. Первичные средства пожаротушения .....	113
8.2. Противопожарное водоснабжение .....	114
8.3. Пожарные машины .....	114
8.4. Автоматические установки пожарной сигнализации и пожаротушения .....	115
8.4.1. Общие требования .....	115
8.4.2. Установки пожарной (охранно-пожарной) сигнализации .....	118
8.4.3. Установки пожаротушения .....	118
9. Ликвидация аварий и пожаров .....	120
Классификация помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности .....	124
Нормы потребности первичных средств пожаротушения для предприятий нефтепродуктообеспечения .....	128
Нормы обеспечения пожарными машинами и мотопомпами предприятий нефтепродуктообеспечения .....	132
<b>ВППБ 01-03-96. ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АК "ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ"</b> .....	133
1. Общие положения .....	133
3. Линейная часть нефтепродуктопроводов .....	134
4. Технологические объекты .....	136
4.1. Общие требования .....	136
4.2. Насосные .....	139
4.3. Резервуарные парки .....	140
4.4. Железнодорожные сливноналивные эстакады .....	141
4.5. Автоналивные эстакады .....	143

4.6. Технологические трубопроводы.....	144	5.8. Тепловая изоляция, обогрев .....	182
4.7. Лаборатории .....	145	5.9. Защита от коррозии и окраска трубопроводов.....	184
4.8. Канализационные и очистные сооружения .....	146	6. Требования к монтажу трубопроводов .....	184
5. Ликвидация аварий и пожаров .....	147	6.1. Общие требования к монтажу трубопроводов.....	184
Нормы потребности первичных средств пожаротушения .....	150	6.2. Монтаж трубопроводов .....	185
Нормы обеспечения пожарными машинами и мотопомпами предприятий АК “Транснефтепродукт” .....	151	7. Требования к сварке и термической обработке .....	186
Инструкция по эксплуатации автоматических установок пожаротушения.....	154	7.1. Сварка .....	186
Установки пенного пожаротушения .....	155	7.2. Термическая обработка.....	187
<b>ПБ 03-108-96. ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКС-</b> <b>ПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ..</b>	<b>157</b>	7.3. Контроль качества сварных соединений .....	189
1. Общие положения.....	158	8. Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов .....	190
1.1. Область применения .....	158	8.1. Общие требования .....	190
1.2. Основные положения .....	159	8.6. Сдача-приемка смонтированных трубопроводов .....	190
2. Технологические трубопроводы с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) .....	160	9. Требования к эксплуатации трубопроводов .....	191
2.1. Классификация трубопроводов .....	160	9.1. Надзор и обслуживание .....	191
2.2. Требования к материалам, применяемым для трубопроводов ..	163	9.2. Надзор во время эксплуатации .....	193
Трубы .....	164	9.3. Ревизия трубопроводов .....	194
Фланцы .....	165	Периодическое испытание трубопроводов .....	199
Крепежные детали .....	165	10. Подземные трубопроводы .....	199
Прокладочные материалы .....	165	11. Выполнение ремонтных работ на трубопроводах .....	200
Фасонные детали трубопроводов .....	166	<b>ПБ 03-110-96. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ СКЛАДОВ</b> <b>СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ЛЕГКОВОС-</b> <b>ПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ..</b>	<b>201</b>
Сварные детали .....	166	1. Общие требования .....	201
Гнутые и штампованные детали .....	166	2. Способы хранения сжиженных углеводородных газов .....	203
Заглушки .....	166	3. Нормативы хранения и рекомендуемые типы резервуаров .....	204
3. Технологические трубопроводы высокого давления свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) до 320 МПа (3200 кгс/см <sup>2</sup> ).....	167	4. Размещение складов (парков) СУГ .....	207
3.1. Общие положения .....	167	6. Специфические требования к резервуарам, оборудованию, арма- туре и предохранительным устройствам складов изотермичес- кого хранения СУГ .....	230
Сварные швы и их расположение .....	167	7. Системы контроля, управления, автоматической противоаварийной защиты, оповещения и связи .....	235
3.4. Требования к изготовлению трубопроводов.....	168	8. Противопожарная защита складов .....	239
Общие требования .....	168	9. Электрообеспечение и электрооборудование складов .....	242
Входной контроль .....	168	10. Эксплуатация и ремонт технологического оборудования и трубопроводов складов .....	243
4. Применение трубопроводной арматуры .....	168	<b>ПБ-08-83-95. ПРАВИЛА ОБУСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ</b> <b>ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ПРИРОД-</b> <b>НОГО ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ .....</b>	<b>247</b>
5. Требования к устройству трубопроводов.....	171	1. Общие положения.....	247
5.1. Размещение трубопроводов .....	171		
5.2. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов .....	177		
5.3. Размещение арматуры .....	179		
5.4. Опоры и подвески трубопроводов .....	181		

1.1. Область применения правил, назначение и состав ПХГ в каменной соли .....	247	3. Специфические требования к отдельным типовым технологическим процессам .....	285
1.2. Основные требования к ПХГ .....	248	3.1. Перемещение горючих парогазовых сред, жидкостей и мелкодисперсных твердых продуктов .....	285
1.3. Порядок оформления пользования недрами .....	248	3.2. Процессы разделения материальных сред .....	288
2. Требования к геологическому строению и гидрогеологическим условиям участков для строительства ПХГ, детальность проведения разведочных работ .....	249	3.3. Массообменные процессы .....	289
2.1. Требования к геологическим и гидрогеологическим условиям участка строительства ПХГ .....	249	3.4. Процессы смешивания .....	290
2.2. Требования к содержанию и детальности исследований района строительства .....	250	3.5. Теплообменные процессы .....	291
3. Проектирование ПХГ .....	251	3.6. Химические (реакционные) процессы .....	294
3.1. Общие положения .....	251	4. Аппаратурное оформление технологических процессов .....	301
3.2. Требования к технологическим решениям по созданию подземных резервуаров и технологической схеме эксплуатации ПХГ .....	253	4.1. Общие требования .....	301
3.3. Подземные резервуары .....	255	4.2. Размещение оборудования .....	304
3.5. Подготовка подземных резервуаров к эксплуатации .....	256	4.3. Меры антикоррозионной защиты аппаратуры и трубопроводов .....	305
3.6. Здания, сооружения и технологическое оборудование наземного комплекса ПХГ .....	256	4.4. Насосы и компрессоры .....	305
3.7. Генеральный план и транспорт .....	259	4.5. Трубопроводы и арматура .....	307
4. Строительство подземных резервуаров .....	260	4.6. Противоаварийные устройства .....	310
4.1. Строительство и испытание технологических скважин .....	260	5. Системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной автоматической защиты технологических процессов .....	312
4.4. Геофизический контроль технического состояния скважины и формы подземной выработки .....	260	5.1. Общие требования .....	312
4.5. Испытание подземных резервуаров на герметичность .....	261	5.2. Системы управления технологическими процессами .....	313
4.6. Контроль качества и приемка выполненных работ .....	262	5.3. Системы противоаварийной автоматической защиты .....	314
5. Эксплуатация подземных хранилищ газа .....	264	5.4. Автоматические средства газового анализа .....	317
5.1. Общие требования по организации производства на ПХГ .....	264	5.5. Энергетическое обеспечение систем контроля, управления и ПАЗ .....	317
5.2. Порядок приемки и эксплуатация ПХГ .....	264	5.6. Метрологическое обеспечение систем контроля, управления и ПАЗ .....	318
5.3. Эксплуатация подземных резервуаров в каменной соли .....	266	5.7. Размещение и устройство помещений управления и анализаторных помещений .....	318
5.4. Система контроля и наблюдений при эксплуатации ПХГ .....	267	5.8. Системы связи и оповещения .....	320
<b>ПБ 09-170-97. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ</b>		5.9. Эксплуатация систем контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения .....	321
<b>ДЛЯ ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ ХИМИЧЕСКИХ,</b>		5.10. Монтаж, наладка и ремонт систем контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения .....	322
<b>НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ</b>		6. Электрообеспечение и электрооборудование взрывоопасных технологических систем .....	323
<b>ПРОИЗВОДСТВ .....</b>	271	7. Отопление и вентиляция .....	325
Общие положения .....	271	8. Водопровод и канализация .....	327
1. Общие требования .....	273	9. Планировочные решения .....	329
2. Требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов .....	277		

10. Обслуживание и ремонт технологического оборудования и трубопроводов .....	330
<b>ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ</b>	<b>333</b>
1. Общие положения .....	333
1.1. Область применения Правил .....	333
1.2. Организация работы по обеспечению пожарной безопасности на производстве .....	334
1.3. Обучение и инструктаж рабочих, ИТР и служащих по вопросам пожарной безопасности .....	337
1.4. Ответственность административно-технического персонала, рабочих и служащих за пожарную безопасность .....	339
1.5. Обеспечение безопасности людей при пожаре .....	339
2. Содержание территории объекта .....	339
3. Содержание производственных помещений и открытых установок .....	340
4. Основные производственные объекты .....	343
4.1. Линейная часть магистральных нефтепроводов .....	343
4.2. Насосные нефтеперекачивающих станций .....	344
4.3. Резервуарные парки .....	345
4.4. Железнодорожные сливо-наливные эстакады, причалы и пирсы .....	348
4.5. Установки подогрева нефти (трубчатые печи) .....	350
5. Транспортирование ШФЛУ .....	351
5.1. Линейная часть продуктопроводов .....	351
5.2. Резервуарные парки ШФЛУ .....	353
5.3. Дополнительные требования к насосным станциям по перекачке ШФЛУ .....	354
6. Вспомогательные производственные объекты .....	354
6.1. Цехи ремонта и стоянки автотранспорта и спецтехники .....	354
6.2. Материальные склады .....	356
6.3. Лаборатории .....	357
6.4. Котельные установки .....	359
7. Требования пожарной безопасности при ремонтных работах .....	360
7.1. Общие требования .....	360
7.2. Организация и проведение временных огневых работ .....	363
Подготовительные работы .....	363
Проведение огневых работ .....	366
7.3. Ремонт нефтепроводов и продуктопроводов .....	368
7.4. Зачистка и ремонт резервуаров .....	369

7.5. Ремонт сливо-наливных эстакад и причалов .....	372
7.6. Обязанности и ответственность руководителей и исполнителей огневых работ .....	372
8. Электрооборудование взрывоопасных зон, защита от статического и атмосферного электричества .....	374
8.1. Электрооборудование взрывоопасных зон .....	374
8.2. Молниезащита зданий и сооружений. Защита от статического электричества .....	376
9. Средства автоматического регулирования, контроля и защиты ..	378
10. Отопление и вентиляция .....	379
11. Ликвидация аварий и пожаров .....	380
12. Содержание средств пожаротушения, пожарно-технического оборудования и инвентаря .....	382
12.1. Первичные средства пожаротушения .....	382
12.2. Стационарные установки пожаротушения .....	384
12.3. Средства пожарной связи и сигнализации .....	386
12.4. Сети наружного и внутреннего противопожарного водопровода .....	388
12.5. Насосные станции и резервуары пожарного водопровода .....	388
13. Организация пожарной охраны объектов магистральных нефтепроводов .....	389
Нормы первичных средств пожаротушения на объектах магистральных нефтепроводов .....	391
Классификация помещений и наружных установок магистральных нефтепроводов по взрывопожарной и пожарной опасности .....	395
Наряд-допуск на проведение огневых работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах .....	398
<b>СП 21-104-98. СВОД ПРАВИЛ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ГОСКОМПРЕЗЕРВА РОССИИ</b> .....	<b>400</b>
1. Общие положения .....	401
2. Требования к системам пенного пожаротушения наземных вертикальных стальных резервуаров .....	401
3. Насосная пожаротушения .....	403
4. Требования к дозировке и хранению пенообразователя .....	405
5. Пожарная сигнализация и автоматизация установок .....	406
6. Наружные сети и сооружения ССПТ и СПТ. Пеногенерирующая аппаратура. ....	408
7. Пожарная техника и пожарно-техническое вооружение .....	411
Технические характеристики некоторых пенообразователей .....	412

ПРИЛОЖЕНИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ .....	413
НПО "ПУЛЬС". КОМПЛЕКСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ .....	415
АО "АРГУС-СПЕКТР". Отечественные адресно-аналоговые приборы приемно-контрольные пожарные .....	416
ОГНЕБОРЕЦ. Дренчерно-спринклерное водопенное оборудование "GRINNELL" (США) и "CHANG DER" (Тайвань) .....	417
НПО "ПОЖАРНАЯ АВТОМАТИКА СЕРВИС". Современный комплекс охранно-пожарной сигнализации и газового пожаротушения "ГАММА-01" .....	418
ОАО "МГП СПЕЦАВТОМАТИКА". Автоматизированные системы комплексной противопожарной защиты .....	419
ЗАО "НПГ ГРАНИТ-САЛАМАНДРА". Автоматические системы аэрозольного пожаротушения .....	420
"МПФ ФАЕР". Клапаны противопожарные и оборудование для вентили-ционных систем. Противопожарные двери и ворота ...	421
"FITTICH AG" (Швейцария). Современные адресно-аналоговые и специальные системы пожарной сигнализации .....	422
ООО "ИнтегриС". Системы пожарной, охранной сигнализации и контроля доступа фирмы "effeff Alarm" (Германия) .....	423
ООО "НАПРАВЛЕНИЕ БАНКОВСКИХ СИСТЕМ". Противопожарные ворота, двери и перегородки .....	424
ЗАО "КАЛАНЧА". Поставка и производство противопожарного и аварийно-спасательного оборудования, средств охраны труда	425
ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ "КОСМИ". Пожарная безопасность. От разработки концепции до технического обслуживания объектов любой сложности и назначения .....	426
ЭПОТОС. Современные модули порошкового пожаротушения .....	427
НПО "АССОЦИАЦИЯ КРИЛАК". Комплексная система огнезащиты материалов и конструкций .....	428
ЗАО "УТРО". Огнезащитные составы, краски и покрытия для древесины, металла и кабелей .....	429
ЛИТЕРАТУРА .....	430

## ВВЕДЕНИЕ

Справочник «Пожарная безопасность нефтегазохимических предприятий» продолжает серию справочных изданий «Библиотека нормативно-технического работника».

Рассматриваются частные требования пожарной безопасности, предъявляемые к планировке территории складов (резервуарным паркам, складским зданиям для хранения нефтепродуктов в таре, сливно-наливным эстакадам, разливочным, расфасовочным, продуктовым) ЛВЖ и ГЖ, противопожарным разрывам между зданиями и сооружениями, к проездам и подъездам к ним, а также к вопросам пожаротушения в соответствии со СНиП 2.11.03.

Требования к подземным хранилищам газа, нефти и продуктов их переработки приведены в соответствии со СНиП 34-02-99.

Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств приводятся по ПБ 09-170-97. Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков Госкомрезерва России — по СП 21-104-98.

Порядок проектирования новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них для транспортирования нефти, нефтепродуктов, природного, нефтяного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов), а также нефтепродуктопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов и предназначенных для транспортирования нефтепродуктов от предприятий поставщика до предприятий потребителя, расположенных в этих городах или других населенных пунктах приводится в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* и СНиП 2.05.13-90. Требования СНиП дополняются Правилами пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов, а также Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.

ВППБ 01-03-96 регламентируют правила пожарной безопасности для предприятий АК «Транснефтепродукт»; ВППБ 01-01-94 — правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения.

Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных

газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением, а также правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли приводятся по ПБ 03-110-96 и ПБ-08-83-95.

Пожелания и замечания направлять по адресу:

129301, г. Москва, ул. Бориса Галушкина, дом 4.

Академия Государственной противопожарной службы МЧС России.

Отдел организации научных исследований и научной информации. Тел.: 215-7422; 283-1949.

## СНиП 2.11.03-93. СКЛАДЫ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ НОРМЫ

(Извлечения)

Взамен СНиП II-106-79

Настоящие нормы распространяются на склады нефти и нефтепродуктов и устанавливают противопожарные требования к ним.

Нормы не распространяются на:

склады нефти и нефтепродуктов негражданского назначения, проектируемые по специальным нормам;

склады сжиженных углеводородных газов;

склады нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров более 93,1 кПа (700 мм рт. ст.) при температуре 20°C;

склады синтетических жирозаменителей;

подъемные хранилища нефти и нефтепродуктов, сооружаемые геотехнологическими и горными способами в непроницаемых для этих продуктов массивах горных пород, и ледогрунтовые хранилища для нефти и нефтепродуктов;

резервуары и другие емкости для нефти и нефтепродуктов, входящие в состав технологических установок или используемые в качестве технологических аппаратов.

### 1. Общие положения

1.1. Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от их общей вместимости и максимального объема одного резервуара подразделяются на категории согласно табл. 1.

Таблица 1

Категория склада	Максимальный объем резервуара, м <sup>3</sup>	Общая вместимость склада, м <sup>3</sup>
I	–	Св. 100 000
II	–	Св. 20 000 до 100 000 включ.
IIIа	До 5000 включ.	Св. 10 000 до 20 000 включ.
IIIб	До 2000 включ.	Св. 2 000 до 10 000 включ.
IIIв	До 700 включ.	До 2 000 включ.

Общая вместимость складов нефти и нефтепродуктов определяется суммарным объемом хранимого продукта в резервуарах и таре. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему.

При определении общей вместимости допускается не учитывать: промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных эстакад; расходные резервуары котельной, дизельной электростанции общей вместимостью не более 100 м<sup>3</sup>;

резервуары сбора утечек:

резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел общей вместимостью не более 100 м<sup>3</sup> (вне резервуарного парка);

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

1.2. Категории помещений и зданий складов нефти и нефтепродуктов по взрывопожарной и пожарной опасности следует принимать в соответствии с ОНТП 24-86 МВД СССР “Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности” (в настоящее время НПБ 105, — прим. авт.), ведомственными (отраслевыми) нормами технологического проектирования или по специальным классификациям и перечням, утвержденным в установленном порядке.

1.3. Резервуары, а также складские здания и сооружения для хранения нефти и нефтепродуктов в таре относятся:

к подземным (заглубленным в грунт или обсыпанным грунтом — подземное хранение), если наивысший уровень жидкости в резервуаре или разлившейся жидкости в здании или сооружении склада ниже не менее чем на 0,2 м нижней планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара или от стен здания или сооружения);

к наземным (наземное хранение), если они не удовлетворяют указанным выше условиям.

Ширина обсыпки грунтом определяется расчетом на гидростатическое давление разлившейся жидкости, при этом расстояние от стенки вертикального резервуара (цилиндрического и прямоугольного) до бровки насыпи или от любой точки стенки горизонтального (цилиндрического) резервуара до откоса насыпи должно быть не менее 3 м.

1.4. Здания и сооружения складов нефти и нефтепродуктов должны быть I, II или III степеней огнестойкости.

1.5. При проектировании зданий и сооружений на складах нефти и нефтепродуктов следует учитывать требования соответствующих нормативных документов системы строительных норм и правил, если они не определены настоящими нормами, а также отраслевых (ведомственных) норм технологического и строительного проектирования соответствующих предприятий утвержденных в установленном порядке.

1.6. При проектировании складов нефти и нефтепродуктов следует предусматривать мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей природной среды (водоемов, почвы, воздуха).

1.7. Термины и понятия, применяемые в настоящих нормах, приведены в обязательном приложении 1.

## 2. Генеральный план

2.1. Минимальные расстояния от зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов с взрывопожароопасными и пожароопасными производствами до других объектов следует принимать по табл. 2.

Таблица 2

Объекты	Минимальные расстояния, м, от зданий и сооружений складов категории				
	I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1. Здания и сооружения соседних предприятий	100	40(100)	40	40	30
2. Лесные массивы:					
хвойных и смешанных пород	100	50	50	50	50
лиственных пород	20	20	20	20	20
3. Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, сена, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	100	50	50	50
4. Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки):					
на станциях	150	100	80	60	50
на разъездах и платформах	80	70	60	50	40
на перегонах	60	50	40	40	30
5. Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части):					
I, II и III категории	75	50	45	45	45
IV и V	40	30	20	20	15
6. Жилые и общественные здания	200	100(200)	100	100	100
7. Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	50	30	30	30	30
8. Гаражи и открытые стоянки для автомобилей	100	40(100)	40	40	40
9. Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к складу	100	100	40	40	40
10. Водопроводные сооружения, не относящиеся к складу	200	150	100	75	75
11. Аварийный амбар для резервуарного парка	60	40	40	40	40
12. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами и факельные установки для сжигания газа	100	100	100	100	100

**Примечание.** Расстояния, указанные в скобках, следует принимать для складов II категории общей вместимостью более 50000 м<sup>3</sup>.

Расстояния, указанные в таблице, определяются:

между зданиями и сооружениями — как расстояние в свету между наруж-

ными стенами или конструкциями зданий и сооружений;

от сливноналивных устройств — от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;

от площадок (открытых и под навесами) для сливноналивных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары и пр. — от границ этих площадок;

от технологических эстакад и трубопроводов — от крайнего трубопровода;

от факельных установок — от ствола факела.

2.2. При размещении складов нефти и нефтепродуктов в лесных массивах когда строительство их связано с вырубкой леса, расстояние до лесного массива хвойных пород допускается сокращать в два раза, при этом вдоль границы лесного массива вокруг склада должна предусматриваться вспаханная полоса земли шириной не менее 5 м.

2.3. Расстояние от зданий и сооружений складов до участков открытого залегания торфа допускается сокращать в два раза при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений складов соответствующих категорий, указанного в п. 3 табл. 2.

2.4. При размещении резервуарных парков нефти и нефтепродуктов на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, а также при размещении складов нефти и нефтепродуктов у берегов рек на расстоянии 200 м и менее от уреза воды (при максимальном уровне) следует предусматривать дополнительные мероприятия, исключающие при аварии резервуаров возможность разлива нефти и нефтепродуктов на территорию населенного пункта или предприятия на пути железных дорог общей сети или в водоем.

2.5. Расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада следует принимать по табл. 3.

2.6. Расстояние от подземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада следует принимать:

до водопроводных (питьевого назначения) и противопожарных насосных станций, пожарных

постов и помещений хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарных резервуаров или водоемов (до водозаборных колодцев), административных и бытовых зданий, зданий и сооружений с производственными процессами с применением открытого огня — по табл. 3;

до других зданий и сооружений склада расстояние, указанное в табл. 3, допускается сокращать до 50%;

до заглубленных продуктовых насосных станций со стороны глухой (без проемов) стены — не менее 3 м (кроме случаев, указанных в п.7.2 настоящих норм).

Таблица 3

Здания и сооружения склада	Расстояния, м, от наземных резервуаров складов категории				
	I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1. Сливноналивные устройства:					
а) для морских и речных судов (сливноналивные причалы и пирсы):	75	50	50	50	50
б) для железнодорожных (железнодорожные сливноналивные эстакады) и автомобильных цистерн	30	20	20	20	20
2. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливочные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищенных нефтесодержащих сточных вод	30	15	15	15	10
3. Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	30	20	20	20	15
4. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5. Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами):					
а) пруды-отстойники, шламонакопители; закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала 400 м <sup>2</sup> и более), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом 700 м <sup>3</sup> и более;	30	30	30	30	20
б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м <sup>2</sup> ) буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м <sup>3</sup> , установки по отмывке осадка, включая резервуары-шламосборники и озонаторные установки;	15	15	15	15	10
в) пруды-испарители	24	24	18	15	15
6. Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров:					
с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепродуктами;	60	40	40	40	30
с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24
7. Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30
8. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного сброса пластовой воды)	40	40	40	40	24
9. Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10. Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11. Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

**Примечание.** Расстояние по поз. 1а таблицы определяется до ближайшей части корпуса расчетного судна, стоящего у причала; по остальным позициям — в

соответствии с п. 2.1.

2.7. Расстояние от сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн, морских и речных судов (на сливноналивных причалах) до зданий и сооружений склада (за исключением резервуаров) следует принимать по табл. 4.

Таблица 4

Здания и сооружения склада	Расстояния, м, от сливноналивных устройств складов категории				
	I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек насосных станций, узлы учета и замера, разливные, расфасовочные, складские здания для хранения нефтепродуктов в таре, здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов	18/12	18/12	15/10	15/10	10/8
2. Открытые площадки для хранения нефтепродуктов в таре и чистой горючей тары, узлов приема или пуска очистных устройств	20/15	20/15	15/10	15/10	10/8
3. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборного колодца или места забора воды), пожарные посты и помещения для хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств	40/30	40/30	40/30	40/30	40/30
4. Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	30	30	30
5. Промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных железнодорожных эстакад	Не нормируется вне пределов эстакады и железнодорожных путей				
6. Здания и сооружения склада с производственными процессами с применением открытого огня	40/0	40/30	40/30	40/30	40/30

**Примечания:** 1. Расстояния, указанные над чертой, относятся к сливноналивным устройствам с легковоспламеняющимися, под чертой — с горючими нефтью и нефтепродуктами.

2. Сливноналивные устройства для автомобильных цистерн, предназначенные для слива и налива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C, допускается размещать непосредственно у разливных, фасовочных и у сливноналивных железнодорожных эстакад для масел.

2.8. Расстояние от здания и сооружений склада с производственными процессами с применением открытого огня до продуктовых насосных станций, площадок для узлов задвижек насосных станций, канализационных насосных станций и очистных сооружений для производст-

венных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), разливных, расфасовочных, складских зданий и площадок для хранения нефтепродуктов в таре и площадок для хранения бывшей в употреблении тары должно быть не менее 40 м при хранении легковоспламеняющихся и 30 м при хранении горючих нефти и нефтепродуктов.

На площадках насосных станций магистральных нефтепроводов производительностью 10000 м<sup>3</sup>/ч и более указанные расстояния до продуктовых насосных станций, узлов задвижек, площадок для узлов задвижек насосных станций, а также до сливноналивных устройств для железнодорожных цистерн следует увеличивать до 60 м.

2.9. Расстояние до здания и сооружений склада (за исключением резервуаров и зданий, сооружений с производственными процессами и применением открытого огня) от канализационных очистных сооружений для производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) с открытым зеркалом жидкости (пруды-отстойники, нефтеловушки и пр.), а также шламонакопителей должно быть не менее 30 м. На складах IIIв категории при хранении только горючих нефти и нефтепродуктов это расстояние допускается сокращать до 24 м. Расстояние от остальных канализационных очистных сооружений следует принимать не менее 15 м.

2.10. Складские здания для нефтепродукта в таре допускается располагать по отношению к железнодорожному пути склада в соответствии с габаритами приближения строений к железнодорожным путям по ГОСТ 9238.

2.11. Расстояния между зданиями и сооружениями склада, за исключением установленных настоящими нормами, а также размещение инженерных сетей следует принимать в соответствии с СНиП II-89-80.

2.12. Территория складов нефти и нефтепродуктов должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

Расстояние от здания и сооружений склада до ограды склада следует принимать:

от сливноналивных железнодорожных эстакад, оборудованных сливноналивными устройствами с двух сторон (считая от оси ближайшего к ограждению пути) — не менее 15 м;

от административных и бытовых зданий склада — не нормируется; от других зданий и сооружений склада — не менее 5 м.

При размещении складов нефти и нефтепродуктов на территории других предприятий необходимость устройства ограды этих складов устанавливается заказчиком в задании на проектирование.

2.13. Территорию складов нефти и нефтепродуктов необходимо разделять по функциональному использованию на зоны и участки с

учетом технологических связей, грузооборота и видов транспорта, санитарно-гигиенических, экологических, противопожарных и других требований.

2.14. Узлы пуска и приема (приема-пуска) очистных устройств для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, размещаемые на территории складов нефти и нефтепродуктов на отметках выше отметок зданий и сооружений склада, должны быть ограждены со стороны этих зданий и сооружений земляным валом (ограждающей стенкой) высотой не менее 0,5 м.

2.15. Склады нефти и нефтепродуктов I и II категорий независимо от размеров площадки должны иметь не менее двух выездов на автомобильные дороги общей сети или на подъездные пути склада или предприятия.

2.16. По границам резервуарного парка, между группами резервуаров и для подъезда к площадкам сливноналивных устройств следует проектировать проезды, как минимум, с проезжей частью шириной 3,5 м и покрытием переходного типа.

Для сливноналивных железнодорожных эстакад, оборудованных сливноналивными устройствами с двух сторон, проезд для пожарных машин должен быть кольцевым.

2.17. На территории резервуарного парка и на участках железнодорожного и автомобильного приема и отпуска нефти и нефтепродуктопроводов планировочные отметки проезжей части внутренних автомобильных дорог должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м.

2.18. На территории складов нефти и нефтепродуктов для озеленения следует применять деревья и кустарники лиственных пород.

Не допускается использовать для озеленения территории лиственные породы деревьев и кустарников, выделяющие при цветении хлопья, волокнистые вещества или опущенные семена.

В производственной зоне на участках железнодорожного и автомобильного приема-отпуска, а также в зоне резервуарного парка для озеленения следует применять только газоны.

Посадка газонов внутри обвалованной территории резервуарного парка не допускается.

2.19. Минимальные расстояния по горизонтали в свету от трубопроводов для транспортирования нефти и нефтепродуктов до зданий, сооружений и инженерных сетей складов следует принимать по табл. 5.

Таблица 5

Здания, сооружения и инженерные сети.	Наименьшее расстояние по горизонтали (в свету) от трубопроводов, м	
	надземных	подземных (в том числе в каналах, лотках)
1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов (стенка резервуара)	3	4, но не менее глубины траншеи до фундамента резервуара
2. Фундаменты административно-бытовых зданий при давлении в трубопроводе, МПа:		
до 2,5 включ.	12,5	5
св. 2,5	25	10
3. Фундаменты ограждения склада, прожекторных мачт, опор галерей, эстакад, трубопроводов, контактной сети и связи	1	1,5
4. Ось пути железных дорог колеи 1520 мм (внутренних) при давлении в трубопроводе, МПа:		
до 2,5 включ.	4	4, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
св. 2,5	8	8, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
5. Внутренние автомобильные дороги:		
бортовой камень дороги (кромка проезжей части)	1,5	1,5
наружная бровку кювета или подошва насыпи дороги	1	2,5
6. Фундаменты опор воздушных линий электропередач, кВ:		
до 1 включ. и наружного освещения	1	1,5
св. 1 до 35 включ.	5	5
св. 35	10	10
7. Фундаменты других зданий и сооружений склада	3	3
то же, со стороны стен без проемов зданий I и II степеней огнестойкости	0,5	3
8. Открытые трансформаторные подстанции и распредустройства	10	10
9. Водопровод, промышленная (напорная и самотечная) канализация, дренажи, бытовая напорная канализация, водостоки (загрязненных вод)	1,5	1,5
10. Бытовая самотечная канализация, водостоки (условно чистых вод)	3	3
11. Теплопроводы (до наружной стенки канала)	1	1
12. Кабели силовые и кабели связи	1	1

### 3. Резервуарные парки

3.1. Для резервуарных парков нефти и нефтепродуктов следует применять типы резервуаров в соответствии с требованиями ГОСТ Т510 - 84\*. Для нефти и нефтепродуктов с температурой застывания выше 0°C, для которых не могут применяться резервуары с плавающей крышей или с понтоном, следует предусматривать резервуары со стационарной крышей.\*

\*Резервуары со стационарной крышей с понтоном именуются здесь и в дальнейшем как резервуары с понтоном, резервуары со стационарной крышей без понтона — как резервуары со стационарной крышей.

3.2. Резервуары следует размещать группами.

Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, следует принимать в соответствии с табл. 6.

Между резервуарами разных типов, размеров и объемов расстояние следует принимать наибольшим из значений, установленных в табл. 6 для этих резервуаров.

Таблица 6

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м <sup>3</sup>	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м <sup>3</sup>	Минимальное расстояние между резервуарами, располагаемыми в одной группе
1. С плавающей крышей	50000 и более	Независимо от вида жидкости	200000	30 м
	Менее 50000	То же	120000	0,5Д, но не более 30 м
2. С понтоном	50000	То же	200000	30 м
	Менее 50000	То же	120000	0,65Д, но не более 30 м
3. Со стационарной крышей	50000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°C	120000	0,75Д, но не более 30 м
	50000 и менее	То же, с температурой вспышки 45°C и ниже	80000	0,75Д, но не более 30 м

**Примечание.** Номинальные объемы применяемых типовых вертикальных и горизонтальных резервуаров и их основные размеры приведены в рекомендуемом приложении 2.

3.3. Наземные резервуары объемом 400 м<sup>3</sup> и менее, проектируемые в составе общей группы, следует располагать на одной площадке

(или фундаменте), объединяя в отдельные группы общей вместимостью до 4000 м<sup>3</sup> каждая, при этом расстояние между стенками резервуаров в такой группе не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами таких соседних групп следует принимать 15 м.

Расстояние от этих резервуаров до резервуаров объемом более 400 м<sup>3</sup> следует принимать по табл. 6, но не менее 15 м.

3.4. Площадь зеркала подземного резервуара должна составлять не более 7000 м<sup>2</sup>, а общая площадь зеркала группы подземных резервуаров — 14000 м<sup>2</sup>.

Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы должно быть не менее 1 м.

3.5. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах должно быть, м:

наземных резервуаров номинальным объемом 20000 м<sup>3</sup> и более — 60, объемом до 20000 м<sup>3</sup> — 40;

подземных резервуаров — 15.

При размещении каждой группы наземных резервуаров в отдельном котловане или выемке, вмещающим всю хранимую в этих резервуарах жидкость, расстояние между верхними бровками соседних котлованов или выемок следует принимать 15 м.

3.6. По периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Свободный от застройки объем обвалованной территории, образуемый между внутренними откосами обвалования или ограждающими стенами, следует определять по расчетному объему разлившейся жидкости, равному номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м<sup>3</sup> и 1,5 м для резервуаров объемом 10000 м<sup>3</sup> и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или до ограждающих стен следует принимать не менее 3 м от резервуаров объемом до 10000 м<sup>3</sup> и 6 м — от резервуаров объемом 10000 м<sup>3</sup> и более.

Группа из резервуаров объемом 400 м<sup>3</sup>, и менее общей вместимостью до 4000 м<sup>3</sup>, расположенная отдельно от общей группы резервуаров (за пределами ее внешнего обвалования), должна быть ограждена сплошным земляным валом или стеной высотой 0,8 м при вертикальных резер-

вуарах и 0,5 м при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок этих резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования не нормируется.

3.7. Обвалование подземных резервуаров следует предусматривать только при хранении в этих резервуарах нефти и мазутов. Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, следует определять из условия удержания разлившейся жидкости в количестве, равном 10% объема наибольшего подземного резервуара в группе.

Обвалование группы подземных резервуаров для хранения нефти и мазутов допускается не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров удовлетворяет указанному условию.

3.8. В пределах одной группы наземных резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами следует отделять:

каждый резервуар объемом 20000 м<sup>3</sup> и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20000 м<sup>3</sup>;

резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами;

резервуары для хранения этилированных бензинов от других резервуаров группы.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

1,3 м — для резервуаров объемом 10 000 м<sup>3</sup> и более;

0,8 м — для остальных резервуаров.

3.9. Резервуары в группе следует располагать:

номинальным объемом менее 1000 м<sup>3</sup> — не более чем в четыре ряда;

объемом от 1000 до 10000 м<sup>3</sup> — не более чем в три ряда;

объемом 10 000 м<sup>3</sup> и более — не более чем в два ряда.

3.10. В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, допускается предусматривать заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов склада не обеспечивается, подача огнетушащих средств в резервуары. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости.

3.11. Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех — для группы резервуаров и не менее двух — для отдельно стоящих резервуаров.

Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах следует предусматривать пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

3.12. Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка транзитных трубопроводов.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

#### **4. Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре**

4.1. На открытых площадках не допускается хранение в таре нефтепродуктов с температурой вспышки 45° С и ниже.

4.2. Складские здания для нефтепродуктов в таре следует принимать:

для легковоспламеняющихся нефтепродуктов — одноэтажными;

для горючих — не более трех этажей при степенях огнестойкости этих зданий I и II и одноэтажными при степени огнестойкости IIIа.

Для хранения горючих нефтепродуктов в таре допускается предусматривать одноэтажные подземные сооружения.

На складах III категории допускается для хранения нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120°С в количестве до 60 м<sup>3</sup> проектировать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройством пола из негорючих материалов.

4.3. Общая вместимость одного складского здания или площадки под навесом для нефтепродуктов в таре не должна превышать 1200 м<sup>3</sup> легковоспламеняющихся или 6000 м<sup>3</sup> горючих нефтепродуктов.

При одновременном хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов указанная вместимость устанавливается по приведенной вместимости, определяемой из расчета; 1 м<sup>3</sup> легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается к 5 м<sup>3</sup> горючих нефтепродуктов.

Складские здания и площадки под навесами для хранения нефтепродуктов к таре следует разделять противопожарными перегородками I-го типа на отсеки (помещения) вместимостью каждого не более 200 м<sup>3</sup> легковоспламеняющихся и не более 1000 м<sup>3</sup> горючих нефтепродуктов.

4.4. Складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре должны быть отделены от других помещений противопожарными перегородками I-го типа.

4.5. В дверных проемах внутренних стен и перегородок следует предусматривать пороги или пандусы высотой 0,15 м.

4.6. Полы в складских зданиях должны быть из негорючих, и не впитывающих нефтепродукты материалов и иметь уклоны для стока

жидкости к лоткам, приемкам и трапам.

В помещениях категорий А и Б следует применять безыскровые типы полов в соответствии со СНиП 2.03.13-88.

4.7. Грузовые платформы (рампы) для железнодорожного и автомобильного транспорта должны быть из негорючих материалов. Для складов III категории допускается проектировать грузовые платформы из трудногорючих и горючих материалов.

4.8. По периметру площадок для хранения нефтепродуктов в таре необходимо предусматривать замкнутое обвалование или, ограждающую стену из негорючих материалов высотой до 0,5 м, для прохода или проезда на площадку — лестницы и пандусы.

## **5. Сливоналивные эстакады**

5.1. Сливоналивные эстакады следует располагать на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути.

На складах III категории односторонние сливоналивные эстакады допускается располагать на кривых участках пути радиусом не менее 200 м.

5.2. Железнодорожные пути, на которых располагаются сливоналивные эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий осуществлять вывод цистерн от эстакад в обе стороны.

При реконструкции или расширении действующих двухсторонних эстакад и невозможности устройства обгонного пути, а также для односторонних эстакад допускается предусматривать тупиковый путь (с установкой в конце его лебедки), длину которого следует увеличивать на 30 м (для возможности расцепки состава при пожаре), считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса.

5.3. Не допускается предусматривать эстакады на железнодорожных путях, предназначенных для сквозного проезда.

5.4. На складах I категории сливоналивные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть отдельными.

5.5. Расстояние между осями ближайших железнодорожных путей соседних сливоналивных эстакад (расположенных на параллельных путях) должно быть не менее 20 м.

Расстояние от оси железнодорожного пути склада или предприятия до оси ближайшего пути со сливоналивной эстакадой должно быть не менее 20 м, если температура вспышки сливаемых нефти и нефтепродуктов 120°C и ниже, и не менее 10 м — если температура вспышки выше

120°C и для мазутов.

5.6. Промежуточные резервуары сливоналивных устройств (кроме сливных емкостей для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и мазутов) не допускается размещать под железнодорожными путями.

5.7. Площадки для сливоналивных эстакад должны иметь твердое водонепроницаемое покрытие, огражденное по периметру бортиком высотой не менее 0,2 м, и уклоны не менее 2% для стока жидкости к приемным устройствам (лоткам, колодцам, приемкам).

5.8. На сливоналивных эстакадах лестницы должны быть из негорючих материалов в торцах, а также по длине эстакад на расстоянии друг от друга не более 100 м. Лестницы должны иметь ширину не менее 0,7 м и уклон не более 1:1.

Лестницы и эстакады должны иметь ограждения высотой не менее 1 м.

5.9. Морские и речные сливоналивные причалы и пирсы следует проектировать в соответствии с нормами технологического и строительного проектирования морских и речных портов, утвержденных в установленном порядке.

## **6. Разливочные, расфасовочные**

6.1. Полы в помещениях разливочных и расфасовочных следует выполнять в соответствии с требованиями п. 4.6 настоящих норм.

6.2. У сплошных (без проемов) стен разливочных, на расстоянии не менее 2 м (снаружи здания) допускается размещать раздаточные резервуары объемом каждого до 25 м<sup>3</sup> включ. и общей вместимостью не более 200 м<sup>3</sup>. Расстояния между раздаточными резервуарами следует принимать не менее 1 м.

6.3. Раздаточные резервуары объемом до 100 м<sup>3</sup> включ., предназначенные для выдачи масел, требующих подогрева, допускается размещать так, чтобы торцы их располагались в помещении разливочной, а такие же резервуары объемом до 25 м<sup>3</sup> включ. допускается размещать в помещении разливочной при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения.

6.4. В одноэтажных зданиях разливочных и расфасовочных, предназначенных для налива масел, допускается размещать в подвальных помещениях резервуары для масел общей вместимостью не более 400 м<sup>3</sup>.

Выходы из указанных подвальных помещений должны быть непосредственно наружу и не должны сообщаться с первым этажом зданий.

## 7. Насосные станции для перекачки нефти и нефтепродуктов (продуктовые насосные станции)

7.1. На складах III категории в здании насосной станции допускается размещение дизель-генераторов. При этом расходные баки для горючих нефтепродуктов емкостью не более суточной потребности следует располагать снаружи здания насосной станции со стороны сплошной (без проемов) стены или в пристройке из негорючих материалов.

7.2. Торцы подземных горизонтальных резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и мазутов допускается располагать в помещениях насосной станции, обслуживающей эти резервуары, или пункта контроля и управления.

7.3. При размещении узлов задвижек в отдельном помещении оно должно отделяться от помещения для насосов противопожарной перегородкой I-го типа и иметь выход наружу.

7.4. В зданиях продуктовых насосных станций помещение для электродвигателей насосов (кроме взрывозащищенных) или двигателей внутреннего сгорания должно быть отделено от помещения для насосов противопожарной перегородкой I-го типа, без проемов.

В местах прохода через эту перегородку валов, соединяющих двигатели с насосами, необходимо устанавливать уплотняющие устройства.

## 8. Пожаротушение

8.1. На складах нефти и нефтепродуктов следует предусматривать системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения. Условия применения и особенности проектирования систем пенного пожаротушения приведены в рекомендуемом приложении 3.

8.2. При проектировании систем пожаротушения и охлаждения для зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов следует учитывать требования СНиП 2.04.01-85 и СНиП 2.04.02-84 к устройству сетей противопожарного водопровода и сооружений на них, если они не установлены настоящими нормами.

8.3. Для наземных резервуаров нефти и нефтепродуктов объемом 5000 м<sup>3</sup> и более, а также здания и помещений склада, указанных в п. 8.5, следует предусматривать системы, автоматического пожаротушения.

На складах IIIа категории при наличии не более двух наземных резервуаров объемом 5000 м<sup>3</sup> допускается предусматривать тушение пожара этих резервуаров передвижной пожарной техникой при условии

оборудования резервуаров стационарно установленными генераторами пены и сухими трубопроводами (с соединительными головками для присоединения пожарной техники и заглушками), выведенными за обвалование.

8.4. Для подземных резервуаров объемом 5000 м<sup>3</sup> и более, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах I и II категорий следует предусматривать стационарные системы пожаротушения (неавтоматические).

8.5. Здания и помещения складов нефти и нефтепродуктов, подлежащие оборудованию стационарными установками автоматического пожаротушения, приведены в табл. 7.

Таблица 7

Здания склада	Помещения, подлежащие оборудованию установками автоматического пожаротушения
1. Здания продуктовых насосных станций (кроме резервуарных парков магистральных нефтепроводов), канализационных насосных станций для перекачки неочищенных производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) и уловленных нефти и нефтепродуктов	Помещения для насосов и узлов задвижек площадью пола 300 м <sup>2</sup> и более
2. Здания насосных станций резервуарных парков магистральных нефтепроводов	Помещения для насосов и узлов задвижек на станциях производительностью 1200 м <sup>3</sup> /ч и более
3. Складские здания для хранения нефтепродуктов в таре	Складские помещения площадью 500 м <sup>2</sup> и более для нефтепродуктов с температурой вспышки 120°C и ниже, площадью 750 м <sup>2</sup> и более — для остальных нефтепродуктов
4. Прочие здания склада (разливочные, расфасовочные и др.)	Производственные помещения площадью более 500 м <sup>2</sup> , в которых имеются нефть и нефтепродукты в количестве более 15кг/м <sup>2</sup>

Внутренний противопожарный водопровод в зданиях и помещениях, оборудованных установками автоматического пожаротушения, допускается не предусматривать.

8.6. Для наземных и подземных резервуаров объемом менее 5000 м<sup>3</sup>, продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах III категории, а также указанных в п. 8.5 зданий и помещений склада, при площади этих помещений и производительности насосных станций, менее приведенных в табл. 7, следует, как минимум, предусматривать тушение пожара передвижной пожарной техникой. При этом на резервуарах объемом

от 1000 до 3000 м<sup>3</sup> (включ.) следует устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

8.7. Наземные резервуары объемом 5000 м<sup>3</sup> 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 м<sup>3</sup> а также подземных резервуаров объемом более 400 м<sup>3</sup> предусматривается передвижной пожарной техникой.

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

8.8. На складах III категории с резервуарами объемом менее 5000 м<sup>3</sup> 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.

8.9. За расчетный расход воды при пожаре на складе нефти и нефтепродуктов следует принимать один из наибольших расходов:

на пожаротушение и охлаждение резервуаров (исходя из наибольшего расхода при пожаре одного резервуара);

на пожаротушение и охлаждение железнодорожных цистерн, сливоналивных устройств и эстакад или на пожаротушение сливоналивных устройств для автомобильных цистерн;

наибольший суммарный расход на наружное и внутреннее пожаротушение одного из зданий склада.

8.10. Расходы огнетушащих средств следует определять, исходя из интенсивности их подачи на 1 м<sup>2</sup> расчетной площади тушения нефти и нефтепродуктов.

Расчетную площадь тушения следует принимать равной:

в наземных вертикальных резервуарах со стационарной крышей, резервуарах с понтоном — площади горизонтального сечения резервуара, резервуарах с плавающей крышей — площади кольцевого пространства между стенкой резервуара и барьером для ограждения пены (на плавающей крыше) при тушении автоматической системой и площади горизонтального сечения при тушении передвижной пожарной техникой;

в подземных резервуарах — площади горизонтального сечения резервуара; в горизонтальных резервуарах — площади резервуара в плане;

для наземных резервуаров объемом до 400 м<sup>3</sup>, расположенных на одной площадке группой общей вместимостью до 4000 м<sup>3</sup> — площади в пределах обвалования этой группы, но не более 300 м<sup>2</sup>;

для сливоналивных железнодорожных эстакад — площади эстакады по внешнему контуру сооружения, включая железнодорожный путь (пути), но не более 1000 м<sup>2</sup>;

для сливоналивных устройств для автомобильных цистерн — площади площадки, занимаемой заправочными островками, но не более 800 м<sup>2</sup>;

в складских зданиях для хранения нефтепродуктов в таре (на внутреннее пожаротушение) — площади пола наибольшего складского помещения;

на внутреннее пожаротушение продуктовых насосных и канализационных насосных станций, разливающих, расфасовочных и других производственных зданий — площади пола наибольшего помещения (из указанных в табл.7), в котором имеются нефть и нефтепродукты.

8.11. Расход воды на охлаждение наземных вертикальных резервуаров следует определять расчетом, исходя из интенсивности подачи воды, принимаемой по табл. 8. Общий расход воды определяется как сумма расходов на охлаждение горящего резервуара и охлаждение соседних с ним в группе.

Таблица 8

Системы охлаждения резервуаров	Интенсивность подачи воды л/с, на один метр длины	
	окружности горящего резервуары	половины окружности соседнего резервуара
1. Стационарная установка охлаждения для резервуаров высотой стенки, м:		
более 12	0,75	0,30
12 и менее и для — резервуаров с плавающей крышей	0,50	0,20
2. Передвижная пожарная техника	0,80	0,30

При расчете допускается не учитывать подачу воды на охлаждение соседних с горящим наземных резервуаров:

с теплоизоляцией из негорючих материалов, при этом на площадке должен предусматриваться неприкосновенный запас воды в объеме не менее 800 м<sup>3</sup> для резервуаров объемов до 10000 м<sup>3</sup> включ., 2000 м<sup>3</sup> — для резервуаров объемом более 10000 м<sup>3</sup>, а расстояние между резервуарами объемом более 10000 м<sup>3</sup> в этом случае следует увеличивать до 40 м;

расположенных на расстоянии более двух нормативных расстояний (указанных в п. 3.2) от горящего резервуара.

8.12. Общий расход воды на охлаждение наземных горизонтальных резервуаров объемом 100 м<sup>3</sup> и более (горящего и соседних с ним) следует принимать 20 л/с.

8.13. Общий расход воды на охлаждение подземных резервуаров (горящего и соседних с ним) принимается равным, л/с:

при объеме наибольшего резервуара

св. 400 до 1000 м<sup>3</sup> — 10;

св. 1000 до 5000 м<sup>3</sup> — 20;

св. 5000 до 30 000 м<sup>3</sup> — 30;

св. 30 000 до 50 000 м<sup>3</sup> включ. — 50.

8.14. Общий расход воды на охлаждение лафетными стволами железнодорожных цистерн, сливноналивных устройств на эстакадах следует принимать из расчета одновременной работы двух лафетных стволов, но не менее 40 л/с.

Число и расположение лафетных стволов следует определять из условия орошения железнодорожных цистерн и каждой точки эстакады двумя компактными струями. Диаметр насадков лафетных стволов следует принимать не менее 28 мм.

Лафетные стволы следует устанавливать на расстоянии не менее 15 м от железнодорожных путей эстакады.

8.15. Свободный напор 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 пожарной техникой — по технической характеристике пожарных стволов, но не менее 40 м.

8.16. Расчетную продолжительность охлаждения резервуаров (горящего и соседних с ним) следует принимать:

наземных резервуаров при тушении пожара автоматической системой — 4 ч, при тушении передвижной пожарной техникой — 6 ч;

подземных резервуаров — 3 ч.

8.17. Время восстановления неприкосновенного запаса воды в противопожарных емкостях (после пожара) не должно превышать 96 ч.

8.18. Для автозаправочных станций, расположенных вне населенных пунктов, со складом нефтепродуктов в подземных резервуарах общей вместимостью не более 400 м<sup>3</sup> системы пожаротушения и противопожарного водоснабжения допускается не предусматривать.

8.19. На складах нефти и нефтепродуктов с системой автоматического пожаротушения резервуаров, продуктовых насосных станций, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре, разливочных, расфасовочных и при оборудовании резервуаров стационарными установками охлаждения следует предусматривать пожарные посты или помещения для пожарного оборудования:

при общей вместимости склада до 100 тыс. м<sup>3</sup> включ. — помещение площадью не менее 20 м<sup>2</sup> для пожарного оборудования и пожарных мотопомп;

св. 100 до 500 тыс. м<sup>3</sup> включ. — пожарный пост на один автомобиль с боксом для резервного автомобиля;

св. 500 тыс. м<sup>3</sup> — пожарный пост на два автомобиля.

Для складов нефти и нефтепродуктов, где пожаротушение резервуаров, зданий и сооружений предусматривается с помощью стационарной системы (неавтоматической) и (или) передвижной пожарной техникой, пожарные депо, посты или помещения для пожарного оборудования и техники должны предусматриваться из расчета размещения этой техники. При этом расположение пожарных депо и постов должно приниматься с учетом требований СНиП II-89-80.

## 9. Требования к электроснабжению, связи и сигнализации

9.1. Категории электроприемников складов нефти и нефтепродуктов в отношении обеспечения надежности электроснабжения устанавливаются заказчиком в задании на проектирование в соответствии с требованиями “Правил устройства электроустановок” (ПУЭ). При этом электроприемники систем автоматического пожаротушения и противопожарных насосных станций должны обеспечиваться по первой категории.

9.2. В помещениях продуктовых насосных станций площадью более 250 м<sup>2</sup>, а также в помещениях для операторов и диспетчеров следует предусматривать аварийное освещение.

9.3. Виды применяемых средств связи для зданий и сооружений складов нефти и нефтепродуктов устанавливаются в задании на проектирование по согласованию с заинтересованными организациями.

9.4. На складах нефти и нефтепродуктов автоматической пожарной сигнализацией должны быть оборудованы:

а) помещения для насосов и узлов задвижек в зданиях продуктовых насосных станций, канализационных насосных станций для перекачки сточных вод с нефтью и нефтепродуктами, и уловленного нефтепродукта площадью каждого менее 300 м<sup>2</sup> или при производительности продуктовой насосной станции менее 1200 м<sup>3</sup>/ч (для резервуарных парков магистральных нефтепроводов);

б) складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре площадью до 500 м<sup>2</sup>;

в) разливочные, расфасовочные и другие производственные помещения склада, в которых имеются нефть и нефтепродукты в количестве более 15 кг/м<sup>2</sup>, площадью до 500 м<sup>2</sup>.

9.5. Склады нефти и нефтепродуктов должны быть оборудованы электрической пожарной сигнализацией с ручными пожарными извещателями, при расстановке которых следует учитывать требования СНиП 2.04.09-84 (в настоящее время НПБ 88, — прим. авт.).

Ручные извещатели пожарной сигнализации на территории склада

следует предусматривать:

для зданий категорий А, Б и В — снаружи зданий, у входов и по периметру на расстоянии не более чем через 50 м;

для резервуарных парков и открытых площадок хранения нефтепродуктов в таре — по периметру обвалования (ограждающей стенки) не более чем через 150 м при хранении нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°С и не более 100 м для остальных нефтепродуктов;

на сливноналивных эстакадах — у торцов эстакады и по ее длине не реже чем через 100 м, но не менее двух (у лестниц для обслуживания эстакад);

на наружных технологических установках с взрыво- и пожароопасными производствами — по периметру установки не более чем через 100 м.

Ручные пожарные извещатели следует устанавливать на расстоянии не более 5 м от обвалования парка или границы наружной установки.

9.6. Приемно-контрольные приборы пожарной сигнализации следует предусматривать в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83\* и СНиП 2.04.09-84 и размещать в помещении склада, где находится персонал, ведущий круглосуточное дежурство.

## 10. Особенности проектирования расходных складов нефтепродуктов предприятий

10.1. Нормы настоящего раздела применяются при проектировании расходных складов нефтепродуктов, входящих в состав предприятий (промышленных, транспортных, сельскохозяйственных, энергетических, строительных и др.), если общая вместимость этих складов при хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов в резервуарах и таре не превышает указанную в табл. 9.

При наземном и подземном хранении одновременно легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов общая приведенная вместимость расходного склада не должна превышать вместимости, указанной в табл. 9, при этом приведенная вместимость определяется из расчета: 1 м<sup>3</sup> легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается 5 м<sup>3</sup> горючих и 1 м<sup>3</sup> объема резервуаров и тары при наземном хранении — 2 м<sup>3</sup> объема при подземном хранении.

Таблица 9

Хранимые нефтепродукты	Допустимая общая вместимость склада нефтепродуктов предприятия, м <sup>3</sup> , при хранении	
	наземном	подземном
Легковоспламеняющиеся	2 000	4 000
Горючие	10 000	20 000

При определении общей приведенной вместимости не учитываются:

промежуточные резервуары (у сливноналивных эстакад);

резервуары сбора утечек;

резервуары уловленных нефтепродуктов на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

10.2. Расстояние от жилых и общественных зданий до складов нефтепродуктов предприятий следует принимать по табл. 2 и 3, до складов горючих нефтепродуктов, предусматриваемых в составе котельных, дизельных электростанций и других энергообъектов, обслуживающих жилые и общественные здания — в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01-89.

Расстояние от расходного склада нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятия следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80, до зданий и сооружений соседнего предприятия — по табл. 2 настоящих норм.

10.3. Расстояние от наземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и других сооружений склада следует принимать по табл. 10.

Таблица 10

Здания и сооружения	Расстояние, м, от наземных резервуаров для нефтепродуктов	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. Здания и площадки продуктовых насосных станций, разливочных, расфасовочных	10	8
2. Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре, сливноналивные устройства для железнодорожных и автомобильных цистерн, раздаточные колонки нефтепродуктов	15	10
3. Одиночные сливноналивные устройства для автоцистерн (до 3 стояков)	10'	8
4. Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ	

10.4. Расстояния от подземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и сооружений склада, указанных в пп. 1-3 табл. 10, допускается уменьшать до 50%.

Расстояние от подземных резервуаров для горючих нефтепродуктов и от наземных резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°С до продуктовых насосных станций этих нефтепродуктов не нормируется.

10.5. Расстояние от продуктовых насосных и складских зданий для нефтепродуктов в таре до сливноналивных устройств (для железнодорожных и автомобильных цистерн) следует принимать не менее, м:

10 — для легковоспламеняющихся нефтепродуктов;

8 — для горючих нефтепродуктов.

10.6. Расстояние от наземных резервуаров, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах, продуктовых насосных

станций, разливочных, расфасовочных, сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн и сливных (промежуточных) резервуаров для нефтепродуктов до железнодорожных путей и автомобильных дорог следует принимать по табл. 11.

Таблица 11

Дороги	Расстояние, м, от зданий и сооружений с нефтепродуктами	
	легковоспламеняющимися	горючими
1. До оси железнодорожных путей общей сети	50	30
2. До оси внутренних железнодорожных путей предприятия (кроме путей, по которым производятся перевозки жидкого чугуна, шлака и горячих слитков)	20	10
3. До края проезжей части автомобильных дорог:		
общей сети	15	10
предприятия	9	5

Расстояния, указанные в табл. 11, от подземных резервуаров допускается уменьшать до 50%. Расстояние от складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах с температурой вспышки выше 120°C до внутренних железнодорожных путей предприятия, а также от раздаточных колонок жидкого топлива и масел для экипировки локомотивов допускается принимать по габариту приближения строений к железнодорожным путям по ГОСТ 9238-83.

10.7. Расстояние от раздаточных колонок нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятия следует принимать не менее, м:

- 3 — до стен без проемов зданий I, II и III степеней огнестойкости;
- 9 — до стен с проемами зданий I, II, III и IIIа степеней огнестойкости;
- 18 — до зданий IIIб, IV, IVа, V степеней огнестойкости.

10.8. Помещения продуктовых насосных и складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах следует отделять от других помещений противопожарными перегородками I-го типа.

В местах дверных проемов в этих перегородках следует предусматривать пороги (с пандусами) высотой 0,15 м.

10.9. На предприятиях в производственных зданиях I и II степеней огнестойкости, а также в одноэтажных зданиях, IIIа степени огнестойкости с нулевым пределом распространения огня ограждающих конструкций стен и покрытий допускается иметь нефтепродукты по условиям хранения и в количестве, не более указанных в табл. 12.

Выпуск паров легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов из резервуаров в помещение, в котором они установлены, не допускается.

Таблица 12

Условия хранения	Количество нефтепродуктов (в резервуарах и таре), м <sup>3</sup>	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. В специальном помещении, отделенном от соседних помещений противопожарными перегородками I-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющем выход непосредственно наружу, в зданиях: I и II степеней огнестойкости	30	150
IIIа   »       »	10	50
2. В помещениях категорий Г и Д, в зданиях I и II степеней огнестойкости	1	5
3. В подвальных помещениях, отделенных от соседних помещений противопожарными перегородками I-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степеней огнестойкости	Не допускается	300
4. То же, в подвальных помещениях с резервуарами (баками) для масел в зданиях: I и II степеней огнестойкости	Не допускается	400'
IIIа   »       »	То же	100

10.10. Из наземных расходных резервуаров единичной и общей вместимостью более 1 м<sup>3</sup> для легковоспламеняющихся и 5 м<sup>3</sup> для горючих нефтепродуктов, устанавливаемых в производственных зданиях, должен предусматриваться слив в аварийный подземный резервуар или опорожнение их продуктовыми насосами в резервуары основной емкости склада.

Объем аварийного резервуара должен быть не менее 30% суммарной вместимости всех расходных резервуаров и не менее вместимости наибольшего резервуара помещения.

Аварийный резервуар, в который обеспечиваются самотечный слив, должен быть подземным и располагаться снаружи здания на расстоянии не менее 1 м от стен без проемов и не менее 5 м от стен с проемами. Специальный аварийный резервуар может не предусматриваться, если обеспечивается самотечный слив нефтепродуктов в резервуары основной емкости склада.

При самотечном сливе трубопроводы аварийного слива должны иметь диаметр не менее 100 мм и снабжены устройствами, предупреждающими возможность передачи огня.

На каждом аварийном трубопроводе, соединяющем расходные резервуары с аварийным резервуаром, должно быть запорное устройство, устанавливаемое вне здания или на первом этаже (как правило, вблизи выхода наружу).

Продуктовые насосы, обеспечивающие откачку нефтепродуктов при аварии, необходимо размещать в отдельном от резервуаров помещения или вне здания.

Аварийный слив из резервуаров (баков) для масел, размещаемых в подвальных помещениях, допускается не предусматривать.

10.11. На площадках предприятий и строительстве, расположенных вне населенных пунктах, а также на территории лесозаготовок допускается для хранения нефтепродуктов предусматривать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений споем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройства пола из негорючих материалов.

Количество нефтепродуктов при хранении в этих сооружениях не должно превышать 12 м<sup>3</sup> для легковоспламеняющихся и 60 м<sup>3</sup> для горючих нефтепродуктов.

10.12. Подачу воды для охлаждения резервуаров и тушения пожара на расходных складах нефтепродуктов предприятий следует предусматривать от наружного водопровода предприятия (при обеспечении расчетного расхода воды и необходимого свободного напора в сети) или в соответствии с п. 8.8 настоящих норм.

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ

(Приложение 3 Рекомендуемое)

1. На складах нефти и нефтепродуктов необходимо предусматривать пожаротушение воздушно-механической пеной средней и низкой кратности.

Пожаротушение воздушно-механической пеной средней кратности применяется без ограничений

Для наземных вертикальных резервуаров со стационарной крышей (кроме резервуаров, предназначенных для хранения масел и мазутов), тушение которых предусматривается передвижной пожарной техникой, допускается применять подслоный способ пожаротушения пеной низкой кратности.

Допускается применение других средств и способов пожаротушения на основе рекомендаций научно-исследовательских институтов, утвержденных и согласованных в установленном порядке.

2. Расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя на тушение пожара следует определять исходя из интенсивности подачи раствора пенообразователя, принимаемой по

табл. 1, на 1 м<sup>2</sup> расчетной площади тушения, установленной в п. 8.10, и рабочей концентрации пенообразователя, приведенной в табл. 2.

Таблица 1

Нефтепродукты	Интенсивность подачи, л/(м <sup>2</sup> ·с), раствора пенообразователя		
	общего назначения		
	с пеной средней кратности	с пеной средней кратности	с пеной низкой кратности
1. Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки 28°C и ниже	0,08	0,05	0,08
2. Тоже, с температурой вспышки выше 28°C	0,05	0,05	0,06

Таблица 2

### Типы применяемых пенообразователей и их параметры

Показатели	Пенообразователи								
	общего назначения						целевого назначения		
	ПО-1	ПО-1Д	ПО-6К	ПО-ЗАИ	ТАЭС	САМПО	подслоный	ФОРЭТОЛ	универсальный
1. Биологическая разлагаемость раствора	б/ж	б/ж	б/ж	б/м	б/м	б/м	б/ж	б/ж	б/ж
2. Кинематическая вязкость $\nu$ , при 20°C, $\nu \cdot 10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с, не более	40	40	40	10	40	100	150	50	100
3. Плотность $\rho$ , при 20°C, $\rho \cdot 10^3$ кг/м <sup>3</sup>	1,10	1,05	1,05	1,02	1,00	1,01	1,10	1,10	1,30
4. Температура застывания, °C, не выше	-8	-3	-3	-3	-8	-10	-40	-5	-10
5. Рабочая концентрация ПО, %, при использовании воды с жесткостью, мг·экв/л:									
до 10	6	6	6	4	6	6	6	6	6
от 10 до 30	9	9	9	6	6	6	6	6	6
30 и более, морская вода	12	12	12	9	9	Не допускается		Не допускается	
6. Срок хранения ПО в емкости при 20°C не менее, лет	5	5	5	4	5	5	3	3	3

3. Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения — 10 мин, для передвижной пожарной техники — 15 мин.

4. Инерционность стационарных систем пожаротушения не должна превышать трех минут.

5. Вода для приготовления раствора пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

6. При гидравлическом расчете необходимо учитывать влияние вязкости пенообразователя на величину потерь (согласно табл. 2).

Соответствие рабочей концентрации пенообразователя в воде проверяется расчетом по формуле

$$100 Q_n / (Q - Q_n) = x \pm 1,$$

где  $Q_n$  — расход пенообразователя, л/с;

$Q$  — производительность установки, л/с;

$x$  — рабочая концентрация пенообразователя, % (по табл.2).

7. В качестве пенообразующих устройств для системы пожаротушения следует применять, как правило, пеногенераторы, типов:

ГПСС — для тушения в резервуарах со стационарной крышей и понтоном;

ГПС — для тушения в резервуарах с плавающей крышей и помещениях.

Допускается применение пенокамер других конструкций, прошедших огневые промышленные испытания и рекомендованных к применению в установленном порядке.

8. Количество пеногенераторов следует принимать по расчету.

Расчетное число пеногенераторов определяется исходя из расчетного расхода раствора пенообразователя, по средней производительности применяемого пеногенератора и округляется в большую сторону.

На резервуаре должно быть не менее двух пеногенераторов.

Пеногенераторы должны быть установлены равномерно по периметру резервуара. На резервуарах с плавающей крышей расстояние по периметру резервуара между пеногенераторами (пеносливками) следует принимать не более 25 м.

9. Запас пенообразователя и воды на приготовление его раствора (расход раствора на один пожар) рассчитывается исходя из того количества раствора пенообразователя, которое необходимо на расчетное время тушения при максимальной производительности принятый к установке пеногенераторов.

Нормативный запас пенообразователя и воды на приготовление его раствора, необходимый для хранения, следует принимать из условия обеспечения трехкратного расхода раствора на один пожар (при наполненных растворопроводах стационарных установок пожаротушения).

Для стационарных установок пожаротушения с сухими растворопроводами следует учитывать потребность в дополнительном количестве раствора пенообразователя для первоначального наполнения сухих растворопроводов.

11. Хранение пенообразователя для систем пожаротушения следует, предусматривать в концентрированном виде.

Для хранения запаса пенообразователя следует предусматривать, как правило, не менее двух резервуаров. Допускается предусматривать

один резервуар для запаса пенообразователя в количестве до 10 м<sup>3</sup>.

Для хранения запаса пенообразователя в количестве более 10 м<sup>3</sup> допускается предусматривать один резервуар при условии разделения его перегородками на отсеки вместимостью каждого не более 10 м<sup>3</sup>.

11. Свободный напор в сети растворопроводов стационарных установок пожаротушения должен быть при пожаре не более 60 м и не менее 40 м перед генераторами пены типа ГПСС или ГПС, установленными стационарно или присоединяемыми с помощью пожарных рукавов.

12. При применении на складе нефти и нефтепродуктов стационарных систем автоматического и неавтоматического пожаротушения следует проектировать общую насосную станцию и сеть растворопроводов.

13. Сети противопожарного водопровода и растворопроводов (постоянно наполненных раствором или сухих) для тушения пожара резервуарного парка или железнодорожной эстакады, оборудованной сливно-наливными устройствами с двух сторон, следует проектировать кольцевыми с тупиковыми ответвлениями (вводами) к отдельным зданиям и сооружениям (в том числе и к резервуарам, оборудованным установкой автоматического пожаротушения).

Сети следует прокладывать за пределами внешнего обвалования (или ограждающих стен) резервуарного парка и на расстоянии не менее 10 м от железнодорожных путей эстакады. К наземным резервуарам объемом 10000 м<sup>3</sup> 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.

Тупиковые участки растворопроводов допускается принимать длиной не более 250 м.

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

14. При применении задвижек с электроприводом в районах с возможным затоплением колодцев грунтовыми водами электропривод задвижки должен быть поднят над уровнем земли и накрыт защитным кожухом.

В районах с суровым климатом задвижки с электроприводом следует размещать в утепленных укрытиях.

## СНиП 2.05.06-85\*. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Взамен СНиП II-45-75  
Извлечения

Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них с условным диаметром до 1400 мм включ. с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования:

а) нефти, нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и стабильного бензина), природного, нефтяного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов);

б) сжиженных углеводородных газов фракций С<sub>3</sub> и С<sub>4</sub> и их смесей, нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа и других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 40°С не свыше 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) из районов их добычи (промыслов) или производства (от головных перекачивающих насосных станций) до места потребления;

в) товарной продукции в пределах компрессорных (КС) и нефтеперекачивающих станций (НПС), станций подземного хранения газа (СПХГ), дожимных компрессорных станций (ДКС), газораспределительных станций (ГРС) и узлов замера расхода газа (УЗРГ);

г) импульсного, топливного и пускового газа для КС, СПХГ, ДКС, ГРС, УЗРГ и пунктов редуцирования газа (ПРГ).

В состав магистральных трубопроводов входят:

трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнейшему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения НПС, КС, УЗРГ, ПРГ, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;

линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов;

противопожарные средства, противоэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;

емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;

здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;

постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;

головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки, КС и ГРС; СПХГ;

пункты подогрева нефти и нефтепродуктов; указатели и предупредительные знаки.

Настоящие нормы не распространяются на проектирование трубопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, в морских акваториях и промыслах, а также трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40°С.

Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования стабильного конденсата и стабильного бензина, следует производить в соответствии с требованиями настоящих норм, предъявляемыми к нефтепроводам. К стабильным конденсату и бензину следует относить углеводороды и их смеси, имеющие при температуре плюс 20°С упругость насыщенных паров менее 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) (абс).

Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 20°С свыше 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) — сжиженных углеводородных газов, нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов — следует осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 12.

Проектирование зданий и сооружений, в том числе инженерных коммуникаций, расположенных на площадках КС, НПС, ГРС, СПХГ и ДКС, следует выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию соответствующих зданий и сооружений, утвержденных Минстроем России, с учетом требований настоящих норм.

Проектирование газопроводов давлением 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) и менее, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов давлением до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>), предусматриваемых для прокладки на территории населенных пунктов или отдельных предприятий, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08-87\*, СНиП 2.11.03-93 и СНиП 2.05.13-90.

## 1. Общие положения

1.1. Магистральные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы)\* следует прокладывать подземно (подземная прокладка).

\* В тексте норм, за исключением особо оговоренных случаев, вместо слов: "магистральный(е) трубопровод(ы)" будет употребляться слово "трубопровод(ы)".

Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в случаях, приведенных в п. 7.1. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

1.2. Прокладка трубопроводов может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым магистральным трубопроводам — в техническом коридоре.

1.3. Под техническим коридором магистральных трубопроводов надлежит понимать систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти (нефтепродукта, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата).

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

1.4. Предельно допустимые (суммарные) объемы транспортирования продуктов в пределах одного технического коридора и расстояния между этими коридорами определяются согласно строительным нормам и правилам, утвержденным в установленном порядке.

1.5. Не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов.

1.6. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в них сельскохозяйственных и других работ регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов.

1.7. Температура газа, нефти (нефтепродуктов), поступающих в

трубопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода.

Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решаются при проектировании.

## 2. Классификация и категории магистральных трубопроводов

2.1. Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

I — при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа (свыше 25 до 100 кгс/см<sup>2</sup>) включ.;

II — при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа (свыше 12 до 25 кгс/см<sup>2</sup>) включ.

2.2. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса, мм:

I — при условном диаметре свыше 1000 до 1200 включ.;

II — то же, свыше 500 до 1000 включ.;

III — то же, свыше 300 до 500 включ.;

IV — 300 и менее.

## 3. Основные требования к трассе трубопроводов

3.7. Не допускается предусматривать прокладку магистральных трубопроводов в тоннелях железных и автомобильных дорог, а также в тоннелях совместно с электрическими кабелями и кабелями связи и трубопроводами иного назначения, принадлежащими другим министерствам и ведомствам.

3.8\*. Не допускается прокладка трубопроводов по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий и в одной траншее с электрическими кабелями, кабелями связи и другими трубопроводами, за исключением случаев прокладки:

кабеля технологической связи данного трубопровода на подводных переходах (в одной траншее) и на переходах через железные и автомобильные дороги (в одном футляре);

газопроводов диаметром до 1000 мм на давление до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>) и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 500 мм и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог III, III-п, IV-п, IV и V

категорий. При этом участки трубопроводов, укладываемых по мосту и на подходах к нему на расстояниях, указанных в табл. 4, следует относить к I категории.

3.9. Прокладку трубопроводов по мостам (в случаях, приведенных в п. 3.8), по которым проложены кабели междугородной связи, допускается производить только по согласованию с Министерством связи России.

3.16. Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в табл. 4\*.

3.17. Расстояния от КС, ГРС, НПС газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов или конденсатопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений следует принимать в зависимости от класса и диаметра газопровода и категории нефтеперекачивающих насосных станций и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в табл. 5\*.

3.18. Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов, кроме указанных в п. 3.21, следует принимать:

при подземной прокладке газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов — в соответствии с требованиями СН 452-73;

при наземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов в районах, указанных в п. 7.1 (за исключением горной местности), — по табл. 6;

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

3.19\*. Расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами в одном техническом коридоре (кроме районов, указанных в п. 3.21) следует принимать из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных: в табл. 6 — при наземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов, в табл. 7\* — при подземной прокладке трубопроводов.

3.20. Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов необходимо предусматривать как для газопроводов (за исключением случаев, приведенных в п. 3.21).

При параллельной прокладке трубопроводов разных диаметров расстояния между ними следует принимать как для трубопровода большого диаметра.

Таблица 4\*

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса						класса					
1	I		II		III		IV		V		VI	
	св. 300 до 600	св. 600 до 800	св. 800 до 1000	св. 1000 до 1200	св. 1200 до 1400	св. 1200 до 1400	св. 300 и менее	св. 300 и менее	св. 300 и менее	св. 300 и менее	св. 300 до 500	св. 500 до 1000
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1. Города и другие населенные пункты; кол-лективные сады с садовыми домиками, дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия; тепличные комбинаты и хозяйства; птицефабрики; молокозаводы; карьеры разработки полезных ископаемых; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей более 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); жилищные здания 3-этажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I-IV классов; очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному трубопроводу, мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м <sup>3</sup> ; автозаправочные станции; мачты (башни) и	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200	

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи России и других ведомств; телевизионные башни												
2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I—III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие: жилые здания I—2-этажные; садовые домики, дачи; дома личных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100
3. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения; устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин; гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее; канализационные сооружения; железные дороги промышленных предприятий; автомобильные дороги III-п, IV, IV-п и V категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	30	50	100	150	175	200	30	50	30	30	30	50
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, III-п, IV, IV-п категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125	75	100	150	200

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
5. Территории НПС, КС, установок комплексной подготовки нефти и газа, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), установок очистки и осушки газа	75	125	150	200	225	250	75	125	30	30	50	50
6. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов	50	50	100	150	175	200	50	50	50	50	50	50
7. При прокладке подводных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов выше по течению: от мостов железных и автомобильных дорог, промышленных предприятий и гидротехнических сооружений	—	—	—	—	—	—	—	—	300	300	300	500
от пристаней и речных вокзалов	—	—	—	—	—	—	—	—	1000	1000	1000	1500
от водозаборов	—	—	—	—	—	—	—	—	3000	3000	3000	3000
8. Территории ГРС, автоматизированных газораспределительных станций (АГРС), регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом:												
а) городов; населенных пунктов; предприятий; отдельных зданий и сооружений; других потребителей	50	75	100	125	150	175	50	75	—	—	—	—
б) объектов газопровода (пунктов замера расхода газа, термоэлектрогенераторов и т.д.)	25	25	25	25	25	25	25	25	—	—	—	—
9. Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами: аппаратура связи, телемеханики и автоматики												
10. Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; водозаборные сооружения и станции оросительных систем	25	25	25	25	25	25	25	25	75	100	150	200

Не менее 15 от крайней нитки





1	Окончание табл. 5*											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
8. Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
9. Открытые распределительные устройства 35, 100, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов	На территории КС и НПС с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений											
10. Лесные массивы пород:												
а) хвойных	50	50	50	75	75	75	50	50	50	50	50	50
б) лиственных	20	20	20	30	30	30	20	20	20	20	20	20
11. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов:												
тяжелых типа МИ-6, МИ-10	100	100	150	200	225	250	100	100	100	100	100	100
средних типа МИ-4, МИ-8	75	75	150	200	225	250	75	75	75	75	75	75
легких типа МИ-2, КА-26	60	75	150	200	225	250	60	60	60	60	60	75

(высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов МГА, утвержденных в установленном порядке)

12*. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов	В соответствии с требованиями специальных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, и по согласованию с органами государственного надзора, министерствами и ведомствами, в ведении которых находятся указанные объекты											
13. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», утвержденных Минэнерго СССР											
14. Факел для сжигания газа	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

\*Примечания: 1 Расстояние, указанные над чертой, относятся к КС, под чертой — к ГРС.

2. Примечания 1-3 к табл. 4\* распространяются и на данную таблицу.

3. Категории НПС надлежит принимать:

I — при емкости резервуарного парка свыше 100 000 м<sup>3</sup>

II — при емкости резервуарного парка свыше 20000 до 100000 м<sup>3</sup> включ.;

III — при емкости резервуарного парка до 20 000 м<sup>3</sup> и НПС без резервуарных парков.

4. Расстояние следует принимать: для зданий и сооружений по поз. 1 — от здания компрессорного цеха; для НПО, ГРС и зданий и сооружений по поз. 1-14 и для КС по поз. 2-14 — от ограды станций.

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

6. Мачты (башни) малокабельной необслуживаемой радиорелейной связи допускается располагать на территории ГРС, при этом расстояние от места установки мачты до технологического оборудования газораспределительных станций должно быть не менее высоты мачты.

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

8. Знак "—" в таблице означает, что расстояние не регламентируется.

9\*. При размещении на ГРС и КС одоризационных установок расстояние от них до населенных пунктов следует принимать с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере воздуха населенных пунктов, установленных Минздравом России.

Таблица 6

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в, м, между параллельными нитками газопроводов					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при условном диаметре газопровода, мм					
первой	второй	до 700	св. 700 до 1000	св. 1000 до 1400	до 700	св. 700 до 1000	св. 1000 до 1400
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30
»	Подземный	20	30	45	15	20	30
Надземный	»	20	30	45	15	20	30
»	Надземный	40	50	75	25	35	50
»	Наземный	40	50	75	25	35	50

**Примечание.** При наличии на подземных газопроводах отдельных наземных или надземных участков протяженностью не более 100 м (переходы через овраги и т.д.) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25м, а при отнесении этих участков ко II категории указанные расстояния следует принимать как для подземной прокладки (с учетом требований п. 7.10).

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

между газопроводами — значений, приведенных в табл. 8;

между нефтепроводами и нефтепродуктопроводами — согласно пп. 3.18 и 3.19;

между нефтепроводами и газопроводами — 1000 м.

3.24\*. При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее и 1000 м — при диаметре труб свыше 700 мм, с низовой стороны от трубопровода должна предусматриваться канава, обеспечивающая отвод разлившегося продукта при аварии. Выпуск из низовой канавы должен быть предусмотрен в безопасные для населенных пунктов места.

Трассу нагорных и отводных канав следует предусматривать по рельефу местности. Складирование вынутого из канавы грунта следует предусматривать с низовой стороны в виде призмы, которая должна служить дополнительной защитой от продукта в случае его утечки из трубопровода.

С верхней стороны от трубопровода при больших площадях водосбора должна предусматриваться канава для отвода ливневых вод.

Таблица 7\*

Условный диаметр проектируемого трубопровода, мм	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных трубопроводов на землях, м,	
	несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства, Государственного лесного фонда	сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 400 включ.	11	20
Св. 400 до 700 включ.	14	23
Св. 700 до 1000 включ.	15	28
Св. 1000 до 1200 включ.	16	30
	(для газопроводов)	
	32	32
Св. 1200 до 1400 включ.	(для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 1200 мм)	
	18	32
	(для газопроводов)	

**Примечание.** Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать.

Таблица 8

Способ прокладки параллельных ниток		Минимальное расстояние в свету между нитками, м, при условном диаметре газопроводов, мм		
		до 700	св. 700 до 1000	св. 1000 до 1400
Подземный	Подземный	60	75	100
Наземный	Наземный	50	60	80
Подземный	»	50	60	80
»	Надземный	50	60	80
Надземный	»	40	50	75
Наземный	»	40	50	75

3.27. Ширина просеки для прокладки трубопроводов параллельно линии электропередачи 6, 10 кВ при прохождении по территории Государственного лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР.

#### 4. Конструктивные требования к трубопроводам

4.3. Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из негорючих материалов.

## 7. Надземная прокладка трубопроводов

7.4. В местах установки на трубопроводе арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть несгораемыми и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега.

На начальном и конечном участках перехода трубопровода от подземной к надземной прокладке необходимо предусматривать постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

7.6. Опоры балочных систем трубопроводов следует проектировать из несгораемых материалов. При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор.

7.7. Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80\*, но не менее 0,5 м.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках, где предусматривается использование вечномерзлых грунтов в качестве основания, должна назначаться из условия обеспечения вечномерзлого состояния грунтов под опорами и трубопроводом.

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

## 11. Линии технологической связи трубопроводов

11.1. Линии технологической связи трубопроводов служат для централизованного управления их работой и являются технической базой для автоматизированной системы управления (АСУ) работой трубопроводного комплекса.

11.2. Проектирование линий технологической связи трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию линий связи, утвержденных Мингазпромом, Миннефтепромом, Минсвязи РФ и Госкомнефтепродуктом РФ в установленном порядке, и настоящего раздела.

11.3\*. Технологическая связь трубопроводов должна обеспечивать: магистральную связь центральных диспетчерских пунктов Мингазпрома, Миннефтепрома или Госкомнефтепродукта РФ с диспетчерскими пунктами объединений (управлений) по добыче и транспортиро-

ванию газа, нефти и нефтепродуктов;

магистральную диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов объединений (управлений) по добыче и транспортированию газа, нефти и нефтепродуктов с диспетчерскими пунктами линейных производственных управлений магистральных трубопроводов, КС и НПС, ГРС, наливных станций, ПХГ и нефтяных промыслов;

диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений магистральных трубопроводов с подчиненными им КС или НПС, ГРС или наливными станциями, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами трубопровода, пунктами замера транспортируемого продукта, линейными ремонтными (обходчиками), а также с ПХГ и головными сооружениями промыслов;

линейную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений магистральных трубопроводов со специальными транспортными средствами и ремонтными бригадами, работающими на трассе трубопровода;

оперативно-производственную телефонную и телеграфную связь Мингазпрома или Миннефтепрома с управлениями магистральных трубопроводов и объединениями (управлениями) по добыче и транспортированию газа, нефти и нефтепродуктов; объединений (управлений) с подчиненными им службами, а также смежных объединений (управлений) между собой;

телефонную связь сетевых совещаний Мингазпрома и Миннефтепрома с объединениями (управлениями) по добыче и транспортированию газа, нефти и нефтепродуктов, управлениями магистральных трубопроводов, основными эксплуатационными службами трубопровода, промыслами, ПХГ;

местную связь промышленных площадок и жилых поселков, а также с пожарной охраной и возможностью выхода на каналы Минсвязи РФ и других министерств и ведомств;

каналы связи для центральной и линейной телемеханики;

каналы связи для автоматизированной системы управления (АСУ).

**Примечания:** 1. Связь ГРС с потребителем газа осуществляется средствами местной телефонной связи, строительство которой выполняет потребитель газа. В состав строительства технологической связи газопровода средства местной телефонной связи не входят.

2. Для организации оперативно-производственной телеграфной связи используются, как правило, устройства, входящие в автоматизированную систему управления газопроводом.

## 12. Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов

12.3\*. Расстояния от оси подземных трубопроводов до городов и других населенных пунктов, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от диаметра трубопровода, степени ответственности объекта и его протяженности, рельефа местности, вида и свойств перекачиваемых СУГ, в том числе температуры кипения, с целью обеспечения безопасности этих объектов, но не менее значений, указанных в табл. 20\*.

Таблица 20\*

Объекты, здания и сооружения	Минимальное расстояние, м, до оси трубопроводов условным диаметром, мм		
	до 150 включ.	св. 150 до 300 включ.	св. 300 до 400 включ.
1	2	3	4
1. Города и поселения городского типа	2000	3000	5000
2. Сельские поселения, коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи и открытые стоянки (более 20 автомобилей), отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, вокзалы и т.д.), жилые 2-этажные здания и выше-	1000	2000	3000
железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I-IV классов	1000	2000	3000
железные дороги общей сети и автомобильные дороги общего пользования I категории	1000	2000	3000
мосты железных дорог общей сети, автомобильных дорог общего пользования I и II категорий	1000	2000	3000
склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения более 1000 м <sup>3</sup>	1000	2000	3000
автозаправочные станции, наливные станции и железнодорожные эстакады	1000	2000	3000
мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи РФ и других ведомств	1000	2000	3000
телевизионные башни, территории НС, КС и НПС магистральных трубопроводов	1000	2000	3000

Продолжение табл. 20\*

1	2	3	4
открытые распределительные устройства напряжением 35, 110, 220 кВ электроподстанций других потребителей	1000	2000	3000
3. Отдельно стоящие жилые дома до двух этажей, кладбища (действующие), сельскохозяйственные фермы, полевые станы	300	500	800
реки с шириной зеркала в межень 25 м и более, судоходные реки, каналы, озера и другие водоемы, имеющие питьевое и рыбохозяйственное значение	300	500	800
очистные сооружения, водопроводные и канализационные насосные станции с постоянным присутствием обслуживающего персонала	300	500	800
автомобильные дороги общего пользования II, III категорий	300	500	800
мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог общего пользования III категории и автомобильных дорог IV, V категорий с пролетом свыше 20 м	300	500	800
4. Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий	150	200	300
территории промежуточных НС данного трубопровода	150	200	300
отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, пункты обогрева ремонтных бригад, вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, мачты (башни) и сооружения технологической связи трубопроводов (кроме мачт, указанных в п. 8 настоящей таблицы), гаражи и открытые стоянки (не менее 20 автомобилей)	150	200	300
5. Устья нефтяных, газовых и артезианских скважин, находящихся в процессе бурения и эксплуатации	75	100	150
6. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых с применением при добыче взрывных работ, склады сжиженных газов	По согласованию с органами Государственного надзора и заинтересованными организациями		
7. Воздушные линии электропередачи высокового напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод, в том числе в стесненных условиях трассы, опоры воздушных	В соответствии с требованиями ПУЭ Минтопэнерго РФ и разд. 5 настоящих норм		

Окончание табл. 20\*

1	2	3	4
линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом			
8. Мачты малоканальной необслуживаемой радиосвязи трубопроводов	15	15	15
9. Вдоль трассовый проезд	15	15	15

**Примечания:** 1. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается сокращение указанных в поз. 1, 2 расстояний при условии выполнения следующих технических решений:

прокладки трубопровода по типу "труба к трубе" — не более чем на 50%;  
уменьшения нормативного расстояния между запорной арматурой в два раза (до 5 км) — не более чем на 20%, в 4 раза — не более чем на 30%;  
содержания в перекачиваемых СУГ менее 10% пропановых и других низкотемпературных фракций — не более чем на 50%. Во всех перечисленных случаях должны быть предусмотрены средства автоматизированного отключения этих участков трубопроводов при появлении утечек, а также не реже одного раза в два года их диагностирование неразрушающими методами контроля.

Коэффициент надежности по назначению этих участков трубопроводов допускается принимать равным 1,1, а коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления — 1,15.

2. На болотах III типа допускается сокращение расстояний до 5 м по п. 9 с учетом совместной прокладки в одной насыпи труб и кабеля связи.

3. Минимальные расстояния от оси трубопроводов до зданий и сооружений при наземной прокладке должны приниматься с коэффициентами: 1 — для поз. 1, 2 и 5; 1,5 — для поз. 4.

При наземной прокладке сокращение минимальных расстояний допускается принимать таким же как и для подземной (п. 1).

4. Трубопроводы СУГ должны располагаться за пределами границ поверхностей взлета и заходов на посадку к аэродромам.

5. Примечания 1-3 табл. 4 распространяются на данную таблицу.

6. При расположении участков трубопроводов на местности, рельеф которой за счет уклона к трубопроводу, наличия естественных препятствий исключает возможность распространения СУГ и взрывной волны в сторону указанных в таблице объектов, расстояние от оси трубопровода до них может быть сокращено не более чем до 50%.

7. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается увеличение диаметра трубопроводов более 400 мм при условии прокладки в малонаселенной местности или при протяженности их до 100 км. При этом расстояния до объектов и сооружений должны быть обоснованы расчетом и не менее приведенных в табл. 20\*.

8. При проектировании пересечений новых или реконструируемых автомобильных дорог общего пользования с действующими трубопроводами необходимо предусматривать обустройство пересекаемых трубопроводов в соответствии с требованиями п. 12.2\*.

12.4\*. Глубину заложения трубопровода до верха трубы следует принимать не менее 1,5 м.

12.5. В случае одновременного строительства нескольких трубопроводов диаметром до 150 мм включ. допускается их укладка в одной

траншее на расстоянии не менее 0,5 м друг от друга. При этом расстояние между объектом и ближайшим к нему трубопроводом устанавливается как для трубопровода диаметром 150 мм.

12.6\*. Участки трубопроводов, прокладываемые на местности, расположенной на одинаковых отметках или выше населенных пунктов, зданий и сооружений, указанных в поз. 1-4 табл. 20\*, относятся к категории В в пределах проекции объекта на трубопровод и примыкающих к проекции с обеих сторон участков длиной, равной соответствующим минимальным расстояниям, указанным в табл. 20\*.

Вдоль этих участков должны предусматриваться канавы для отвода СУГ в безопасное место в случае разлива, если отсутствуют естественные преграды.

12.18\*. Насосные станции, размещенные на расстоянии менее 2000 м от зданий и сооружений, должны располагаться на более низких отметках по отношению к этим объектам.

12.19. Головные насосные станции следует располагать, как правило, на площадках заводов-поставщиков, используя емкости, системы энерго- и водоснабжения и другие вспомогательные службы этих предприятий.

12.20. Промежуточные насосные станции должны располагаться на специально отведенных территориях с учетом требований норм технологического проектирования. Размещать насосные станции перед переходами через реки с шириной в межень свыше 200 м не допускается.

12.21\*. Минимальное расстояние от насосной станции до населенных пунктов, отдельных зданий и сооружений следует принимать по табл. 20\* как для трубопровода, к которому относится насосная станция.

12.23. Факел для сжигания газов при продувке резервуаров, насосов и трубопроводов насосной станции должен иметь высоту не менее 10 м и располагаться от ближайшего здания, сооружения, машины или аппарата насосной станции на расстоянии, устанавливаемом исходя из допустимого воздействия теплового потока на эти объекты, но не менее 60 м.

12.24. Трубопроводы насосных станций в пределах промышленных площадок следует прокладывать надземно на отдельно стоящих опорах или эстакадах. При этом всасывающие трубопроводы необходимо прокладывать с уклоном к насосам, а нагнетательные — от насосов. На трубопроводах не должно быть изгибов в вертикальной плоскости, препятствующих свободному стоку продукта.

# СНиП 2.05.13-90. НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДЫ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ДРУГИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Взамен СНиП 2.05.13-83  
Извлечения

Настоящие нормы распространяются на проектирование новых, реконструкцию и техническое перевооружение действующих нефтепродуктопроводов диаметром до 200 мм включ. с рабочим давлением не более 2,5 МПа, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов и предназначенных для транспортирования нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, керосина, печного топлива, топлива для реактивных двигателей, мазута) от предприятий поставщика<sup>1</sup> до предприятий потребителя<sup>2</sup>, расположенных в этих городах или других населенных пунктах.

Нормы также распространяются на реконструируемые и технически перевооружаемые существующие нефтепродуктопроводы диаметром до 500 мм включ. и давлением 2,5 МПа, расположенные за пределами селитебной территории городов и других населенных пунктов.

Данные нормы не распространяются на проектирование нефтепродуктопроводов:

для транспортирования нефтепродуктов, имеющих при температуре 20°С давление насыщенных паров выше 93,1 кПа (700 мм рт. ст.);

прокладываемых в районах с сейсмичностью выше 8 баллов, вечномёрзлых грунтах и горных выработках.

Транзитная прокладка нефтепродуктопроводов через территории городов и других населенных пунктов не допускается.

Границами нефтепродуктопроводов, на которые распространя-

ются требования настоящих норм, следует считать:

запорно-регулирующую арматуру, устанавливаемую на трубопроводе от границы перспективной застройки городов или других населенных пунктов на расстоянии не менее 200 м;

входную (выходную) запорную или запорно-регулирующую арматуру, устанавливаемую в пределах существующей территории или охранной зоны предприятия поставщика или потребителя нефтепродуктов.

<sup>1</sup> Поставщик — предприятия, организации, поставляющие (транспортирующие) нефтепродукты.

<sup>2</sup> Потребитель — предприятия, организации, потребляющие или распределяющие нефтепродукты.

В состав нефтепродуктопроводов входят:

собственно трубопровод с запорной, запорно-регулирующей и предохранительной арматурой и линейными сооружениями;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

кабельные линии технологической связи;

устройства электроснабжения и дистанционного управления запорно-регулирующей арматурой и установками электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

узлы оперативного учета количества транспортируемых нефтепродуктов с дистанционной передачей показаний;

противоэрозийные и защитные сооружения трубопроводов;

указательные и предупредительные знаки.

## 1. Общие положения

1.1. При проектировании нефтепродуктопроводов (в дальнейшем, за исключением особо оговоренных случаев, — трубопроводов) кроме требований настоящих норм следует руководствоваться СНиП 2.05.06-85, а также другими нормативными документами, утвержденными или согласованными в Госстроем СССР в части требований, предъявляемых к магистральным нефтепродуктопроводам и не противоречащих данным нормам.

1.2. Проектирование трубопроводов, сооружаемых на территории предприятия поставщика или потребителя нефтепродуктов, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП II-106-79, СНиП II-89-80, СН 527-80 и других нормативных документов, утвержденных или согласованных с Госстроем СССР.

1.3. Конструктивные решения, обеспечивающие надежность и безаварийность трубопровода, должны исключать необходимость строительства вдоль трубопровода защитных сооружений по сбору разливаемого нефтепродукта (амбаров, сборников, канав и т. п.).

## 2. Классификация трубопроводов

2.1. Трубопроводы в зависимости от их диаметра подразделяются на два класса:

I класс — при условном диаметре свыше — 200 мм до 500 мм включ.;

II класс — при условном диаметре 200 мм и менее.

## 3. Трасса трубопроводов

3.1. При выборе трассы трубопровода следует исходить из необходимости обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродуктов в здания, сооружения, грунт и водоемы, применения наиболее эффективных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных машин к любому участку трубопровода для проведения требуемых работ.

3.2. Трассы трубопроводов следует прокладывать, как правило, вне зоны селитебной территории городов и других населенных пунктов, преимущественно в пределах промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зон предприятий и по другим территориям, свободным от жилой застройки.

В зоне селитебной территории поселения допускается прокладка трубопроводов при условии, что рабочее давление не должно превышать 1,2 МПа, а участок трубопровода следует укладывать в защитном кожухе<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Защитный кожух — наружная стальная труба на участках прокладки трубопровода по типу "труба в трубе" и соответствующая по прочности и герметичности требованиям, предъявляемым к рабочему трубопроводу.

3.3. Трубопроводы I класса допускается прокладывать только в промышленных, коммунально-складских и санитарно-защитных зонах территорий городов и других населенных пунктов, а там, где зоны не выделены, — вне жилой застройки.

3.4. Прокладку трубопроводов следует предусматривать подземной с минимальным числом пересечений инженерными коммуникациями и дорогами. Не допускается прокладка трубопроводов на опорах, эстакадах, а также в каналах и тоннелях.

3.5. Расстояния от трубопроводов до зданий, сооружений и инженерных сетей следует принимать в зависимости от условий прохождения трассы (плотности застройки, значимости зданий и сооружений, рельефа местности, сохранности трубопровода и пр.) и необходимости обеспе-

чения безопасности, но не менее значений, указанных в табл. 2.

Таблица 2

Здания и сооружения	Минимальные расстояния по горизонтали в свету, м
1. Общественные здания и сооружения; жилые здания в три этажа и более	50
2. Жилые здания в один и два этажа, автозаправочные станции; электроподстанции; кладбища; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи; телевизионные башни; теплицы; склады различного назначения	20
3. Территории промышленных и сельскохозяйственных (фермы, тока, загоны для скота, силосные ямы) предприятий; дачи; садовые домики; индивидуальные гаражи при числе боксов свыше 20; путепроводы железных и автомобильных дорог; канализационные сооружения	15
4. Железные дороги общей сети и автодороги I, II, III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; индивидуальные гаражи при числе боксов менее 20	10
5. Железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги IV и V категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	5
6. Мосты железных и автомобильных дорог с пролетом свыше 20 м (при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению)	75
7. Водопроводные насосные станции; устья артезианских скважин; очистные сооружения водопроводных сетей	30
8. Воздушные линии электропередачи, параллельно которым прокладывается трубопровод; опоры воздушных линий электропередачи при пересечении ими трубопроводов; силовые кабели	В соответствии с требованиями ПУЭ утвержденных Минэнерго СССР
9. Инженерные сети (существующие), параллельно которым прокладывается трубопровод: водопровод, канализация, теплопроводы, кабели связи)	5
газопроводы, нефтепроводы, нефтепродуктопроводы	2,8

**Примечания:** 1. Расстояния, указанные в табл. 2, следует принимать: для жилых и общественных зданий и сооружений, дач, садовых домиков, индивидуальных гаражей, отдельных промышленных предприятий, сооружений водопровода и канализации, артезианских скважин — от границ, отведенных им территорий с учетом их разрабатывания; для железных и автомобильных дорог всех категорий — от подошвы насыпи земляного полотна или бортового камня; для всех мостов — от подошвы конусов.

2. При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается сокращать приведенные в поз. 2 и 3 (кроме жилых зданий) расстояния от трубопровода

не более чем на 30%, при условии, что трубопровод I класса следует прокладывать в защитном кожухе концы которого выводятся на 20 м за пределы проекции защищаемой застройки на трубопровод, а трубопровод II класса — при условии отнесения его к I классу.

3. Допускается прокладка трубопроводов II класса на расстоянии не менее 30 м от общественных и жилых зданий, приведенных в поз. 1, при условии укладки их в местах приближения (от 50 до 30 м) в защитном кожухе.

#### 4. Конструктивные требования к трубопроводам

4.6. Глубину заложения трубопроводов следует принимать не менее 1,2 м до верха трубы или защитного кожуха (футляра)<sup>1</sup>; в пучинистых грунтах — не менее глубины промерзания грунта.

<sup>1</sup> Защитный футляр — наружная стальная труба, укладываемая на участках пересечения трубопроводом транспортных и инженерных сетей, предназначенная для предохранения трубопровода и пересекаемых сооружений от внешних нагрузок и воздействий. Толщина стенки защитного футляра определяется в зависимости от усилий, воспринимаемых трубой при прокладке, статической нагрузки (веса грунта) и динамической нагрузки от подвижного состава и транспорта или по рекомендациям справочной литературы для трубопроводного строительства.

4.7. Допускается прокладывать в одной траншее два и более трубопроводов при условии, что суммарное значение их не должно превышать 0,2 м<sup>2</sup>.

4.8. При прокладке в одной траншее одновременно двух и более трубопроводов расстояния между ними в свету должны быть для труб условным диаметром:

- до 180 мм включ. — не менее 0,4 м;
- 200 мм и более — не менее 0,8 м.

4.11. Расстояния по вертикали в свету при пересечении трубопровода с газопроводами и другими подземными сетями следует принимать не менее 0,35 м, с электрическими кабелями — в соответствии с ПУЭ, утвержденными Минэнерго СССР, с кабельными линиями связи, радиотрансляционными сетями — в соответствии с ВСН 116-87, утвержденными Минсвязи СССР.

При размещении трубопровода выше водовода его следует предусматривать в защитном футляре, концы которого должны выводиться на расстояние не менее 10 м в каждую сторону от оси пересечения.

В местах пересечения инженерных сетей, проложенных в каналах или коллекторах, трубопровод следует прокладывать не менее чем на 0,4 м ниже этих сооружений в защитном футляре, концы которого должны быть выведены на расстояние не менее 5 м в каждую сторону от наружных стенок пересекаемых сооружений.

4.12. Пересечения трубопроводов с железными и автомобильными

дорогами, трамвайными путями, а также улицами и проездами независимо от типа их покрытия следует предусматривать в защитных футлярах, как правило, под углом 90°.

Концы защитных футляров следует выводить на расстояния, м, не менее:

- водоотводного сооружения железнодорожного полотна — 3;
- крайнего рельса трамвайного пути, края проезжей части автомобильных дорог, улиц, проездов — 8;
- крайнего рельса железнодорожного пути — 10.

Концы защитных футляров с обеих сторон следует герметизировать металлическими заглушками.

4.13. Минимальную глубину укладки трубопровода под железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами до верха защитного футляра следует принимать, м:

- под железнодорожными и трамвайными путями от подошвы рельса в выемках и на нулевых отметках и от подошвы насыпи (при ее наличии) — 2,
- под железными дорогами общей сети при производстве работ методом прокола — 2,5;
- под автомобильными дорогами от подошвы насыпи — 1,4.

Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети на расстоянии 50 м в обе стороны от места пересечения, должно быть не менее 2 м до верхней образующей трубопровода.

4.15. Диаметр защитного кожуха или футляра определяется из условия производства работ, конструкции перехода, а также исключения контакта с трубопроводом и должен быть не менее чем на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

**Примечание:** При прокладке трубопровода в защитном кожухе устройство дополнительного защитного футляра при пересечении с транспортными и инженерными сетями не требуется.

4.16. При прокладке трубопровода в песчаных и других легко дренирующих грунтах необходимо предусматривать мероприятия, исключающие распространение нефтепродукта в этих грунтах в случае его утечки (глиняные ложа по полиэтиленовой пленке и т. п.).

4.19. Запорную арматуру на трубопроводах следует размещать: на расстоянии 200 м за перспективной проектной границей населенного пункта (независимо от направления перекачки нефтепродукта);

- на обоих берегах водных преград;
- на границах квартальной жилой застройки или микрорайонов населенного пункта, но не более чем через 500 м;
- на обеих сторонах переходов через железные дороги общей сети;

на входе и выходе с территории предприятия поставщика или потребителя.

В остальных случаях размещение запорной арматуры определяется проектом в зависимости от рельефа местности и окружающей застройки, но на расстоянии не более 1 км одна от другой.

4.20. С обеих сторон запорной арматуры должна быть предусмотрена установка приборов для измерения давления.

4.21. Запорную и регулирующую арматуру, а также секционирующие фланцевые соединения защитного кожуха необходимо размещать в колодцах, конструкция и материал которых должны исключать поступление в них воды. В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей люки колодцев следует предусматривать выше уровня земли.

В колодцах строительным объемом более 20 м<sup>3</sup> следует предусматривать вентиляцию с естественным побуждением.

В местах прохода трубопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляр, концы которого уплотняются эластичным материалом.

4.23. На переходах трубопроводов через водные преграды запорную арматуру следует размещать на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ при 5%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода, а на горных реках — не ниже отметок ГВВ при 2%-ной обеспеченности.

4.24. Запорную арматуру, устанавливаемую на трубопроводе, согласно п. 4.10, следует предусматривать с электрическим приводом местного, дистанционного а также автоматического управления в случае падения давления ниже установленного. Управление запорной арматурой осуществляется из операторской предприятия поставщика или районного диспетчерского пункта трубопровода.

4.25. В начале трубопровода в дополнение к основной (рабочей) запорной арматуре следует предусматривать резервную, закрытие которой должно осуществляться автоматически при достижении значений максимального и минимального давления в трубопроводе.

4.26. Трубопроводы I класса, а также трубопроводы, прокладываемые на селитебной территории поселения, расположенные ближе 75 м от общественных зданий и сооружений, должны иметь в начале трассы устройства, автоматически отключающие трубопровод при исчезновении напряжения в основной силовой сети электроснабжения запорной арматуры.

4.27. Для защиты трубопровода от повышения в нем давления сверх рабочего в начале трубопровода следует предусматривать установку автоматического регулятора давления по принципу исполнения "после себя", а на предприятии потребителя — предохранительных клапанов, рассчитанных на давление, принятое на этом предприятии. Сброс

нефтепродукта от этих клапанов следует предусматривать в специальные резервуары, вместимость и число которых определяются согласно ВНТП 3-90.

4.28. В начале трубопровода, как правило следует устанавливать узел оперативного учета количества транспортируемых нефтепродуктов, а в конце — узел коммерческого учета. Показания от этих узлов должны передаваться дистанционно или по системе телемеханики в операторскую или на диспетчерский пункт предприятия поставщика. При расхождении показаний количества транспортируемого нефтепродукта в узлах учета в начале трубопровода должна автоматически срабатывать запорная арматура, отключающая трубопровод.

4.29. При удалении предприятия поставщика или узла врезки трубопровода (отвода) в магистральный нефтепродуктопровод от границы населенного пункта на расстояние до 2 км допускается не предусматривать установку запорной арматуры у границы населенных пунктов, а также автоматических регуляторов давления и узлов учета количества транспортируемых нефтепродуктов. В этом случае их следует предусматривать на выходе трубопровода с предприятия или в узле врезки трубопровода (отвода) в магистральный трубопровод.

4.32. Строительные конструкции сооружений на трубопроводе надлежит принимать не ниже II степени огнестойкости.

4.34. Для связи с диспетчером на трассе трубопровода следует устанавливать стационарные переговорные устройства или розетки для подключения переносных устройств.

Кабельные линии технологической связи необходимо предусматривать, как правило, с левой стороны трубопровода по ходу движения нефтепродукта на расстоянии не менее 6 м от оси трубопровода.

4.35. Приемники электрической энергии трубопровода в части обеспечения надежности электроснабжения следует относить ко II категории.

## **7. Охрана окружающей среды**

7.1. Прием в эксплуатацию трубопроводов без выполнения всех предусмотренных проектом и обусловленных согласующими организациями мероприятия, обеспечивающих пожарную, экологическую и санитарную надежность, не допускается.

# СНиП 34-02-99. ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА, НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ИХ ПЕРЕРАБОТКИ

Взамен СНиП 2.11.04-85  
Извлечения

## 1 Область применения

Настоящие нормы и правила распространяются на проектирование и строительство подземных хранилищ газа, нефти, газового конденсата и продуктов их переработки (далее — подземные хранилища) с резервуарами, сооружаемыми в каменной соли и других горных породах.

## 3 Общие положения

3.1 В состав подземных хранилищ входят:

подземные сооружения, включающие подземные резервуары, вскрывающие и вспомогательные горные выработки, буровые скважины и подземные рассолохранилища;

наземные сооружения, включающие здания и сооружения, внутриплощадочные сети, наземные рассолохранилища.

3.2 В качестве подземных резервуаров используются горные выработки (выработки-емкости), оборудованные для приема, хранения и выдачи продукта. Наряду со специально сооружаемыми выработками допускается использовать выработки, образовавшиеся при добыче полезного ископаемого, после проведения их специального обследования и обустройства.

3.3 При размещении подземного хранилища на границе предприятия по добыче полезного ископаемого следует предусматривать барьерные целики, обеспечивающие прочность и герметичность подземных и наземных сооружений хранилища. Размеры барьерных целиков следует определять расчетом в соответствии с требованиями СНиП 2.01.09.

3.4 Здания и наземные сооружения (наземные резервуары и оборудование, железнодорожные и сливноналивные эстакады, причалы и пирсы, расфасовочные и раздаточные пункты, насосные и компрессорные станции, объекты осушки и очистки газа, административно-хозяйственные здания и помещения и др.), инженерные системы (противопожарный водопровод, факелы и свечи, установки пожаротушения, системы обнаружения и тушения пожаров, канализации, электроснабжения, связи, сигнализации и др.), а также благоустройство территории хранилищ (дорог, подъездов, проездов и др.) следует проектировать в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

3.5 При проектировании мероприятий по противопожарной безопасности и при строительстве объектов необходимо руководствоваться противопожарными требованиями всех действующих норм и правил, относящихся к объекту и утвержденных в установленном порядке.

3.6 Проектом должен предусматриваться комплекс мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность хранилищ, зданий и сооружений на его территории и включающий устройства:

кольцевой сети противопожарного водопровода с расходом воды на пожаротушение, определяемый расчетом, но не менее 200 л/с, с установкой пожарных гидрантов с интервалом 10 м друг от друга;

связи и оповещения;

контроля газопаровоздушной среды;

автоматизации процесса хранения углеводородов;

автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации.

3.7 Насосные, компрессорные и другие помещения, в которых может образовываться взрывоопасная концентрация паров, следует оборудовать сигнализаторами взрывоопасных концентраций, срабатывающими при достижении концентрации паров газа в воздухе не более 20% нижнего предела воспламеняемости.

3.8 Для подземных хранилищ следует предусматривать следующие виды связи и сигнализации:

административно-хозяйственную телевизионную или телефонную связь;

прямую связь диспетчера хранилищ с железнодорожным узлом и водным причалом;

громкоговорящую производственную связь из операторной хранилищ;

пожарную и охранную сигнализацию;

радиофикацию.

3.9 Система оповещения людей о пожаре должна отвечать требова-

ниям НПБ 104.

3.10 Во взрывоопасных помещениях и сооружениях подземных хранилищ следует предусматривать аварийное освещение, а у оголовков эксплуатационных колодцев и скважин — рабочее освещение, оборудованное светильниками в противозврывоопасном исполнении.

3.11 Категории электроприемников подземных хранилищ в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует принимать:

для хранилищ нефти и нефтепродуктов — согласно требованиям СНиП 2.11.03;

для хранилищ СУГ (противопожарных и продуктовых насосных станций) — первой категории.

3.12 Молниезащиту наземных зданий и сооружений подземных хранилищ следует проектировать в соответствии с требованиями РД 34.21.122 и Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

3.13 Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна автоматически отключать отдельные звенья технологического комплекса в случае утечки продукта или понижения давления в трубопроводах.

3.14 Крепь вскрывающих выработок и герметичные перемычки шахтных резервуаров по показателям пожарной опасности должны отвечать требованиям, предъявляемым к сооружениям I степени огнестойкости по СНиП 21-01.

3.15 Рекомендуемые правила проектирования и строительства подземных хранилищ изложены в СП 34-106.

## 4 Классификация

4.1 Подземные хранилища подразделяются по виду хранимого топлива на хранилища:

- природного газа и гелия (далее — газа);
- сжиженных углеводородных газов, этана, этилена, нестабильного газового конденсата (далее — СУГ);
- нефти, нефтепродуктов, стабильного газового конденсата (далее — нефти и нефтепродуктов).

## 5 Генеральный план

5.1 Выбор площадки размещения хранилища, основные планировочные решения, ситуационный план размещения зданий и сооружений, инженерных сетей и др. Необходимо производить в соответствии с требованиями природоохранных законов и нормативных актов Российской

Федерации, СНиП II-89, СНиП 2.09.04, СНиП III-10 и других нормативных документов.

5.2 Подземные хранилища следует располагать на обособленной площадке вне территории городов и других поселений за пределами II пояса зон санитарной охраны действующих и проектируемых подземных и поверхностных источников водоснабжения с учетом перспектив их развития в соответствии с СанПиН 2.1.4.027.

Не допускается размещение зданий и сооружений, не относящихся к хранилищу, в пределах горного отвода этих хранилищ.

5.3 Минимальные расстояния от устьев эксплуатируемых скважин, шахтных стволов, эксплуатационных шурфов подземных резервуаров всех типов до различных зданий и сооружений следует принимать:

а) при хранении нефти и нефтепродуктов:

для объектов, не относящихся к хранилищу, — по таблице 2;

для объектов, входящих в состав хранилища, — в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03;

б) при хранении СУГ и газа:

для объектов, не относящихся к хранилищу, — по таблице 3;

для объектов, входящих в состав хранилища, — по таблице 4.

Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища

Таблица 2 — Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин, стволов и шурфов подземных резервуаров до зданий и сооружений, не входящих в состав хранилища нефти и нефтепродуктов

Здания и сооружения	Расстояние, м	
	от устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли	от устьев стволов, шурфов и скважин шахтных резервуаров в породах с положительной температурой и в вечномерзлых породах
Общественные здания и сооружения	250	200
Здания и сооружения соседних предприятий	150	100
Лесные массивы:		
а) хвойных пород	100	100
б) лиственных пород	20	20
Железные дороги:		
а) станции	200	150
б) разьезды и платформы	100	80
в) перегоны	75	60
Автомодороги:		
а) I-II категории	100	75
б) IV и V категории	50	40
Склады лесных материалов, торфа, сена, волокнистых веществ, соломы, а также участки открытого залегания торфа	125	100
Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ	

Таблица 3 — Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин и стволов подземных резервуаров до зданий и сооружений, не входящих в состав хранилища газа и СУГ

Здания и сооружения	Расстояние, м		
	от устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли	от устьев стволов и скважин шахтных резервуаров	
		для газа	для СУГ
Общественные здания и сооружения	300	500	375
Здания и сооружения соседних предприятий	200	250	200
Лесные массивы:			
а) хвойных пород	50	100	75
б) лиственных пород	20	30	25
Железные дороги:			
а) станции	300	500	375
б) разьезды и платформы	100	100	75
в) перегоны	40	80	60
Автомобильные дороги:			
а) I-II категории	60	60	50
б) IV и V категории	25	50	40
Склады лесных материалов, торфа, сена, волокнистых веществ, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	100	100
Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ		

**Примечания:** 1. Расстояния от стволов и скважин шахтных резервуаров необходимо отсчитывать от их центральных осей. 2. Расстояние от устьев эксплуатационной скважины бесшахтных резервуаров в каменной соли следует отсчитывать от внутренней поверхности гребня обвалования вокруг оголовка скважины.

ща должны обеспечивать при эксплуатации:

возможность обслуживания наземных и подземных объектов; эвакуацию персонала.

Расстояние между устьями соседних скважин бесшахтных резервуаров должно определяться расчетом, но быть не менее 15 м.

5.4 Вокруг устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли при хранении нефти, нефтепродуктов и СУГ следует предусматривать обвалование.

Вместимость пространства внутри обвалования определяется расчетом по величине возможного аварийного выброса продукта.

5.5 Площадка, на которой предусматривается размещение подземных резервуаров в вечномерзлых породах, должна быть надежно защищена от временных поверхностных водотоков искусственными сооружениями (обвалования, водоотводы).

5.6 Устья эксплуатационных скважин, стволов и шурфов подземных резервуаров должны иметь продуваемое ограждение из негорючих материалов (решетки, сетки) высотой не менее 2 м. Размер ограждаемого

Таблица 4 — Минимальные расстояния от устьев эксплуатационных скважин и стволов подземных резервуаров до зданий и сооружений, входящих в состав хранилища газа и СУГ

Здания и сооружения	Расстояние, м		
	от устьев скважин бесшахтных резервуаров в каменной соли	от устьев стволов и скважин шахтных резервуаров	
		для газа	для СУГ
Сливоналивные причалы	50	100	75
Железнодорожные сливоналивные эстакады, складские здания для нефтепродуктов в таре	20	40	30
Сливоналивные устройства для автоцистерн, продуктовые насосные станции, компрессорные, канализационные насосные станции производственных сточных вод, разливные, расфасовочные и раздаточные, установки для испарения и смешения газов	20	40	30
Водопроводные и противопожарные насосные станции, пожарное депо и посты, противопожарные водоемы (до люка резервуара или места забора воды из водоема)	40	40	30
Здания и сооружения I и II степеней огнестойкости с применением открытого огня	50	60	50
Прочие здания и сооружения	40	40	40
Рассолохранилища (открытые)	40	40	—
Ограждение резервуара	15	15	15
Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ		

Примечания 1 и 2 к табл. 3 распространяются и на данную таблицу.

участка следует назначать из условия возможности проведения профилактических и ремонтных работ.

Ограждение устьев скважин бесшахтных резервуаров допускается размещать как внутри обвалованной площадки, так и вне ее.

5.7 Расстояние от трубы свечи до любых зданий и сооружений, кроме подводящих трубопроводов, следует принимать не менее 100 м. Высота свечи определяется расчетом.

5.8 Для площадок подземных хранилищ (независимо от их вместимости) следует предусматривать два выезда на автомобильные дороги общей сети или на подъездные пути. Расстояния между зданиями и сооружениями подземного хранилища должны обеспечивать возможность подъездов пожарной техники непосредственно к устьям скважин, стволам и шурфам подземных хранилищ.

5.9 Необходимость размещения пожарного депо, количество

пожарных автомобилей в нем, порядок санитарного обслуживания принимается в соответствии с требованиями СНиП II-89, НПБ 101 и НПБ 201 и согласовывается с местными органами пожарного и санитарного надзора.

## **8 Эксплуатационные требования**

8.1 Подземные и наземные сооружения, оборудование основного и вспомогательного назначения, внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации должны обеспечивать надежное и безопасное выполнение технологических операций по приему, хранению и выдаче продуктов в соответствии с заданными режимами эксплуатации.

8.2 Подземные резервуары, входящие в состав хранилища, должны быть герметичными, а их выработки-емкости — устойчивыми на весь период эксплуатации.

8.4 Подземные хранилища должны быть оборудованы централизованными системами контроля и управления технологическими процессами эксплуатации.

8.5 Система контроля подземных резервуаров всех типов должна предусматривать измерение следующих эксплуатационных параметров: количества поступающего и выдаваемого продукта; давления и температуры в линии закачки - отбора продукта; качества продукта.

Дополнительно в бесшахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- устьевого давления и температуры продукта;
- давления, температуры, расхода, плотности и химсостава рассола в линии закачки — отбора;
- уровня границы раздела фаз в выработке-емкости;
- формы и размеров выработки-емкости.

Дополнительно в шахтных резервуарах должен осуществляться контроль следующих параметров:

- давления и температуры продукта в резервуаре;
- уровня продукта;
- уровня границы раздела "продукт-вода" и давления в герметичных перемычках (в породах с положительной температурой);
- температуры вмещающих пород, герметичных перемычек и закрепного пространства эксплуатационных скважин и шурфов (в вечномерзлых породах).

## **Бесшахтные резервуары в каменной соли**

8.8 Коэффициент использования вместимости резервуара при хранении жидких углеводородов следует принимать не более следующих значений:

а) при наличии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака внешней колонны):

для нефти и нефтепродуктов — 0,985;

для СУГ — 0,95;

б) при отсутствии внешней подвешной колонны (в долях вместимости подземного резервуара выше башмака центральной подвешной колонны):

для нефти и нефтепродуктов — 0,95;

для СУГ — 0,9.

8.9 При эксплуатации подземных резервуаров по рассольной схеме для вытеснения СУГ, нефти и нефтепродуктов следует применять, как правило, концентрированный рассол.

## **Шахтные резервуары в породах с положительной температурой**

8.12 В проектной документации следует предусматривать возможность смены насосов в процессе их эксплуатации, а также следует предусматривать систему очистки подтоварной воды, откачиваемой из выработок при эксплуатации резервуаров.

8.13 При проектировании резервуаров для нефти и нефтепродуктов допускается предусматривать системы эксплуатации с постоянным и переменным уровнем подтоварной воды. При проектировании системы эксплуатации с переменным уровнем следует предусматривать одновременную работу водяных и продуктовых насосов с равной производительностью.

8.14 Коэффициент использования вместимости резервуара для нефти и нефтепродуктов следует принимать не более 0,97, для СУГ — не более 0,9.

## **9 Основные требования к проектированию и строительству**

9.1 Подземные хранилища проектируются на основании задания на проектирование, разработанного и выдаваемого заказчиком хранилища в соответствии с обоснованием инвестиций в строительство.

Строительство подземных хранилищ производится на основании проектной документации и проекта производства работ.

9.2 Техническое задание на проектирование должно содержать следующие сведения:

- место размещения хранилища;
- наименование подлежащих хранению продуктов, их физико-химические свойства;
- содержание в подлежащих хранению продуктах токсичных и агрессивных веществ;
- общие потребные объемы хранения по отдельным продуктам;
- производительность закачки и выдачи продуктов;
- сроки проектирования и строительства подземных хранилищ;
- способ доставки и отгрузки продуктов для хранилищ СУГ, нефти и нефтепродуктов.

9.27 В хранилищах, предназначенных для одновременного хранения нескольких видов продуктов, следует предусматривать специальную околоствольную (коллекторную) выработку.

9.29 На период эксплуатации шахтных резервуаров выработки и эксплуатационные скважины должны быть оборудованы трубопроводами для отбора и закачки продукта хранения, воды, выхода паровой фазы нефти и нефтепродуктов при "больших дыханиях" в процессе заполнения хранилища.

9.30 Для аварийного подъема людей при использовании эксплуатационных, вентиляционных или специальных скважин диаметр их должен определяться с учетом габаритов спасательной подъемной лестницы (или другого аналогичного устройства), но не менее 0,6 м в свету.

9.31 Для изоляции выработок-емкостей друг от друга или от внешней среды следует предусматривать герметичные перемычки. Перемычки должны:

- выдерживать давление, создаваемое хранимым продуктом;
- быть непроницаемыми для хранимых продуктов, в том числе и в местах контакта с вмещающими породами;
- обеспечивать пропуск необходимых технологических трубопроводов и коммуникаций;
- сооружаться из материалов, не подвергающихся агрессивному воздействию со стороны хранимых продуктов и не оказывающих влияния на их товарные качества.

9.32 Для отбора хранимых продуктов и воды из шахтных резервуаров следует предусматривать подземные насосные станции или погружные насосы.

Подземные насосные станции, как правило, следует размещать в

специальных камерах.

В резервуарах на один вид продукта насосные станции допускается размещать непосредственно во вскрывающих выработках.

Погружные насосы следует располагать непосредственно в стволах или эксплуатационных скважинах, пробуренных с поверхности земли в заборные зумпфы выработок-емкостей,

### **Шахтные резервуары в вечномерзлых породах**

9.33 В шахтном резервуаре следует предусматривать хранение, как правило, продукта одного вида. При необходимости хранения в резервуаре нескольких видов продуктов следует предусматривать возведение герметичных перемычек и объемно-планировочные решения, исключающие смешивание продуктов.

9.34 В качестве вскрывающей выработки следует предусматривать, как правило, один наклонный ствол. Допускается осуществлять вскрытие вертикальным стволом.

9.36 Внутренняя поверхность выработок-емкостей, как правило, должна иметь ледяную облицовку толщиной не менее 0,05 м.

9.37 Эксплуатационные скважины для приема продукта следует оборудовать устройствами, исключающими тепловое и гидравлическое разрушение породы в месте слива.

Допускается использовать в качестве эксплуатационных вентиляционные скважины периода строительства резервуара.

9.38 Эксплуатационные скважины для приема продукта с положительной температурой следует оборудовать двумя колоннами труб, в межтрубном пространстве которых следует предусматривать теплоизоляцию. Толщину теплоизоляции следует определять по условию недопущения оттайки пород на контакте с внешней колонной.

9.39 Для размещения насосного оборудования и уровнемеров следует предусматривать эксплуатационный шурф или скважину диаметром не менее 500 мм.

9.40 Эксплуатационные шурфы и скважины должны быть закреплены на всю глубину, а закрепное пространство загерметизировано.

9.41 Допускается создание подземной насосной станции с непогружными насосами при соблюдении мер, не допускающих оттаивание пород при работающем двигателе.

9.42 Следует, как правило, предусматривать смотровой шурф для доступа людей в выработки.

9.43 Устья стволов, шурфов и скважин должны иметь превышение не менее 1 м над поверхностью земли для предотвращения поступления

сезонноталых и паводковых вод в выработки.

9.44 При строительстве шахтных резервуаров в вечномерзлых породах следует осуществлять контроль температуры при возведении герметичных перемычек и намораживании ледяной облицовки.

### **10 Контроль качества строительства и приемка подземных хранилищ**

10.1 Контроль качества строительства подземных хранилищ, вид и объем проверки определяются требованиями СНиП 3.01.01 и СНиП 3.01.04 .

10.2 Испытания подземных резервуаров на герметичность перед приемкой их в эксплуатацию следует производить под давлением, в 1,05 раза превышающим эксплуатационное давление в резервуаре.

10.3 Контроль качества, испытания и приемка сооружений наземного комплекса подземных хранилищ производятся в соответствии со СНиП 3.05.05, СНиП 3.02.01 и другими нормативными документами.

10.4 При строительстве на каждый подземный резервуар должен быть составлен паспорт, который вместе с исполнительной технической документацией на выполненные работы по сооружению наземных и подземных объектов хранилищ должен передаваться организации, эксплуатирующей хранилища.

10.5 Ввод в эксплуатацию подземного хранилища допускается осуществлять очередями. При этом пусковой комплекс должен включать системы связи и контроля эксплуатационных параметров, а также должны быть выполнены все предусмотренные мероприятия, направленные на охрану окружающей среды.

### **11 Охрана окружающей природной среды**

11.6 Контролю подлежат:  
охраняемые, в том числе питьевые воды;  
водоносные горизонты, предназначенные для закачки рассола;  
водоносные горизонты, предназначенные для технического водоснабжения; первый надсолевой водоносный горизонт;  
почвы;  
геодинамическое состояние геологической среды;  
смещения земной поверхности;  
состав атмосферного воздуха.

## **ВППБ 01-01-94. ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ**

Извлечения

### **1. Общие положения**

1.1. Правила устанавливают требования пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения — нефтебаз, автозаправочных станций (далее — "предприятий") независимо от их организационно-правовой формы и являются обязательными для всех работников предприятий, а также для работников потребительских, транспортных, ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования, расположенного на территории этого предприятия.

### **3. Технологические объекты**

#### **3.1. Общие требования**

3.1.1. На каждом предприятии необходимо иметь данные о пожаро- и взрывоопасности веществ и материалов, применяемых в технологических процессах. Применять в технологических процессах вещества и материалы с неизвестными показателями пожаровзрывоопасности запрещается.

Показатели пожаровзрывоопасности нефтепродуктов\* приведены в приложении 8.

3.1.2. Технологические процессы должны проводиться в соответствии с технологической документацией (технологические регламенты, правила технической эксплуатации и т.п.), утвержденной в установленном порядке.

Параметры режима работы технологического оборудования, связанного с применением горючих газов (ГГ), сжиженных горючих газов (СГГ), легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ), а также с наличием взрывопожароопасной пыли, должны обеспечивать взрывопожаробезопасность технологического процесса.

Температура подогрева темных нефтепродуктов при хранении, а также при проведении сливо-наливных операций должна быть ниже температуры вспышки нефтепродукта в закрытом тигле на 35 градусов и не превышать 90°C. Температура нефтепродукта при подогреве должна контролироваться и фиксироваться в журнале.

3.1.3. Технологическое оборудование, предназначенное для использования пожароопасных и взрывопожароопасных веществ и материалов, должно соответствовать конструкторской документации.

Запрещается выполнять технологические операции при неисправном оборудовании.

3.1.4. Технологическое оборудование, связанное с проведением операций с взрывопожароопасными веществами и материалами, должно иметь исправные приборы контроля и регулирования, обеспечивающие взрывопожаробезопасность процесса.

Запрещается выполнять технологические операции на оборудовании при: отсутствии приборов контроля и регулирования: их отключении или просроченных сроках их проверки.

3.1.5. На приборах контроля и регулирования должны быть обозначены допустимые области взрывопожаробезопасных параметров работы (давление, температура, уровень разлива и т.п.) технологического оборудования.

3.1.6. При отклонении одного или нескольких взрывопожарных параметров от допустимых пределов приборы контроля и регулирования должны подавать предупредительные и аварийные сигналы (звуковые и световые), а при достижении предельно-допустимых значений — исключать дальнейшее изменение параметров в опасном направлении.

3.1.7. Технологическое оборудование, предназначенное для работы с ГГ, СГГ и ЛВЖ, должно быть герметизировано.

Запрещается эксплуатировать оборудования с наличием утечек. При обнаружении утечек ГГ, СГГ, ЛВЖ и ГЖ из технологического оборудования необходимо немедленно принять меры по ликвидации неисправностей.

3.1.8. Для каждого резервуара, железнодорожной и автомобильной цистерны, а также тары для транспортирования и хранения нефтепродуктов должен быть установлен максимальный предел заполнения.

Запрещается указанное технологическое оборудование наполнять СГГ, ЛВЖ и ГЖ выше установленного максимального предела заполнения. Предельное заполнение технологического оборудования должно, как правило, обеспечиваться системой автоматического контроля и отключения.

3.1.9. Техническое обслуживание оборудования (набивка и

подтягивание сальников, уплотнение фланцев и т.п.), находящего под давлением, без снижения давления до атмосферного запрещается.

3.1.10. Стационарные автоматические газоанализаторы взрывоопасных концентраций должны находиться в работоспособном состоянии и проверяться в соответствии с техническими условиями по их эксплуатации.

При отсутствии стационарных газоанализаторов необходимо периодически, в соответствии с графиком, производить анализ воздушной среды переносными газоанализаторами с целью определения наличия взрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов.

3.1.11. Схема обвязки трубопроводов должна предусматривать возможность выключения аварийного аппарата их технологического процесса и обеспечивать аварийный слив СГГ, ЛВЖ и ГЖ или сброс ГГ.

3.1.12. ГГ и горючие пары, сбрасываемые из технологического оборудования через предохранительные клапаны и продувочные линии, не должны поступать в производственные помещения.

3.1.13. Устройства, предназначенные для слива ЛВЖ и ГЖ или сброса ГГ и паров из емкостей и аппаратов в случае аварии или пожара, должны быть исправными. Задвижки линий аварийного слива или сброса должны иметь опознавательные знаки, ним должен быть обеспечен свободный доступ. Выпуск нефтепродукта в канализационные системы даже в аварийных случаях запрещается. Участки теплоизоляции технологического оборудования, пропитанные ЛВЖ и ГЖ, необходимо заменять сразу же после ликвидации повреждения, вызвавшего утечку продукта. Пролитый нефтепродукт необходимо удалять.

3.1.14. Основное и вспомогательное технологическое оборудование предприятия должно быть защищено от статического электричества.

3.1.15. Очистка внутренних поверхностей аппаратов и трубопроводов от самовозгорающихся отложений должна производиться пожаробезопасным способом согласно графика.

3.1.16. Необходимо осуществлять контроль за температурой нагрева технологического оборудования, не допуская повышения температуры наружной поверхности выше 80% от температуры самовоспламенения рабочей среды.

3.1.17. Работы во взрывопожароопасных местах необходимо выполнять инструментом, исключая образование искр.

Транспортные тележки, лестницы и другие приспособления, передвигающиеся на колесах и используемые во взрывопожароопасных помещениях, должны иметь ободки из искробезопасного материала. Обувь обслуживающего персонала должна исключать искробразование.

## 3.2. Линейная часть отводов от магистральных нефтепродуктопроводов

3.2.1. За состоянием отводов должен осуществляться постоянный контроль как визуальный, так и специальными приборами и устройствами, позволяющими определить дефекты трубопровода, появившиеся в процессе его эксплуатации.

3.2.2. Оборудование линейной части (задвижки, краны, вантузы, редуцирующие устройства и др.), а также их ограждения должны содержаться в исправном состоянии, а растительность в пределах ограждения систематически удаляться.

При неисправных средствах автоматизации, обеспечивающих дистанционное управление запорной арматуры с диспетчерского пункта магистрального трубопровода или предприятия нефтепродуктообеспечения, эксплуатация отводов запрещается.

3.2.3. Сооружения защиты от разлива продукта (обвалования, траншеи, сборники) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться, очищаться от нефтепродукта и отложений.

3.2.4. Трасса отводов должна быть обозначена опознавательными знаками высотой 1,5...2 м через каждый километр, а также в местах поворота трассы.

На пересечениях с железнодорожными и автомобильными дорогами должны быть установлены щиты-указатели "Огнеопасно, нефтепродуктопровод" с номером телефона эксплуатирующей организации и указанием ширины охранной зоны. Кроме того на пересечениях с автомобильными дорогами всех категорий должен быть установлен дорожный знак, запрещающий остановку транспортных средств в пределах охранной зоны.

3.2.5. Работники службы эксплуатации отвода должны систематически проводить разъяснительную работу с землепользователями, проживающими вблизи отвода, о соблюдении мер пожарной безопасности в охранной зоне отвода, а также их действий при обнаружении утечки нефтепродукта.

3.2.6. К любой точке трассы отвода должен быть обеспечен свободный проезд транспорта и механизмов ремонтных и аварийных бригад.

3.2.7. В охранной зоне трассы отводов запрещается:

возводить постройки, как постоянного, так и временного характера, проводить горные, карьерные, строительные и монтажные работы;

сооружать линии связи воздушные и кабельные электросети и различные трубопроводы;

устраивать причалы, выделять рыболовные угодья, производить дноуглубительные работы.

3.2.8. Линейный персонал, обслуживающий конкретные участки

отвода, должен иметь утвержденные руководством предприятия и согласованные с местными органами власти планы ликвидации аварий (ПЛА).

При обнаружении выхода нефтепродукта на поверхность земли на трассе отвода линейные обходчики или другой персонал службы эксплуатации отводов должны немедленно сообщить об этом на перекачивающие станции диспетчерам и действовать по плану ликвидации аварии.

## 3.3. Насосные

3.3.1. В помещении насосных агрегатов должна быть обеспечена работа принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляции. Схема подключения насосов должна исключать возможность их включения при неработающей вентиляции.

Запрещается пускать в работу насосные агрегаты при выключенной вентиляции.

3.3.2. Разделительные перегородки, в том числе их нижняя часть (стены или перегородки), расположенные ниже уровня пола, отделяющие помещения насосных от машинных залов или других помещений, а также места пропуска валов, трубопроводов, кабелей через них должны быть герметичными.

3.3.3. За смазкой трущихся частей, температурой подшипников и сальников насосов должен быть установлен постоянный контроль.

Система смазки подшипников насосных агрегатов должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя.

3.3.4. Запрещается эксплуатация насосных при утечках нефтепродуктов.

Помещения насосных станций должны быть оснащены газоанализаторами взрывоопасных концентраций, а при их отсутствии на объекте должен быть установлен порядок отбора контроля проб.

## 3.4. Резервуарные парки

3.4.1. Производительность наполнения (опорожнения) резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных клапанов или вентиляционных патрубков. Не допускается подача ЛВЖ и ГЖ в резервуары (емкости) открытой струей.

3.4.2. Должен быть установлен постоянный контроль за герметичностью резервуаров и их оборудования. При появлении отпотин, трещин в швах и в основном металле стенок или днища действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен. Не допускаются заварка трещин и чеканка на резервуарах без приведения его во взрывопожаробезопасное

состояние в соответствии с требованиями раздела 7 настоящих Правил.

Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку, имеющих негерметичность, а также с неисправностями кранов, соединений трубопроводов, сальниковых набивок, прокладок задвижек и др.

3.4.3. Подогревать вязкие и застывающие нефтепродукты в резервуарах допускается при уровне жидкости над подогревателями не менее 0,5 м.

3.4.4. Запрещается наличие деревьев и кустарников в каре обвалований. Запрещается уменьшение высоты обвалований устанавливаемой нормами проектирования.

Траншеи, прорытые при прокладке и ремонте трубопроводов внутри обвалований и на обваловании, по окончании этих работ должны быть немедленно засыпаны, а обвалования восстановлены. При длительных перерывах работах (выходные, праздничные дни) должно быть устроено временное обвалование.

3.4.5. Люки, служащие для замера уровня и отбора проб из резервуаров, должны иметь герметичные крышки, а их фланцы должны иметь канавки и кольца с внутренней стороны из металла, исключающего искрообразование.

3.4.6. Ручной отбор проб нефтепродуктов и измерения уровня с помощью рулетки с лотом или метроштоком через люки резервуаров допускаются только после прекращения движения жидкости (когда она находится в спокойном состоянии), не ранее, чем через 2 часа после окончания операций по перекачке. Перед отбором проб пробоотборник должен быть заземлен.

### **3.5. Железнодорожные сливно-наливные эстакады**

3.5.1. Присоединять нижний сливной прибор цистерны к сливно-наливному коллектору можно только после установки башмаков (упоров) под колеса цистерны и отвода с этого пути локомотива.

Не допускается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью не предусмотренных их конструкцией приспособлений.

3.5.2. Сливно-наливные устройства, трубопроводы и трубопроводная арматура должны подвергаться регулярному осмотру и планово-предупредительному ремонту. Обнаруженные неисправности и утечки следует немедленно устранять. Эксплуатация неисправных участков трубопровода, неисправных сливно-наливных устройств и арматуры запрещается.

Длина рукава с наконечником или трубы должна обеспечивать опускание их до дна железнодорожной цистерны.

3.5.3. Налив в железнодорожные цистерны следует осуществлять с учетом объемного расширения нефтепродукта при транспортировании этих цистерн в районы с более высокой температурой воздуха.

3.5.4. По окончании налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, шланги, стояки и коллекторы, расположенные по верху наливных эстакад, должны быть освобождены от остатков нефтепродуктов. Шланги наливных стояков должны быть заведены в специальные воронки системы сбора утечек.

Крышки люков после налива и замера уровня нефтепродукта в вагоне-цистерне должны быть герметически закрыты.

3.5.5. При подогреве вязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах змеевиками последние следует включать в работу только после полного погружения их в нефтепродукты на глубину не менее 0,5 м. Во время подогрева необходимо следить за тем, чтобы при расширении нефтепродукта с повышением температуры не произошло его выброса из цистерны.

Сливать нефтепродукты из вагонов-цистерн во время подогрева их электрогрелками не разрешается.

3.5.6. При обнаружении в процессе налива в железнодорожной цистерне утечки, налив в эту цистерну должен быть немедленно остановлен.

Цистерна должна быть полностью освобождена от продукта и возвращена на станцию отправления. Место и порядок слива должны быть отражены в цеховой инструкции.

Запрещается подача последующих составов (вагонов-цистерн) до окончания очистки эстакад от пролитых нефтепродуктов.

3.5.7. Площадки, на которых размещены сливно-наливные сооружения, должны обеспечивать в случае аварии и проливов беспрепятственный сток жидкости в отводные лотки и каналы, соединенные через гидравлические (или иного типа) затворы со сборником или с аварийной емкостью.

3.5.8. По обе стороны от сливно-наливных устройств или отдельно стоящих на железнодорожных путях стояков (на расстоянии двух двухосных или одной четырехосной цистерны) должны быть установлены сигнальные знаки — контрольные столбики, за которые запрещается заходить тепловозам.

Подача маршрутов под слив (налив) на свободные железнодорожные пути эстакады должна контролироваться персоналом предприятия.

Движение тепловозов по железнодорожным путям, на которых расположены сливно-наливные устройства, запрещается и допускается только по обходным железнодорожным путям.

3.5.9. Железнодорожные цистерны под слив и налив следует подавать и выводить плавно, без толчков и рывков. На территории сливно-наливных устройств не разрешается тормозить и фиксировать железнодорожные цистерны металлическими башмаками. Для этих целей необходимо применять деревянные подкладки или башмаки из металла, не вызывающего искрообразования.

Не допускается применять в качестве рычагов стальные ломы или другие стальные предметы для сдвига с места и подкатки железнодорожных цистерн к месту слива и налива. Железнодорожные цистерны можно подкатывать только при помощи лебедок или деревянных рычагов.

3.5.10. Сортировку железнодорожных цистерн и расцепку их следует осуществлять за пределами эстакады слива и налива. Во время сливно-наливных операций нефтепродуктов с температурой вспышки паров менее 61°C на эстакаде запрещается выполнять маневровые работы и подавать следующий маршрут на свободный путь. Во время сливных операций, проводимых с помощью устройств герметизированного слива, допускается подавать железнодорожные цистерны с нефтепродуктами на свободные пути эстакады.

3.5.11. Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, телескопические трубы и наконечники шлангов должны быть заземлены. Сопротивление заземляющих устройств следует проверять не реже одного раза в год по графику, утвержденному руководством предприятия.

3.5.12. На железнодорожной сливно-наливной эстакаде для легковоспламеняющихся нефтепродуктов переходные мостики должны иметь деревянные подушки с потайными болтами.

3.5.13. Рабочие и эвакуационные лестницы железнодорожных эстакад должны содержаться в исправном состоянии.

### **3.6. Сливно-наливные причалы**

3.6.1. Швартовку судов с легковоспламеняющимися нефтепродуктами у причала следует производить неметаллическими канатами.

Допускается использовать металлические швартовые тросы, при этом рабочие места палубы и битенги швартовых кнехтов должны быть покрыты настилами или изолирующими материалами, предотвращающими искрообразование.

3.6.2. Налив нефтепродуктов в нефтеналивное судно не разрешается, если у капитана нет акта о соответствии судна требованиям пожарной безопасности.

Перед наливом нефтепродуктов судно, пришвартованное к причалу (пирсу), должно быть осмотрено с учетом пожарной безопасности

представителями морского (речного) транспорта при участии представителей береговых сооружений и пожарной охраны для определения готовности к наливу нефтепродуктов с отметкой в акте.

3.6.3. Рукава, соединяющие судовой трубопровод с береговыми сливно-наливными устройствами, должны иметь длину, обеспечивающую возможность перемещения судна в процессе сливно-наливных операций в вертикальной и горизонтальной плоскости.

Рукава следует придерживать при помощи мягких стропов или деревянных подставок. Подвеска и крепление судовых рукавов должны быть надежными, не допускающими их падения, обрыва и трения.

3.6.4. Во время сливно-наливных операций на причале должно присутствовать не менее двух человек.

Обслуживающий персонал причала и судна обязан вести постоянное наблюдение за ходом сливно-наливных работ и состоянием оборудования.

Образовавшуюся утечку нефтепродуктов следует немедленно устранить. До устранения течи операции по сливу и наливу нефтепродуктов должны быть остановлены.

3.6.5. Нефтеналивные суда должны быть заземлены до соединения их трубопроводов с рукавами для перекачки нефтепродуктов. Заземляющие устройства снимают только после окончания сливно-наливных операций и разъединения трубопроводов от рукавов причала у судна.

3.6.6. При пользовании грузоподъемными приспособлениями, установленными на причалах нефтебазы, необходимо систематически смазывать тали, а места соприкосновения цепи с палубой закрывать матами или деревянными щитами.

Погрузку и выгрузку затаренных нефтепродуктов необходимо производить плавно, без рывков и ударов тары друг о друга или о судно. При грузовых работах необходимо в местах возможных ударов прокладывать маты или щиты.

3.6.7. Запрещается проведение ремонтных работ на судах и причалах во время сливно-наливных операций. В исключительных случаях, по согласованию с пожарной охраной, могут быть разрешены отдельные работы по ремонту судна без применения открытого огня.

3.6.8. При сливе-наливе нефтепродуктов в случае аварии или пожара для вывода нефтеналивного судна за пределы акватории вблизи причала (пирса) должно находиться дежурное судно-буксир, оснащенный средствами ликвидации аварии (пожаров) и боновыми заграждениями для локализации разлива нефтепродуктов по акватории.

### 3.7. Автоналивные эстакады

3.7.1. Перед въездом автоцистерны на предприятие технический персонал или представитель ВОХР должен проверить обеспеченность автоцистерны средствами пожаротушения и наличия у водителя удостоверения по пожарной безопасности, выданного предприятием после прохождения обучения по установленной программе.

3.7.2. Подъезды автотранспорта к оперативной площадке автоналивной эстакады должны быть обозначены соответствующими знаками и указателями.

3.8.3. Налив нефтепродукта в автоцистерну следует производить при неработающем двигателе.

Налив при работающем двигателе разрешается только при низких температурах, когда запуск заглушенного двигателя может быть затруднен, о чем должна быть соответствующая запись в инструкции о мерах пожарной безопасности с указанием дополнительных мер безопасности.

3.7.4. Водители и обслуживающий персонал предприятия должны осуществлять контроль за процессом налива нефтепродукта в автоцистерны.

По окончании налива наливные шланги надо вывести из горловины автоцистерны после полного слива из них нефтепродуктов. Закрывать горловину автоцистерны крышкой следует осторожно, не допуская ударов.

Запрещается запускать двигатели автоцистерн, находящихся на оперативной площадке, в случаях пролива (перелива) нефтепродукта, до полной уборки пролитого продукта.

3.7.5. Автоэстакады и автоматизированные станции налива необходимо содержать в исправности. Наливные стояки, имеющие неисправности ограничителей верхнего уровня налива нефтепродукта, эксплуатировать запрещается.

3.7.6. На автоналивной эстакаде должен быть трос или штанга для отбуксировки автоцистерн.

3.7.7. Автоналивные эстакады должны быть оборудованы специальными устройствами (светофорами, шлагбаумами и т.п.) для предотвращения выезда заполненных нефтепродуктами автоцистерн с опущенными в их горловины наливными устройствами.

### 3.8. Объекты хранения и отпуска нефтепродуктов в тару

3.8.1. Нефтепродукты в тару (бочки, бидоны и др.) должны отпускаются через разливные, расфасовочные или раздаточные отделения.

3.8.2. Перед наливом нефтепродукта обслуживающий персонал обязан осмотреть тару. Нефтепродукт в тару отпускается только обслуживающим

персоналом предприятия.

3.8.3. На участках отпуска нефтепродукта должен быть предусмотрен запас песка и средств для ликвидации случайных разливов нефтепродуктов и зачистки загрязненных мест.

3.8.4. Если полы разливных выполнены из неэлектропроводных материалов, то на них должны быть уложены заземляющие металлические листы, на которые устанавливаются тары при заполнении. Допускается осуществлять заземление бочек, бидонов и других передвижных емкостей путем присоединения их к заземляющему устройству медным тросиком с наконечником под болт, винт, шпильки.

3.8.5. В помещении отпуска нефтепродукта не допускается хранить пустую и наполненную тару, а также посторонние предметы и оборудование.

3.8.6. При наличии течи из тары или разлива нефтепродукта эксплуатация склада должна быть приостановлена до полной уборки нефтепродукта и снижения загазованности до ПДК. Неисправная тара должна быть освобождена от нефтепродукта.

### 3.9. Объекты обезвреживания, очистки и регенерации отработанных масел

3.9.1. На каждую партию нефтепродукта, поступающего на предприятия для регенерации должно быть экспериментально определено значение температуры вспышки.

Запрещается принимать отработанный продукт на регенерацию, если температура вспышки составляет менее 100°C.

3.9.2. В установках по восстановлению качества автоматические клапаны для слива отстоя из аппаратов должны содержаться в исправном состоянии.

Не допускается попадания нефтепродукта вместе с отстоем в систему производственной канализации.

Слив из оборудования масел во время их подогрева электронагревателями не допускается.

3.9.3. Перед розжигом огневой печи трубопроводы подачи топлива ко всем неработающим форсункам должны быть отглушены.

Зажигать форсунки огневой печи без предварительной продувки камеры сгорания и дымовой трубы водяным паром запрещается. Продувку следует вести не менее 15 минут после появления пара из дымовой трубы.

3.9.4. Световая и звуковая сигнализация, извещающая обслуживающий персонал о погасании пламени, должна быть в исправном состоянии.

3.9.5. В расходных баках топлива огневых печей разрешается иметь не более суточной потребности топлива. Не допускается повышение установленного уровня топлива в расходных баках.

3.9.6. Применяемые для очистки нефтепродуктов от загрязнений центрифуги (сепараторы) должны иметь на видном месте кожуха данные о максимально допустимом числе оборотов и максимально допустимой величине загрузки.

3.9.7. Перед началом работы необходимо проверить состояние систем подачи инертного газа в заборное пространство центрифуг, а также работоспособность машины на холостом ходу. Только при отсутствии неисправностей можно загружать центрифугу.

3.9.8. При эксплуатации центрифуги не допускается наличия в нефтепродукте твердых (искрообразующих) частиц вещества или попадания посторонних твердых предметов.

3.9.9. Отложения, снимаемые со стенок при очистке центрифуги, необходимо складывать в металлическую посуду и удалять из помещения.

3.9.10. Запрещается хранить в помещениях цеха регенерации промасленную спецодежду, снятые с фильтр-пресса промасленные фильтровальный картон, бумагу и другие материалы.

### **3.10. Технологические трубопроводы**

3.10.1. На технологические трубопроводы предприятий нефтепродуктообеспечения должны быть составлены технологические схемы, на которых каждый трубопровод имеет обозначение, а запорная арматура — номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока.

Обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение, и уметь переключать задвижки в соответствии с планами ликвидации аварии или пожаротушения.

3.10.2. Не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, остающегося на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением. В таких случаях необходимо предусматривать съемный участок трубопровода, а на концах действующих трубопроводов устанавливать заглушки.

3.10.3. Во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефтепродукты с температурой застывания близкой к нулю и выше, необходимо постоянно контролировать обогрев этих трубопроводов и арматуры, а также исправность теплоизоляции.

Для обогрева трубопроводов и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а также использовать электроподогрев во взрывозащищенном исполнении.

3.10.4. При ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или специальных технических условий.

Запрещается в качестве стационарных трубопроводов для транспортировки нефтепродуктов использовать гибкие шланги (резиновые, пластмассовые и т.п.) за исключением проведения операций слива и налива в железнодорожные цистерны и другое нестандартное оборудование, а также для выполнения вспомогательных операций (освобождение трубопроводов от остатков нефтепродукта и т.п.).

## **5. Электрооборудование, КИПиА**

### **5.1. Общие требования**

5.1.1. Предприятия, не имеющие возможности собственными силами осуществлять обслуживание электрооборудования и электросетей и содержать обслуживающий персонал, обязаны заключать договор на плановое техническое обслуживание электроустановок специалистами предприятий и организаций.

Наличие договора на плановое техническое обслуживание специализированной или другой организацией не снимает ответственности с администрации предприятия за выполнение требований настоящих Правил.

5.1.2. Все неисправности в электросетях и электроаппаратуре, которые могут вызвать искрение, короткое замыкание, сверхдопустимый нагрев изоляции кабелей и проводов, отказ автоматических систем управления и т.п., должны немедленно устраняться. Неисправные электросети и электроаппаратура должны отключаться до приведения их в пожаробезопасное состояние.

5.1.3. Электродвигатели, светильники, электропроводки, кабельные линии и распределительные устройства должны регулярно очищаться от пыли.

5.1.4. Для передвижных и переносных электроприемников должны применяться гибкие кабели и провода в оболочке, стойкой к окружающей среде и механическому воздействию.

5.1.5. Сети эвакуационного освещения и систем пожарной автоматики должны присоединяться к независимым от основной сети источникам питания или автоматически переключаться на независимые источ-

ники питания при отключении основных источников.

5.1.6. Монтаж и эксплуатация устройств для электроподогрева вязких нефтепродуктов должны осуществляться в соответствии с заводской монтажно-эксплуатационной инструкцией.

К работе по электроподогреву вязких нефтепродуктов допускаются квалифицированные рабочие, прошедшие специальное обучение и инструктаж по требованиям Правил эксплуатации электроустановок потребителей и ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей.

Процесс электроподогрева должен проходить под постоянным наблюдением обслуживающего персонала.

## **5.2. Электрооборудование взрывоопасных зон**

5.2.1. Электрооборудование, не имеющее знаков взрывозащиты или письменного заключения государственной контрольной организации, к эксплуатации во взрывоопасных зонах не допускается.

5.2.2. На зарубежное взрывозащищенное электрооборудование, поставляемое не в комплекте с технологической установкой, должно быть заключение испытательной организации о допустимости его к установке во взрывоопасной зоне, которое следует хранить на предприятии.

5.2.3. Во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок запрещается:

- включать в работу электроустановки при неисправном защитном заземлении (занулении), неисправных блокирующих устройствах, нарушении взрывозащитных свойств оболочки;

- вскрывать оболочки взрывозащищенного электрооборудования при нахождении токоведущих частей под напряжением;

- включать электроустановки после автоматического их отключения аппаратами защиты без выявления и устранения причин отключения;

- включать электроустановки без защиты от токов короткого замыкания и перегрузки;

- применять некалиброванные плавкие вставки предохранителей, нагревательные элементы тепловых реле;

- подключать к источникам питания искробезопасных приборов другие аппараты и цепи, не входящие в комплект данного прибора.

5.2.4. При отсутствии стационарного электрического освещения для временного освещения взрывопожароопасных помещений, открытых технологических площадок, аппаратуры и другого оборудования необходимо применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении.

Применять переносные светильники, не отвечающие требованиям

взрывобезопасности, запрещается.

Включать и выключать фонари следует за пределами взрывоопасной зоны.

5.2.5. Переносные взрывозащищенные светильники должны выдаваться в исправном состоянии и только на время выполнения работ. По окончании работ светильник должен быть очищен и возвращен с соответствующим оформлением.

5.2.6. Смена ламп и источников питания, встроенных во взрывозащищенный светильник, должна производиться лицами, на которых возложено обслуживание светильников распоряжением главного энергетика или начальника электроцеха.

5.2.7. Ремонт взрывозащищенного электрооборудования во взрывоопасных зонах должен осуществляться в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации.

## **5.3. Устройства защиты от атмосферного и статистического электричества**

5.3.1. Здания, сооружения и открытые производственные установки в зависимости от назначения, класса взрывоопасных и пожароопасных зон, среднегодовой продолжительности гроз в районе их расположения и ожидаемого количества поражений молнией должны быть обеспечены молниезащитой в соответствии с требованиями Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений и настоящих Правил.

5.3.2. При эксплуатации устройств молниезащиты наряду с текущим и предупредительным ремонтом предусматривается периодическая проверка их состояния: для зданий и сооружений I и II категории — 1 раз в год перед началом грозового сезона; для зданий и сооружений III категории — не реже 1 раза в 3 года, с целью:

- выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;

- проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (сварные, резьбовые и прочие соединения);

- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозийной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией;

- измерить сопротивление всех заземлителей молниезащиты не реже одного раза в два года, а при повышении сопротивления заземлителя более чем на 20% по сравнению с допустимым, принять меры по доведению сопротивления до требуемых величин.

5.3.3. Результаты ревизий устройств молниезащиты, проверочных

испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов должны быть записаны в журнал результатов проверки устройств молниезащиты, проверочных испытаний заземляющих устройств, измерений сопротивлений изоляций кабельных сопротивлений изоляции сетей и проведенных ремонтов.

На основании ревизий должен быть определен объем ремонта молниезащиты, который должен быть закончен к началу грозового периода года.

## **5.4. Контрольно-измерительные приборы и автоматика**

5.4.1. При эксплуатации приборов и средств автоматизации необходимо соблюдать рекомендации предприятий-изготовителей по режиму работы, а также по профилактике приборов и средств автоматизации.

5.4.2. Контрольно-измерительные приборы, установленные на взрывопожароопасном оборудовании, должны иметь пломбу или клеймо госповерителя или организации осуществляющей ремонт и проверку приборов.

5.4.3. Кратковременное применение оборудования, имеющего нормальное (не взрывозащищенное) исполнение при ремонте, испытаниях и проверке средств автоматизации, установленных во взрывоопасных помещениях, разрешается лишь при условии выполнения требований настоящих Правил, предъявляемых к подготовке рабочей зоны к проведению огневых работ на взрывопожароопасном объекте.

Запрещается вскрывать и осматривать приборы КИПиА во взрывоопасных зонах без снятия электрического напряжения.

5.4.4. Ремонт приборов во взрывопожароопасных и пожароопасных зонах разрешается только холодным способом без применения пайки, сварки и других работ, связанных с использованием огня и высоких температур.

Мелкий, текущий ремонт приборов автоматического контроля и регулирования, связанный с работающими технологическими аппаратами и трубопроводами, разрешается только после отключения приборов от технологических установок и снижения давления до минимального значения.

## **6. Содержание помещений, зданий, территорий и инженерного оборудования**

### **6.1. Общие требования**

6.1.1. Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях, а также у наружных взрывопожароопасных технологических установок и сооружений на видных местах

должны быть вывешены таблички с указанием:

категории помещения по взрывопожарной и пожарной опасности; зоны класса по взрывоопасности или пожароопасности; лица, ответственного за пожарную безопасность; инструкции о мерах пожарной безопасности; номера телефонов вызова пожарной охраны.

6.1.2. Расстановка взрывопожароопасного технологического оборудования должна соответствовать проектной документации.

6.1.3. На территории предприятия, в помещениях, на производственных участках и т.п. курение запрещается, за исключением специально отведенных администрацией мест для курения.

6.1.4. Все производственные, административные, складские и вспомогательные помещения должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с приложением 5.

При отсутствии в приложении 5 необходимых данных, выбор типа и расчет необходимого количества первичных средств пожаротушения производится в соответствии с приложением 3 Правил пожарной безопасности в РФ (ППБ 01).

### **6.2. Помещения и здания**

6.2.1. В зданиях на видных местах должны быть вывешены схематические планы эвакуации с соответствующего этажа с обозначением помещений, эвакуационных выходов и путей движения к ним, мест размещения средств пожаротушения и сигнализации. Эти планы должны иметь необходимые пояснительные тексты.

6.2.2. В местах пересечения стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными коммуникациями зазоры между ними должны заделываться наглухо строительным раствором или другими негорючими материалами.

Неплотности в противопожарных преградах и в местах их пересечения различными коммуникациями необходимо немедленно устранять.

6.2.3. Лотки и тоннели под взрывопожароопасными и пожароопасными производственными зданиями должны быть засыпаны песком или другими негорючими материалами.

6.2.4. При повреждении обшивок ограждающих конструкций с полимерными утеплителями должны приниматься незамедлительные меры по их ремонту и восстановлению с помощью механических соединений (болтовых, винтовых и т.п.).

6.2.5. Спецодежда лиц, работающих с ЛВЖ и ГЖ, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах.

### 6.3. Территория

6.3.1. Перед въездом на территорию должна быть вывешена схема организации движения по территории предприятия. Маршруты движения въезжающего и выезжающего транспорта не должны пересекаться.

На участках территории предприятия, где возможно скопление горючих газов и паров, проезд автомобилей, тракторов, мотоциклов и другого транспорта запрещается. По периметру таких участков должны быть установлены соответствующие указатели.

Запрещается въезд на территорию автомобилей, не обеспеченных средствами пожарной безопасности и пожаротушения.

6.3.2. Производственные площадки, на которых расположены наливные устройства автоналивных эстакад, топливораздаточные колонки АЗС должны иметь твердое покрытие, устойчивое к воздействию нефтепродуктов.

Запрещается эксплуатация наливных устройств, топливораздаточного оборудования при наличии рытвин на производственной площадке.

6.3.3. С производственных площадок, на которых расположены сливно-наливные устройства, должен обеспечиваться сток разлитых нефтепродуктов в отводные колодцы.

6.3.4. Проезды и подъезды к зданиям, сооружениям и пожарным водосточникам, а также подступы к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть всегда свободными.

Нормативные противопожарные разрывы между зданиями не разрешается использовать под складирование материалов, оборудования и тары, для стоянки транспорта и строительства временных зданий и сооружений.

### 6.4. Отопление и вентиляция

6.4.1. К воздухонагревателям и отопительным приборам должен быть обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки.

6.4.2. У каждой форсунки котельной и теплогенераторной установки, работающей на жидком топливе, должен быть установлен поддон с песком, а на топливопроводе не менее двух вентилей (один — у топки, другой — у емкости с топливом).

6.4.3. При установке и эксплуатации калориферных установок, работающих на жидком или газообразном топливе, необходимо, чтобы:

1) между калориферами, а также между калориферами и строительными конструкциями камер не было зазоров. Обнаруженные зазоры должны заделываться негорючими материалами;

2) контрольно-измерительные приборы были постоянно исправными;

3) систематически производилась очистка калориферов от загрязнений пневматическим или гидравлическим способом.

6.4.4. Автоматические огнепреградительные устройства (заслонки, шиберы, клапаны), устройства блокировки вентиляционных систем с автоматической пожарной сигнализацией и системами пожаротушения, а также изоляция воздухопроводов должны содержаться в исправном состоянии.

6.4.5. При эксплуатации автоматических огнепреградительных устройств необходимо:

1) не реже одного раза в неделю проверять их общее техническое состояние;

2) своевременно очищать от загрязнений взрыво- и пожароопасной пылью и другими отложениями чувствительные элементы привода задвижек (легкоплавкие замки, легкоосгораемые вставки, термочувствительные элементы и т.п.).

6.4.6. При эксплуатации очистных устройств необходимо своевременно очищать воздухопроводы и фильтры от горючих отложений.

6.4.7. Вентиляционные камеры должны быть постоянно закрыты на замок. Вход посторонним лицам в помещения вентиляционных камер запрещается. Хранение в вентиляционных камерах различного оборудования и материалов запрещается.

### 6.5. Канализационные и очистные сооружения

6.5.1. За степенью загрязненности нефтепродуктом сточных вод должен быть установлен ежедневный лабораторный контроль; при превышении содержания нефтепродукта в сточных водах должны быть приняты меры к обнаружению неконтролируемого источника поступления нефтепродукта в канализацию.

6.5.2. Для предотвращения накапливания различных осадков, закупоривающих коллекторы, необходимо постоянно следить за уровнем воды в колодцах с гидравлическими затворами. При превышении уровня воды необходимо прочистить засоренный участок трубы и колодец.

6.5.3. Смотровые колодцы канализационных сетей необходимо содержать в чистоте, они должны быть постоянно закрыты крышками.

6.5.4. Чистка канализационных труб, лотков и колодцев должна осуществляться взрывопожаробезопасными способами.

6.5.5. При эксплуатации насосных станций промышленных сточных вод не допускается:

- 1) размещение в насосной насосов другого назначения;
- 2) работа насосов при неработающей приточно-вытяжной вентиляции.

## **6.6. Постоянные места проведения огневых работ**

6.6.1. Постоянные места проведения огневых работ должны быть обустроены в соответствии с проектом и приняты комиссией с участием представителей заинтересованных служб и пожарной охраны с оформлением соответствующего акта и установлены приказом руководства объекта.

6.6.2. В помещении или участке, отведенном для проведения постоянных огневых работ, должен быть перечень всех видов разрешенных огневых работ.

6.6.3. Эксплуатация электро-, газосварочного оборудования и оборудования с применением жидкого горючего, а также проведение огневых работ должны отвечать разделу 16 Правил пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01).

6.6.4. Перед проведением огневых работ на технологическом оборудовании, в котором находились взрывопожароопасные вещества, оно должно быть приведено во взрывопожаробезопасное состояние в соответствии с требованиями раздела 7.

## **7. Технологические операции по приведению объекта в безопасное состояние для проведения временных огневых работ**

### **7.1. Организационные требования**

7.1.1. Временные огневые работы на действующих взрывопожароопасных и пожароопасных объектах допускаются в исключительных случаях, когда эти работы невозможно проводить в специально отведенных постоянных для этой цели местах. Проведение работ без принятия мер, исключающих возникновение пожара (взрыва), запрещается.

7.1.2. Временные предремонтные, ремонтные и огневые работы на взрывопожароопасных объектах, должны, как правило, проводиться специализированными подрядными организациями, имеющими лицензию на данный вид деятельности.

7.1.3. К проведению огневых работ разрешается допускать лиц, прошедших специальную подготовку и имеющих квалификационное удостоверение и талон по технике пожарной безопасности.

7.1.4. Ответственность за обеспечение мер пожарной безопасности

при проведении сварочных и других огневых работ возлагается на руководителей предприятий, цехов, лабораторий, мастерских, складов и производственных участков, в помещениях, на территории которых будут проводиться огневые работы. При этом для организации, подготовки объекта и проведения огневых работ назначается приказом по предприятию ответственное лицо, в том числе и при выполнении работ на объекте подрядной организацией.

7.1.5. При подготовке к ремонтным и огневым работам ответственное лицо определяет объем работ, опасную зону, оборудование и технологию, разрабатывает проект организации работ (ПОР), оформляет наряд-допуск (Приложение 9). Наряд-допуск является письменным разрешением на производство огневых работ в течение всего срока, необходимого для выполнения указанного в наряде объема работ.

В ПОР должны отражаться: состав, последовательность и пожаробезопасные режимы технологических операций по предремонтной подготовке; технологические схемы; типы технологического оборудования с указанием маркировки по взрывозащите (для электрооборудования); схемы расположения заглушек (задвижек) и т.п.

Кроме того, для проведения ремонтных работ на резервуаре составляется акт о готовности к проведению ремонта резервуара с ведением огневых работ.

7.1.6. Разработку мер безопасности, отражаемых в наряде-допуске, следует проводить в соответствии с требованиями настоящих Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01, а также других нормативных документов отрасли, регламентирующих вопросы безопасности при проведении огневых работ и подготовке технологического оборудования к ремонту.

7.1.7. При составлении наряда-допуска должен быть решен вопрос о применении:

оборудования для создания воздушных (водяных или паровых) завес;

переносного вентиляционного агрегата взрывозащищенного исполнения для местной вентиляции;

герметизирующей кабины с подпором воздуха;

приборов непрерывного газового контроля до взрывоопасной концентрации.

7.1.8. Перерыв в работе в течение или после окончания рабочей смены оформляется в наряде-допуске с указанием даты и времени с подписями лица, выдающего наряд-допуск и ответственного за проведение огневых работ.

7.1.9. В случае необходимости изменения вида, увеличения объема работ и расширения рабочего места оформляется новый наряд-допуск. Запрещается вносить в наряд-допуск исправления, перечеркивания и оформлять записи карандашом.

7.1.10. Наряд-допуск выписывается в двух экземплярах и утверждается руководителем или главным инженером предприятия. На объектах, охраняемых пожарной охраной, наряд-допуск должен быть согласован с объектовой пожарной охраной.

Один экземпляр наряда-допуска вручается непосредственно руководителю работ, другой хранится в течение года на объекте.

7.1.11. Лицо, утвердившее наряд-допуск на проведение огневых работ, обязано организовать выполнение мероприятий, обеспечивающих взрывопожаробезопасность подготовительных и огневых работ.

7.1.12. Руководство объекта и работники пожарной охраны имеют право приостановить работы подрядчика при нарушении Правил пожарной безопасности и отстранить от работы нарушителя или всю бригаду.

7.1.13. Для ликвидации аварий, при наличии условий возникновения пожара, взрыва, отравления людей создается штаб из руководителя предприятия (структурного подразделения), представителя аварийных служб, пожарной охраны или других служб по мере их необходимости. Огневые работы проводятся под непосредственным руководством руководителя (заместителя) структурного подразделения.

## **7.2. Освобождение оборудования от нефтепродукта**

7.2.1. Опорожнение можно осуществлять в резервуары или в специально предназначенные емкости.

7.2.2. Если порядок освобождения ремонтируемого оборудования не предусмотрен технологической схемой, то такая схема должна быть составлена и подписана ответственным лицом, на территории которого производится предремонтная подготовка.

7.2.3. Необходимо обеспечить полное опорожнение аппаратов, резервуаров и трубопроводов от нефтепродукта. В этом руководитель предремонтных работ должен убедиться лично.

7.2.4. После освобождения аппаратов и трубопроводов от нефтепродукта должна быть отключена подача электроэнергии к ремонтному объекту посредством удаления плавких предохранителей или отсоединения соединительной муфты.

## **7.3. Отключение оборудования и установка заглушек**

7.3.1. Аппараты, резервуары и трубопроводы, подготавливаемые к ремонту, отключаются от действующих коммуникаций, резервуаров и т.п. путем установки заглушки между фланцами или другим безопасным способом, на которые имеется отраслевая документация, утвержденная и согласованная в установленном порядке.

7.3.2. Заглушка должна быть снабжена хвостовиком, ясно видимым при ее размещении между фланцами. Качество материалов устанавливаемых заглушек должно подтверждаться сертификатом.

7.3.3. При проведении работ, связанных с разгерметизацией взрывопожароопасного технологического оборудования, должны использоваться взрывобезопасные вентиляционные агрегаты для местного обдува.

7.3.4. Во время разгерметизации оборудования и установки заглушек должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды вблизи разгерметизируемого оборудования.

Запрещается проводить работы, если концентрация углеводородов превышает значение нижнего концентрационного предела взрываемости в рабочей зоне.

## **7.4. Дегазация и очистка оборудования от остатков нефтепродукта**

7.4.1. Для безопасного проведения операций дегазации и удалению остатков нефтепродуктов необходимо:

по каждому оборудованию составить схему пропарки (продувки), промывки с указанием мест и способов подачи острого пара (инертного газа), воды, а также путей и мест отвода газовых выбросов и сточных вод;

установить режим пропарки и продувки каждого аппарата (продолжительность, давление, температуру и т.п.);

ознакомить ответственных лиц и проинструктировать непосредственных исполнителей о порядке пропарки и промывки;

заранее подготовить необходимые вспомогательные материалы и оборудование.

7.4.2. Для приведения резервуара (технологического оборудования) в безопасное состояние при проведении огневых ремонтных работ, его дегазацию необходимо обеспечивать до содержания паров нефтепродуктов:

не более  $0,1 \text{ г/м}^3$ , в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005 для резервуаров перед их ремонтом, связанным с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств;

не более  $2,0 \text{ г/м}^3$  при выполнении огневых работ без пребывания

рабочих внутри резервуара;

не более 8,0 г/м<sup>3</sup> для резервуаров из-под светлых нефтепродуктов перед их осмотром, ремонтом (без применения огневых работ), окрашиванием, градуировкой с доступом рабочих в защитных средствах внутрь резервуара;

не более 12,5 г/м<sup>3</sup> — при выполнении указанных работ без доступа рабочих внутрь резервуара.

7.4.3. Для промывки и продувки технологических аппаратов со взрывопожароопасными продуктами должны быть предусмотрены штуцеры для подвода воды, пара или инертного газа.

7.4.4. Инертный газ или пар должен подводиться к технологическим трубопроводам по съемным участкам трубопроводов или гибким шлангам, запорная арматура должна быть установлена с обеих сторон съемного участка. После окончания продувки эти участки трубопроводов необходимо демонтировать, а на запорной арматуре установить заглушки с хвостовиками.

Применять углекислый газ для продувки запрещается.

7.4.5. Во время пропарки технологического оборудования температура подаваемого водяного пара не должна превышать значения равного 80% от температуры самовоспламенения горючего газа (пара).

7.4.6. Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 20 г/м<sup>3</sup>, должна проводиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

7.4.7. Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефтепродукта не более 20 г/м<sup>3</sup>.

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

7.4.8. Пробы паровоздушной среды на анализ следует отбирать из нижней части резервуара на расстоянии 2 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от днища.

В резервуарах с понтоном пробы воздуха на анализ следует отбирать из под- и надпонтонного пространства, а также из каждого короба понтона.

7.4.9. При достижении концентрации паров, приведенных в п. 7.4.2, делается не менее 2-х замеров и, если между двумя последними замерами нет расхождения или они отличаются во втором знаке (например, 2,05-2,00), то подача воздуха в резервуар прекращается. Резервуар остается под наблюдением в течение двух часов. Если по истечении двух часов замеренная концентрация паров нефтепродукта в резервуаре не превышает указанных значений, то процесс дегазации можно считать законченным.

7.4.10. Приведение технологического оборудования во взрывопожаробезопасное состояние может осуществляться и посредством других

технологий, на которые имеется отраслевая документация, утвержденная и согласованная в установленном порядке.

## 7.5. Подготовка рабочей зоны к проведению огневых работ на взрывопожароопасном объекте

7.5.1. Зона проведения огневых работ должна быть очищена от горючих веществ и материалов в радиусе, указанном в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Высота точки сварки над уровнем пола или прилегающей территории, м	0	2	3	4	6	8	10	Свыше 10
Радиус зоны, м	5	8	9	10	11	12	13	14

7.5.2. Сгораемые настилы полов, конструкции из горючих материалов, находящиеся в пределах указанных радиусов (таблица 7.1), должны быть защищены от попадания на них искр экранами, асбестовым полотном, металлическими листами, пенами или другими негорючими материалами, а при необходимости политы водой.

7.5.3. Огневые работы на территории взрывопожароопасной технологической установки или сооружения разрешается проводить при условии, что будут выполнены следующие мероприятия:

до начала работ прекращены сливо-наливные операции и с территории железнодорожных эстакад удалены железнодорожные цистерны, а с территории автоэстакад — автоцистерны;

площадки сливо-наливных эстакад, железнодорожные пути, площадки для налива в автоцистерны, наливные стояки, а также поверхности трубопроводов, сливные желоба и сточные лотки промышленно-ливневой канализации полностью очищены от замазученности и случайно разлитых нефтепродуктов в радиусе 20 м от места от места проведения огневых работ;

камеры задвижек, смотровые колодцы, гидравлические затворы промышленно-ливневой канализации и "нулевые" емкости, расположенные на расстоянии до 20 м от места проведения огневых работ, проверены, плотно закрыты крышками и сверху засыпаны песком (землей) слоем не менее 10 см;

переносные лотки и резиновые шланги, пропитанные нефтепродуктами, убраны с участка, где проводятся огневые работы, на расстояние не менее 20 м.

7.5.4. До начала проведения огневых работ в резервуарном парке необходимо:

на рядом расположенных резервуарах и трубопроводах прикрыть войлоком или другим подобным материалом задвижки, водоспускные краны,

а также колодцы канализации и узлы задвижек (во избежание загорания паров нефтепродуктов). В жаркое время года войлок надо смачивать водой;

оградить переносными асбестовыми или другими несгораемыми щитами размером 1х2 м места электросварки или горячей клепки (для предупреждения разлета искр и появления окалины).

7.5.5. До начала огневых работ во взрывопожароопасных производственных и складских помещениях необходимо:

приостановить операции по перекачке нефтепродуктов и снизить рабочее давление в оборудовании до минимального значения;

очистить от остатков нефтепродукта и тщательно промыть водой сточные лотки, канавы, трубопроводы и приемные колодцы, вплоть до мест соединения с гидравлическими затворами;

если концентрация углеводородов превышает значение ПДК, то должны быть приняты меры по обнаружению и локализации источника поступления углеводородов. Проветрить помещение и взять пробы воздуха на ПДК;

загерметизировать места возможного выделения паров, т.е. закрыть вентиляционные, монтажные проемы и незаделанные отверстия в перекрытиях и стенах помещения и т.п.

## 7.6. Проведение огневых работ

7.6.1. Ответственный за проведение огневых работ обязан:

организовать выполнение мероприятий по безопасному проведению огневых работ, предусмотренных в наряде-допуске;

провести инструктаж исполнителей огневых работ;

проверить наличие удостоверений у исполнителей огневых работ (сварщики, резчики), исправность и комплектность инструмента и средств для проведения огневых работ;

обеспечить место проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения, а исполнителей — средствами индивидуальной защиты (противогазы, спасательные пояса, веревки и др.);

непосредственно руководить работами и контролировать работу исполнителей;

следить за состоянием воздушной среды на месте проведения огневых работ и, в случае необходимости прекратить огневые работы;

обеспечить контроль за местами проведения временных огневых работ в течение 3 часов после их окончания.

7.6.2. Начальник (инструктор пожарной профилактики) пожарной охраны объекта или лицо, его заменяющее, по получении извещения о

намечаемых огневых работах осматривает место проведения этих работ и все соседние помещения. Кроме того, он обязан провести инструктаж рабочих, которые будут выполнять огневые работы. Ответственный за проведение огневых работ, а также сварщики и другие рабочие, принимающие участие в этих работах, расписываются в журнале учета о проведении соответствующего инструктажа. При необходимости на месте проведения огневых работ должен быть выставлен пожарный пост из числа работников пожарной охраны объекта или из членов добровольной пожарной дружины.

7.6.3. Исполнители огневых работ обязаны:

иметь при себе квалификационное удостоверение и талон по технике безопасности;

получить инструктаж по безопасному проведению огневых работ и расписаться в журнале;

ознакомиться с объемом работ на месте предстоящего проведения огневых работ;

приступить к огненным работам только по указанию лица, ответственного за проведение работ;

выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске;

соблюдать меры безопасности, предусмотренные в наряде-допуске;

уметь пользоваться средствами пожаротушения;

в случае возникновения пожара немедленно принять меры к вызову пожарной охраны и приступить к ликвидации загорания;

после окончания огневых работ тщательно осмотреть место проведения работ и устранить выявленные нарушения, которые могут привести к возникновению пожара.

7.6.4. Эксплуатация электро-, газосварочного оборудования и оборудования с применением жидкого горючего в местах проведения огневых работ должна проводиться в соответствии с требованиями инструкций по их эксплуатации и требований Правил пожарной безопасности в Российской Федерации, ППБ-01-93.

7.6.5. При производстве электросварочных работ во взрывоопасных и пожароопасных зонах наружных установок, кроме требований Правил эксплуатации электроустановок потребителей необходимо соблюдать следующие правила:

сварочный генератор, трансформатор, включающая аппаратура (автомат, рубильник) не должны располагаться в местах возможного скопления горючих газов и паров или разлива горючей жидкости, а также на участках земли, пропитанной нефтью и нефтепродуктом;

в соединениях сварочного провода должны быть предусмотрены изолированные наконечники и резьбовые крепления;

перемещение сварочных проводов, находящихся под напряжением, запрещается;

запрещается прокладка сварочных проводов по металлическим предметам без их надежной изоляции.

7.6.6. Огневые работы на территории или внутри помещений, аппаратов, емкостей, в колодцах, котлованах разрешается начинать при концентрации горючих веществ в воздушной среде не выше ПДК.

7.6.7. Во время проведения огневых работ должен осуществляться непрерывный контроль за состоянием загазованности воздушной среды углеводородами в аппаратах, трубопроводах, резервуарах и технологическом оборудовании, на которых проводятся указанные работы, и в опасной зоне производственного помещения (территории). В случае повышения содержания горючих веществ в опасной зоне или технологическом оборудовании до значений предельно допустимых взрывобезопасных концентраций паров (газов) огневые работы должны быть немедленно прекращены.

7.6.8. Во взрывопожароопасном помещении ведение огневых работ разрешается только при непрерывном вентилировании. Все двери, соединяющие указанные помещения с другими помещениями, должны быть плотно закрыты.

7.6.9. При скорости ветра меньше 2 м/с, огневые работы на территории резервуарного парка допускается проводить только при опорожнении резервуаров.

7.6.10. Огневые работы на взрывопожароопасных технологических объектах и в производственных помещениях должны проводиться только в дневное время, за исключением аварийных ситуаций.

7.6.11. Руководители объекта или работники пожарной охраны должны немедленно приостановить выполнение огневых работ в случае: отступления от требований настоящих правил проведения огневых работ;

несоблюдения мер безопасности, предусмотренных нарядом-допуском на проведение огневых работ во взрывопожароопасных и пожароопасных объектах;

повышения содержания горючих веществ в ремонтируемых аппаратах, трубопроводах, резервуарах и технологическом оборудовании или опасной зоне до значений нижнего концентрационного предела взрываемости;

проведения работ, не определенных нарядом-допуском.

Возобновление этих работ разрешается после устранения отме-

ченных нарушений и оформления нового наряда-допуска с проведением повторного инструктажа исполнителей работ о мерах пожарной безопасности.

## **8. Содержание пожарной техники**

### **8.1. Первичные средства пожаротушения**

8.1.1. Первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с их паспортными данными. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов.

Для размещения первичных средств пожаротушения, как правило, должны устанавливаться специальные пожарные щиты.

Пожарные щиты, а также отдельные виды первичных средств пожаротушения следует устанавливать на территории или в помещениях на видных и легкодоступных местах, по возможности ближе к выходам из помещений.

8.1.2. Размещение, обслуживание, испытание на работоспособность, перезарядка, а также применение при тушении огнетушителей следует осуществлять согласно инструкций и паспортов предприятий-изготовителей.

8.1.3. Огнетушители допускается использовать для тушения только тех классов пожаров, которые указаны в инструкциях (паспортах) предприятий-изготовителей.

8.1.4. Ручные огнетушители должны размещаться путем:

навески на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

установки в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами, в специальные тумбы или на пожарные щиты и стенды.

8.1.5. Размещенные на предприятии огнетушители должны быть заряжены, исправны и постоянно готовы к действию.

Огнетушители, размещаемые вне помещений или в неотапливаемых помещениях и не предназначенные для эксплуатации при отрицательных температурах, на холодный период следует убирать в отапливаемые помещения. В этих случаях на пожарных щитах и стендах должна помещаться информация о месте расположения ближайшего отапливаемого помещения, где хранятся огнетушители.

8.1.6. При наступлении периода положительных температур бочки для воды должны быть заполнены.

8.1.7. Песок перед заполнением ящика должен быть просеян и просушен.

8.1.8. Асбестовое или войлочное полотно следует хранить в металлических футлярах с крышками, периодически (не реже одного раза в месяц) просушивать и очищать от пыли.

## 8.2. Противопожарное водоснабжение

8.2.1. При наличии искусственных пожарных водоемов необходимо:

1) следить за уровнем воды в водоемах и, при обнаружении утечки воды немедленно принимать меры к ремонту водоемов и заполнению их водой;

2) обеспечить сохранность и исправное состояние водозаборных устройств;

3) не допускать засорение водоемов посторонними предметами.

8.2.2. Внутренние сети противопожарного водопровода в неотапливаемых зданиях и сооружениях в холодное время года должны быть освобождены от воды или соответствующим образом утеплены.

8.2.3. Пожарные краны внутреннего противопожарного водопровода должны быть укомплектованы рукавами и стволами. Пожарные рукава должны быть сухими и хорошо скатанными (уложенными) в двойную скатку или "гармошку".

Пожарный рукав должен быть присоединен к крану и стволу. Необходимо не реже одного раза в шесть месяцев производить перемотку рукавов на новую скатку.

8.2.4. Все пожарные насосы должны содержаться в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться на создание требуемого напора путем пуска не реже одного раза в 10 дней.

## 8.3. Пожарные машины

8.3.1. Гараж для стоянки пожарных автомобилей должен отделяться от смежных помещений (кроме помещений, связанных с несением службы на автомобиле), глухими стенами из негорючих материалов.

8.3.2. Для организации дежурства на пожарном автомобиле, кроме гаражной стоянки, необходимо иметь помещения дежурной смены пожарной команды, ВОХР, ППО, ДПД; комнату для проведения противопожарного инструктажа работающих; кладовую для хранения пожарно-технического вооружения, инструмента и запасных частей; пост ТО со смотровой канавой.

При наличии одного пожарного автомобиля разрешается пост ТО совмещать с местом стоянки автомобиля.

8.3.3. Пожарная мотопомпа должна храниться в закрытом помещении, отапливаемом в зимний период.

8.3.4. На объекте должен быть определен порядок доставки мотопомп к месту пожара.

8.3.5. Пожарные автомобили и мотопомпы должны быть заправлены топливом.

## 8.4. Автоматические установки пожарной сигнализации и пожаротушения

### 8.4.1. Общие требования

8.4.1.1. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения, оповещения людей о пожаре должны соответствовать требованиям строительных норм и правил, стандартов, технических условий и проектной документации. Внесение изменений в конструкцию установок (систем) и объемно-планировочные решения защищаемых помещений допускается производить по согласованию с проектной организацией и органами государственного пожарного надзора.

8.4.1.2. На основе нормативных требований и технической документации заводов-изготовителей для персонала, осуществляющего техническое обслуживание (ТО) и ремонт установок (систем), с учетом специфики производства должны быть разработаны инструкции по эксплуатации, утвержденные руководством предприятия.

8.4.1.3. Каждый случай срабатывания, отказа и неэффективной работы установки (системы) при пожаре должен быть рассмотрен и зарегистрирован в журнале учета ее функционирования.

8.4.1.4. При производстве работ по ТО и ремонту установок (систем) специализированной организацией контроль за качеством их выполнения осуществляет лицо, ответственное на предприятии за эксплуатацию установок (систем).

8.4.1.5. На каждом предприятии должен быть назначен:

1) обслуживающий персонал для производства ТО и ремонта установок (систем);

2) оперативный (дежурный) персонал для круглосуточного контроля за работоспособным состоянием установок (систем).

8.4.1.6. Лицо, ответственное за эксплуатацию установки (системы) обязано обеспечить:

1) выполнение настоящих требований и инструкций по эксплуатации установок (систем);

2) содержание установок (систем) в работоспособном состоянии путем своевременного проведения ТО и планово-предупредительных ремонтов (ППР);

3) обучение обслуживающего персонала, а также инструктаж рабо-

тающих в защищаемых помещениях;

4) разработку документации по эксплуатации;

5) контроль за систематическим ведением документации по эксплуатации;

6) своевременное предъявление рекламаций:

заводам-изготовителям — при поставке некомплектных, некачественных или несоответствующих требованиям действующих нормативно-технических документов приборов и оборудования; монтажным организациям — при обнаружении некачественного монтажа или отступлений от проектной документации, не согласованных с разработчиком проекта;

специализированным организациям — за некачественное и несвоевременное ТО, ремонт установок, ложные срабатывания и отказы установок (систем);

7) проведение необходимых мероприятий по подготовке установок (систем) к работе в зимний период.

8.4.1.7. Обслуживающий и оперативный персонал при обнаружении нарушений требований технического содержания или неисправностей установок (систем) обязан немедленно сообщить об этом лицу, ответственному за их эксплуатацию, а при наличии договора и в специализированную организацию, а также принять необходимые меры по устранению выявленных недостатков.

8.4.1.8. Оперативный (дежурный) персонал должен знать:

1) тактико-технические характеристики оборудования и приборов установки (системы) и принцип их действия;

2) наименование и местонахождение защищаемых помещений;

3) порядок вызова пожарной охраны;

4) порядок ведения оперативной документации;

5) порядок проверки работоспособности установки (системы);

6) должностные инструкции.

8.4.1.9. До назначения на самостоятельную работу обслуживающий и оперативный (дежурный) персонал обязан пройти производственное обучение.

Для производственного обучения администрацией предприятия должен быть предоставлен срок, достаточный для приобретения практических навыков, ознакомления с оборудованием установки и одновременного изучения:

настоящих требований; проектной и исполнительной документации на установку (систему); порядка ведения документации по эксплуатации, инструкций по эксплуатации и документации заводов-изготовителей оборудования и приборов;

порядка проведения ТО и ППР;

должностных инструкций.

По окончании производственного обучения обслуживающий и оперативный (дежурный) персонал должен пройти проверку знаний, порядок, которой определяется приказом или распоряжением руководителя предприятия.

Персонал, показавший неудовлетворительные знания при проверке, к обслуживанию установок (систем) не допускается.

8.4.1.10. У лица, ответственного за эксплуатацию установки (системы), должна быть в наличии следующая техническая документация:

1) проектная документация и исполнительные чертежи на установку (систему);

2) акт приемки и сдачи установки (системы) в эксплуатацию;

3) паспорта на оборудование и приборы;

4) ведомость смонтированного оборудования, узлов, приборов и средств автоматизации;

5) инструкция по эксплуатации установки (системы);

6) перечень регламентных работ по ТО установки (системы);

7) план-график ТО и ППР;

8) журналы учета ТО (ремонта) и функционирования установок (систем);

9) график дежурства оперативного (дежурного) персонала;

10) должностные инструкции;

11) паспорта на зарядку баллонов установок газового пожаротушения;

12) журнал взвешивания баллонов с огнетушащим веществом установок газового пожаротушения.

8.4.1.11. Техническая документация должна пересматриваться не реже одного раза в три года, а также при изменении условий эксплуатации установок (систем).

8.4.1.12. Приемно-контрольная аппаратура установок (систем) должна устанавливаться в помещениях (диспетчерские пункты, пожарные посты) с персоналом, осуществляющим круглосуточный контроль за функционированием установок (систем).

8.4.1.13. Диспетчерский пункт (пожарный пост) должен быть обеспечен телефонной связью с пожарной охраной и помещением станции пожаротушения.

8.4.1.14. В помещении диспетчерского пункта (пожарного поста) должна быть вывешена инструкция о порядке действий оперативного (дежурного) персонала при получении сигналов о пожаре и неисправ-

ности установки.

8.4.1.15. Устройства ручного пуска установок (систем) должны быть обеспечены защитой от случайного приведения их в действие и механического повреждения.

#### **8.4.2. Установки пожарной (охранно-пожарной) сигнализации**

8.4.2.1. Пожарные извещатели в установках пожарной (ПС) и охранно-пожарной (ОПС) сигнализации должны функционировать круглосуточно.

8.4.2.2. В совмещенных установках ОПС должна быть обеспечена раздельная выдача сигналов тревоги от пожарных извещателей.

При подключении ОПС на пульты централизованного наблюдения (ПЦН) для пожарной сигнализации должны быть выделены на пульте отдельные номера.

8.4.2.3. Пожарные извещатели, установленные в местах, где возможно их механическое повреждение, должны быть оборудованы защитными устройствами, не влияющими на их работоспособность.

Во время проведения ремонтных работ в защищаемых помещениях извещатели должны защищаться от попадания на них краски, побелки, штукатурки и т.п.

8.4.2.4. Запрещается устанавливать взамен неисправных извещатели иного типа или принципа действия, а также замыкать шлейф блокировки в месте их установки. Замена одного типа извещателя на другой при изменении условий эксплуатации или технологического процесса в защищаемом помещении должна производиться по согласованию с проектной организацией и местными органами государственного пожарного надзора.

8.4.2.5. К извещателям должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны иметь достаточную освещенность. Расстояние от складироваемых материалов и оборудования до извещателей должно быть не менее 60 см.

В случае ремонта или неисправности ручных пожарных извещателей на них должна быть повешена таблица с соответствующей информацией.

8.4.2.6. Трассы линейной части средств ПС и ОПС должны быть доступны для осмотра.

Запрещается прокладка линейной части ПС и ОПС воздушными линиями и подвеска сигнализации на опорах силовых сетей.

#### **8.4.3. Установки пожаротушения**

8.4.3.1. Органы управления установок пожаротушения должны быть снабжены указателями (стрелками) и надписями: "Открыто", "Закрыто" ("Включено", "Выключено").

8.4.3.2. Баллоны и емкости установок пожаротушения, масса огнетушащего вещества и давление среды, в которых менее расчетных значений на 10% и более, подлежат дозарядке или перезарядке.

8.4.3.3. Баллоны и емкости с огнетушащим веществом должны размещаться в местах, исключающих попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное (без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов.

8.4.3.4. В пределах одного защищаемого помещения должны быть установлены оросители с выходными отверстиями одного диаметра.

8.4.3.5. Оросители должны постоянно содержаться в чистоте и исправности. В период проведения в защищаемых помещениях ремонтных работ оросители должны быть защищены от попадания на них штукатурки, краски, побелки и т.п.

8.4.3.6. Устанавливать взамен вскрывшихся и неисправных оросителей пробки и заглушки, а также складировать материалы и устанавливать оборудование на расстоянии менее 0,9 м от оросителей запрещается.

8.4.3.7. В защищаемых помещениях с агрессивной средой трубопроводы установок пожаротушения должны быть окрашены кислотоупорной краской.

8.4.3.8. При эксплуатации установок запрещается:

- 1) использование трубопроводов установок для подвески или крепления какого-либо оборудования;
- 2) присоединение производственного оборудования и санитарных приборов к питательным трубопроводам установки;
- 3) установка запорной арматуры и фланцевых соединений на питательных и распределительных трубопроводах.

8.4.3.9. Перегородки узла управления, размещенного вне защищаемых установкой помещений, могут быть остекленными или сетчатыми. Помещения узлов управления должны иметь аварийное освещение и быть постоянно закрытыми.

8.4.3.10. В резервуарах установок (систем) для хранения запаса воды должны быть устройства, препятствующие расходу воды на другие нужды.

8.4.3.11. Краны дистанционного пуска (для дренажных установок с гидравлическим и пневмопуском) должны находиться в ящиках с остекленными дверцами или в защитных коробках со стеклом и быть опломбированы. На защитных стеклах должны быть надписи "Номер направления. Наименование защищаемого помещения. Открыть (нажать) при пожаре".

8.4.3.12. Помещения, защищаемые установками объемного пожаротушения, должны быть оборудованы samozакрывающимися дверями с

уплотнением притворов.

8.4.3.13. Помещения насосных станций и станций пожаротушения должны быть обеспечены аварийным освещением, закрыты на замок; ключи должны находиться у обслуживающего и оперативного персонала.

8.4.3.14. В помещениях станций пожаротушения должны быть в наличии комплекты средств первой медицинской помощи, а также изолирующие противогазы.

8.4.3.15. Давление в системе автоматического пожаротушения должно проверяться ежедневно. Падение давления не должно превышать 0,02 МПа (0,2 кгс/см<sup>2</sup>) за сутки.

8.4.3.16. Не реже одного раза в год необходимо проводить цикл испытаний всей системы автоматической установки пожаротушения с оформлением протокола (акта) испытаний.

8.4.3.17. Не реже одного раза в три года следует проводить гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов установок пожаротушения и орошения на прочность и пневматические испытания на герметичность.

8.4.3.18. Не реже одного раза в пять лет надо проводить сплошную промывку, продувку и очистку от грязи и ржавчины аппаратов и трубопроводов. Результаты проверки и испытаний оформляются актами.

8.4.3.19. Ежегодно в период подготовки к зимнему периоду сухотрубы к резервуарам и насосным станциям должны продуваться воздухом через дренажные линии.

На установках пенного тушения необходимо один раз в полгода проверять качество пенообразователя.

## **9. Ликвидация аварий и пожаров**

9.1. На предприятиях нефтепродуктообеспечения для каждого взрывопожароопасного объекта должны быть разработаны планы ликвидации аварий (ПЛА) и планы тушения пожаров (ПТП) — в дальнейшем планы быстрого реагирования (ПБР).

Они включают подробное руководство действиями должностных лиц и производственных и объектовых подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара, необходимого количества сил и средств, проведение первоочередных аварийно-спасательных работ и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

Указанные планы согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям и утверждаются руководителем предприятия. Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по

спасанию людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов с привлечением находящихся на данном объекте сил и средств.

9.2. На предприятии должен быть разработан порядок ввода в действие ПБР, определен перечень должностных лиц, обладающих правом объявления аварийного режима и несущих персональную ответственность в соответствии с действующим законодательством за полноту и своевременность их введения в действие.

ПБР должны своевременно корректироваться и ежегодно практически отрабатываться с привлечением предусмотренных сил и средств.

9.3. При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель объекта (цеха) или другое ответственное лицо обязаны объявить о вводе на объекте (цехе) аварийного режима и задействовании планов ПБР, доложить об этом диспетчеру и руководителю предприятия.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

1) прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию ликвидации аварии или пожара, в соответствии с ПБР;

2) оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников (ИТР), не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен производиться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;

3) в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;

4) вызвать пожарную часть, газоспасательную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;

5) на месте аварии или пожара и смежных участках прекратить все работы с применением открытого огня и другие работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;

6) принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

7) удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;

8) при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;

9) на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;

10) при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;

11) обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горящего продукта, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;

12) одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;

13) при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке нефтепродукта из горящего резервуара.

Другие мероприятия по ликвидации аварии или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности.

9.4. Ответственный руководитель ликвидации аварии назначается приказом по предприятию из числа руководящих работников.

Руководитель предприятия (другое должностное лицо), прибывший к месту аварии (пожара), обязан:

продублировать сообщение о возникновении аварии (пожара) в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящие органы, их руководство, диспетчера, ответственного дежурного по объекту;

обеспечить общее руководство по ликвидации аварии (пожара) по прибытии специализированных подразделений пожарной охраны.

9.5. Руководитель ликвидации аварии должен создать штаб, организовать встречу сил и средств, привлекаемых согласно планов быстрого реагирования, информировать их старших начальников о пострадавших при аварии, принятых мерах по ликвидации аварии, последствиях, которые могут произойти в результате аварии (взрыв, пожар, отравление и т.д.) и поставить перед ними конкретные задачи.

Руководители прибывших подразделений являются ответственными исполнителями порученных их подразделениям работ.

9.6. По прибытии подразделений пожарной охраны гарнизона руководитель предприятия, начальник ППО (ВОХР), руководивший тушением пожара, обязан сообщить старшему начальнику прибывших подразделений пожарной охраны все необходимые сведения об очаге пожара и мерах, принятых по его ликвидации и эвакуации людей.

9.7. При возникновении пожара в период ликвидации аварии руководителем тушения пожара является начальник прибывшего подразделения пожарной охраны. В этом случае руководитель работ по ликвидации аварии и все, находящиеся в его распоряжении, рабочие и инже-

нерно-технический персонал поступают в распоряжение руководителя тушения пожара. При этом руководитель аварийных работ помогает руководителю тушения пожара решать вопросы, связанные с особенностями технологического процесса производства.

9.8. При возникновении пожара в цехе, на производственном участке или в резервуарном парке для организации всех работ по тушению пожара создается штаб пожаротушения. В состав этого штаба должен входить представитель предприятия (главный инженер, начальник цеха или другое ответственное лицо).

Представитель предприятия в штабе пожаротушения должен:

консультировать руководителя тушения пожара по всем вопросам технологического процесса производства и специфическим особенностям объекта;

обеспечивать объект автотранспортом для подвозки средств пожаротушения, землеройными машинами (экскаваторами и бульдозерами) для устройства обвалования, запруд и перемычек на пути растекания нефтепродукта, а также цистернами для подвозки воды;

корректировать действия инженерно-технического персонала предприятия при выполнении работ, связанных с тушением пожара;

обеспечивать по указанию руководителя пожара отключение или переключение коммуникаций трубопроводов, откачку нефтепродуктов из резервуаров, прорезание отверстий (окон) в резервуарах для подачи пены и т.д.;

при необходимости выделять в распоряжение руководителя тушения пожара людей, технику и оборудование для выполнения работ, связанных с тушением пожара и эвакуацией имущества.

9.9. Аварийное положение на объекте может быть отменено только после создания условий для нормального функционирования объекта.

9.10. По происшедшим на объекте аварии и (или) пожару руководителем предприятия для выяснения причин их возникновения и развития, а также выработки профилактических мер назначается комиссия, результаты работы которой оформляются актом, по которому руководитель предприятия должен принять решение.

## Классификация помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

### Приложение 2. Справочное

1	2	3
<b>Наименование помещений и сооружений</b>	<b>Категория помещений (ВНТП 4-89)</b>	<b>Класс взрывоопасных и пожароопасных зон (ПУЭ)</b>
<b>Основные технологические установки и помещения</b>		
1. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) до 61 включительно	—	В-Іг
б) выше 61	—	П-ІІІ
2. Помещения насосных агрегатов при перекачке нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-Іа
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-Іа
в) выше 61	В	П-І
3. Помещения электродвигателей	В	—
4. Разливочные открытые или под навесом при применении нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) до 61 включительно	—	В-Іг
б) выше 61	—	П-ІІІ
5. Разливочные в помещениях при применении нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-І
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-І
в) выше 61	В	П-І
6. Помещения узлов задвижек камеры управления, манифольдные, при применении нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-І
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-І
в) выше 61	В	П-І
7. Эстакады открытого слива и налива (автомобильные и железнодорожные) при сливе-наливе нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) до 61 включительно	—	В-Іг
б) выше 61	—	П-ІІІ
8. Тарные склады при хранении нефтепродуктов с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-Іа
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-Іа
в) выше 61	В	П-І
9. Помещения мойки бочек		
а) при мойке бочек из-под ЛВЖ	А	В-І
б) при мойке бочек из-под ГЖ	В	П-І
10. Открытые склады бочкотары с остатками ЛВЖ	—	В-Іг

Продолжение прил. 2

1	2	3
11. Закрытые склады чистой бочкотары:		
а) металлической	Д	—
б) деревянной	В	П-Іа
12. Маслорегенерационные установки	А	В-Іа
13. Отделения предварительной обработки отработанных масел	А	В-Іа
14. Склады хранения твердого битума и парафина (закрытые)	В	П-І
15. Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах обратных клапанов	Д	—
16. Вытяжные вентиляционные камеры	По категории обслуживаемых помещений	
17. Канализационные насосные станции для перекачки неочищенных стоков, содержащих нефтепродукты с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-Іа
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-Іа
в) выше 61	В	П-І
18. Открытые площадки с насосами для перекачки неочищенных стоков, содержащих нефтепродукты с температурой вспышки паров, °С		
а) от 61 включительно	—	В-Іг
б) свыше 61	—	П-ІІІ
19. Канализационные насосные станции для перекачки очищенных стоков	Д	—
20. Открытые площадки с насосами для перекачки очищенных стоков	—	П-ІІІ
21. Канализационные насосные станции для перекачки уловленного нефтепродукта с температурой вспышки паров, °С		
а) 28 и ниже	А	В-Іа
б) от 28 до 61 включительно	Б	В-Іа
в) выше 61	В	П-І
22. Канализационные насосные станции для перекачки осадка с очистных сооружений	А	В-Іа
23. Буферные резервуары для балластных и льяльных вод	—	В-Іг
24. Нефтеловушки		
а) закрытые	—	В-Іа
б) открытые	—	В-Іг
25. Песколовки	—	—
26. Комплексы механической очистки		
а) отстойники	А	В-І
б) фильтры	В	П-І
27. Флотационные установки		
а) закрытые (в зданиях)	В	П-І
б) открытые	—	П-ІІІ
28. Озонаторные		
а) машинные залы	Д	—
б) отделение окислительных колонок и дозирующих насосов	Д	П-І

Продолжение прил. 2

1	2	3
29. Реагентные для обезвреживания стоков, содержащих тетраэтилсвинец	Д	П-I
30. Буферные резервуары для неочищенных стоков	—	В-Ia
32. Резервуары для уловленного нефтепродукта	—	В-Iг
33. Иловые площадки для промышленно-ливневых стоков	—	П-III
34. Биологические пруды	—	П-III
35. Шламонакопители	—	П-III
36. Пруды дополнительного отстоя	—	—
37. Бензомаслоуловители	А	В-Ia
38. Площадки под фильтры		
а) открытые	—	П-III
б) в здании	В	П-I
39. Очистные сооружения хозяйственно-фекальных стоков	Д	П-I
40. Иловые площадки для хозяйственно-бытовых стоков	—	П-III
<b>Вспомогательные объекты</b>		
1. Механические, сборочные, механосборочные, заготовительные, заточные	Д	—
2. Кузнечные, кузнечно-термические, сварочные	Г	—
3. Прессовые отделения (пластмасс и РТИ)	В	П-I
4. Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки	А	В-Ia
5. Деревообрабатывающие	В	П-IIa
6. Электромонтажные	В	—
7. Компрессорные воздушные	Д	—
8. Испытательные оборудования нефтебаз, АЗС	В	П-II
9. Испытательные машинных топлив	В	П-I
10. Склады заполненных кислородом и пустых кислородных баллонов	—	—
11. Склады баллонов с углекислым газом	Д	—
12. Склады баллонов с пропан-бутаном	А	В-Ia
13. Помещения лабораторий нефтебаз		
а) приемочные (склад проб)	А	В-Ia
б) комнаты анализов	В	—
в) моечная	А	В-Ia
г) весовые, титровальные	А	В-Iб
14. Аккумуляторные		
а) помещения зарядных агрегатов (в одном помещении с аккумуляторной)	А	В-Iб
б) зарядные агрегаты в изолированном помещении	Д	—
в) помещения установки аккумуляторных батарей	Д	—
15. Закрытые стоянки автомобилей, пожарный пост	В	П-IIa
16. Групповые установки сжиженных газов		
а) в помещениях	А	В-Ia
б) на открытом воздухе	—	В-Iг
17. Котельные	Г	—

Окончание прил. 2

1	2	3
18. Телефонные станции, радиоузлы, коммутаторы связи	Д	—
19. Электротехнические помещения		
а) электрощитовые, операторные КИПиА, а также другие помещения со щитами управления, сигнализации, блокирования и связи	Д	—
б) закрытые распределительные устройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг	В	—
в) то же, но с содержанием масла в единице оборудования 60 кг и менее	Г	—
20. Блоки подсобно-производственного назначения		
а) прачечные	Д	—
б) помещения обезжиривания спецодежды	А	В-Iб
21. Материальные склады (помещения для хранения)		
а) горючих материалов и негорючих материалов в сгораемой упаковке	В	П-IIa
б) негорючих материалов	Д	—
<b>Автозаправочные станции</b>		
1. Здания АЗС		
а) операторные	Д	—
б) помещения масляных колонок, расфасовок и автосметики	В	П-I
2. Заправочные бензоколонки	—	В-Iг
3. Масляные колонки, резервуары для масел, маслоагрегаты, перемешивающие устройства	—	П-III
4. Резервуары для приема и хранения ЛВЖ	—	В-Iг
5. Стоянки бензовозов при сливе ЛВЖ и смотровые подземных резервуаров ЛВЖ	—	В-Iг
<b>Автомобильные газонаполнительные станции</b>		
1. Здания АГСН		
а) операторные	Д	—
б) насосно-компрессорные отделения	А	В-Ia
2. Площадки газонаполнительных колонок	—	В-Iг
3. Резервуары для хранения газа	—	В-Iг

## Нормы потребности первичных средств пожаротушения для пред-приятий нефтепродуктообеспечения

Приложение 5. Обязательное

1. В соответствии с табл. 5.1 все производственные, складские, вспомогательные и административные здания и сооружения объектов, а также отдельные помещения и технологические установки должны быть обеспечены огнетушителями, пожарным инвентарем (бочки с водой, ведра пожарные, ткань асбестовая, ящики с песком, пожарные щиты и стелды) и пожарным инструментом (багры, ломы, топоры и др.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в их начальной стадии.

2. Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия на каждые 5000 м<sup>3</sup> должны быть установлены специальные щиты (но не менее одного) с набором: пенных огнетушителей — 2, углекислотных или порошковых огнетушителей — 1, ящиков с песком — 1, плотного полотна (асбест, войлок) — 1, ломов — 2, топоров — 2.

3. Помещения, оборудованные автоматическими стационарными установками пожаротушения, обеспечиваются первичными средствами пожаротушения из расчета 50% от количества указанного в табл. 5.1.

4. Из двух огнетушителей, предусматриваемых настоящими Правилами для автоцистерн, перевозящих нефтепродукты, один может быть малогабаритным (порошковый или углекислотный).

5. Бочки для хранения воды должны иметь вместимость не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведром. Ящики для песка должны иметь вместимость 0,5, 1,0 и 3,0 м<sup>3</sup> и комплектоваться совковой лопатой.

Емкости для песка, входящие в конструкцию пожарного стенда, должны быть вместимостью не менее 0,1 м<sup>3</sup>.

Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

6. Расстояние от возможного очага пожара до места размещения огнетушителя не должно превышать

- 20 м для общественных зданий и сооружений;
- 30 м для помещений категорий А, Б, В;
- 40 м для помещений категорий В, Г;
- 70 м для помещений категории Д.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должны размещаться не менее двух ручных огнетушителей.

Помещения категории Д могут не оснащаться огнетушителями, если их площадь не превышает 100 м<sup>2</sup>.

Таблица 5.1  
Нормы потребности первичных средств пожаротушения для пред-приятий нефтепродуктообеспечения

Наименование зданий, помещений и производственных участков	Первичные средства пожаротушения						Бочка и ведро вместимостью не менее 0,2 м <sup>3</sup>	Примечание
	Углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5	Пенные огнетушители ОХП10	Порошковые огнетушители ОП-10, ОП-100	Ящик с песком вместимостью 0,5, 1,0 м <sup>3</sup> и лопата 1 х 1,5 м	Войлок, коша или асбест 1 х 1 м, 1 х 1,5 м	7		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оперативная площадка дляналива нефтепродуктов в автоцистерны	—	—	4	1 (ОП-100) или 4 (ОП-10)	1 (1 м <sup>3</sup> )	1	—	—
Железнодорожная сливно-наливная эстакада: односторонняя двухсторонняя	На каждые 50 м длины	—	2 5	—	1 (1 м <sup>3</sup> ) 2 (1 м <sup>3</sup> )	1(2 х 2 м) 2(2 х 2 м)	— —	— —
Насосные по перекачке нефтепродуктов	50 м <sup>2</sup>	2 (ОУ-5)	2	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	Вместо ОУ могут быть ОП
Хранилища нефтепродуктов в бочко-гарае	200 м <sup>2</sup>	—	1	2 (ОП-5)	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	—
Место отпуска нефтепродуктов в мешковую тару	—	—	2	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—
Речные и морские причалы	На каждые 50 м длины	2 (ОУ-5)	2	2 (ОП-10)	1 (1 м <sup>3</sup> )	1(2 х 2 м)	—	—
Разливочные нефтепродуктов	50 м <sup>2</sup>	—	2	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	1(2 х 2 м)	—	—
Здания манифольдов	50 м <sup>2</sup>	2 (ОУ-2)	2	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1 (1 х 1 м)	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Помещение электродвигателей перекачивающих станций	На каждый электродвигатель	1 (ОУ-5)	—	—	—	—	—	—
Плавающие насосные станции	—	2 (ОУ-5)	4	1 (ОП-100)	1 (1 м <sup>3</sup> )	1(1,5 x 1 м)	—	—
Площадки для хранения нефтепродуктов в таре	100 м <sup>2</sup>	—	3	2 (ОП-10)	1 (1 м <sup>3</sup> )	1(1,5 x 1 м)	1	Установка на летнее время
Лаборатории	50 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	2	—	—	—	—	—
Помещение электрогазосварочных работ	50 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1 (1 x 1 м)	1	—
Автозаправочные станции: на 750 и более заправок в сутки	—	1 (ОУ-5)	10	2 (ОП-100)	2 (1 м <sup>3</sup> )	2(1,5 x 1 м)	—	—
менее 750 заправок в сутки	—	1 (ОУ-5)	6	1 (ОП-100)	2 (0,5 м <sup>3</sup> )	2(1,5 x 1 м)	—	—
Автомобильные газонаполнительные станции	—	—	—	2 (ОП-100)	—	—	—	—
здание АГНС	—	—	1	1 (ОП-10)	—	—	—	—
насосно - компрессорные отделения	На помещение	—	1	—	—	—	—	—
колонки для наполнения баллонов автомашин	—	—	1	—	—	—	—	—
Регенерационные установки	100 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	1 (ОП-10)	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	Не менее 1 на помещение

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Служебно-бытовые помещения	200 м <sup>2</sup>	—	1	—	—	—	—	Не менее 2 на этаже
Вычислительные центры, машинно-счетные станции (бюро), архивы, библиотеки, проектно – конструкторские бюро	100 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	—	1 (1,5 x 1 м)	—	—
Помещение множительно-копировальных машин	200 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	—	—	—	Не менее 1 на машину
Материальные склады	50 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	2	—	—	—	—	—
Котельные	100 м <sup>2</sup>	—	2	1 (ОП-10)	—	—	—	—
Водонасосная	На каждый электродвигатель или дизель	1 (ОУ-5)	1	—	—	—	—	—
Автogaражи	100 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	2	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	1 (1,5 x 1 м)	—	—
Электростанции и подстанции	100 м <sup>2</sup>	2 (ОУ-5)	1	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	1 (1,5 x 1 м)	—	—
Канализационная насосная нефте-содержащих отходов	50 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—
Станция биологической очистки	50 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	—
Оzonаторная	25 м <sup>2</sup>	1 (ОУ-5)	1	—	—	—	—	—
Деревообрабатывающие цеха	200 м <sup>2</sup>	—	2	—	—	—	—	—

7. Огнетушители, отправленные с объекта на перезарядку, должны заменяться соответствующим количеством заряженных огнетушителей.

## **Нормы обеспечения пожарными машинами и мотопомпами предприятий нефтепродуктообеспечения**

Приложение 6. Обязательное

2. Количество пожарной техники на предприятиях нефтепродуктообеспечения назначается в соответствии с табл. 6.1

Таблица 6.1

Пожарные машины, мотопомпы	Общая вместимость склада, тыс.м <sup>3</sup>		
	I категория (свыше 100)	II категория (свыше 20)	III категория (до 20)
Автомобиль пенного тушения	1	—	—
Автоцистерны	1	1	—
Мотопомпы	—	1	1

### **Примечания.**

1. Категории складов нефтепродуктов приняты в соответствии с главой СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы".
2. Количество пожарной техники может быть увеличено на одну единицу при удаленности предприятия нефтепродуктообеспечения от выездных пожарных частей.
3. Резерв выкидных рукавов для пожарных автомобилей и мотопомп должен составлять не менее двух комплектов.
4. Телескопические подъемники-пеносливы должны предусматривать для наземных резервуаров объемом 1000 м<sup>3</sup> и более.

## **ВППБ 01-03-96. ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ АК "ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ"**

### Извлечения

С введением в действие настоящих Правил не действуют Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР, утвержденные 29 июля 1983 г.

"Правила пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт" разработаны в развитие "Правил пожарной безопасности в Российской Федерации" (ППБ 01-93), устанавливают требования пожарной безопасности при эксплуатации предприятий магистральных нефтепродуктопроводов и должны соблюдаться всеми работниками предприятий данной отрасли, а также работниками других организаций, предприятий, учреждений и иных юридических лиц независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющих эксплуатацию, ремонт (реконструкцию), наладку и испытание оборудования на территории магистральных нефтепродуктопроводов и в их охранной зоне.

### **1. Общие положения**

1.1. Настоящие правила устанавливают требования пожарной безопасности при эксплуатации предприятий магистральных нефтепродуктопроводов\* (далее — "предприятий") и являются обязательными для всех работников предприятий, а также для работников транспортных, ремонтных, наладочных, строительно-монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (реконструкцию), наладку и испытание оборудования, расположенного на территории этого предприятия и в охранной зоне нефтепродуктопровода.

\* - Магистральный нефтепродуктопровод (МНПП) это трубопроводная транспортная система, состоящая из перекачивающих станций, наливных пунктов и линейных сооружений (линейной части), включающих магистральные, распределительные трубопроводы и отводы, предназначенные для обеспечения перекачки и распределения нефтепродуктов по потребителям.

- Линейные сооружения (линейная часть) магистрального нефтепродуктопровода — собственно трубопровод, состоящий из линейных участков, с перекачивающими станциями, устройствами защиты трубопроводов от коррозии, линиями электропередач для собственных нужд, линиями устройств связи и телемеханики, дорогами и сооружениями защиты окружающей среды.

- Перекачивающая станция МНПП — комплекс сооружений, оборудования и устройств, обеспечивающий прием и закачку нефтепродуктов в трубопровод.

- Насосный цех перекачивающей станции — здание или открытая площадка, где размещены основные и подпорные насосы с электродвигателями, а также системы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию насосных агрегатов.

- Резервуарный парк перекачивающей станции — группа (группы) резервуаров, предназначенных для приема, хранения и выдачи нефтепродуктов и размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах, противопожарными проездами — при подземных резервуарах и резервуарах, установленных в котлованах и выемках.

- Железнодорожная сливноналивная эстакада — сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное сливноналивными устройствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу.

- Автоналивная эстакада — сооружение, оборудованное устройствами, обеспечивающее выполнение операций по наливу нефтепродуктов в автомобильные цистерны.

- Технологические трубопроводы — трубопроводы, предназначенные для выполнения операций по перекачке нефтепродуктов между технологическими объектами на территории перекачивающей станции.

- Технологические объекты — здания и сооружения, предназначенные для выполнения технологических операций по сливу, наливу, хранению и перекачке нефтепродуктов: железнодорожные сливноналивные эстакады, резервуарные парки, насосные цехи, автоналивные эстакады и т.п.

### **3. Линейная часть нефтепродуктопроводов**

3.1. Оборудование, сооружения, ограждения и устройства линейной части должны содержаться в исправном состоянии, а растительность в пределах периметровых ограждений должна систематически удаляться.

3.2. Сооружения защиты от разлива нефтепродукта (обвалования, траншеи, сборники) должны содержаться в исправном состоянии, своевременно ремонтироваться и очищаться от нефтепродукта.

3.3. На всех щитах-указателях, устанавливаемых в соответствии с правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов вдоль трассы нефтепродуктопровода, а также на углах поворота и пересечениях трассы с железнодорожными и автомобильными дорогами, должны быть нанесены знаки пожарной безопасности, запрещающие пользоваться открытым огнем.

Кроме этого, на пересечениях с автомобильными дорогами всех категорий по согласованию с ГАИ МВД России должны устанавливаться дорож-

ные знаки, запрещающие остановку транспортных средств в пределах охранной зоны.

3.4. Работники службы эксплуатации нефтепродуктопровода должны систематически проводить разъяснительную работу с землепользователями, проживающими вблизи нефтепродуктопровода, о соблюдении мер пожарной безопасности в охранной зоне, а также об их действиях при обнаружении утечки нефтепродукта.

3.5. В охранной зоне трассы нефтепродуктопровода запрещается производить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию нефтепродуктопроводов либо привести к их повреждению, в том числе: высаживать деревья и кустарники всех видов;

устраивать складирование сельхозпродукции сезонного назначения, а также всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;

разрушать защитные сооружения, предохраняющие нефтепродуктопроводы от разрушений, а прилегающие территории и окружающую местность — от аварийного разлива транспортируемого продукта;

бросать якоря, проходить с отданными якорями, цепями, лотами, волокушами и тралами, производить дноуглубительные и землечерпательные работы;

разводить огонь и размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

3.6. Сторонним организациям в охранной зоне нефтепродуктопровода без письменного согласия эксплуатирующего его предприятия, запрещается: возводить любые постройки и сооружения;

сооружать проезды и переезды через трассы трубопровода;

устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать сады и огороды;

производить всякого рода открытые и подземные горные, строительные и взрывные работы;

производить мелиоративные земляные работы, сооружать оросительные и осушительные каналы;

производить геодезические и изыскательские работы, связанные с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта (кроме почвенных образцов).

3.7. Линейный персонал, обслуживающий конкретные участки нефтепродуктопровода, должен иметь выписку из утвержденного руководством предприятия и согласованного с местными органами управления плана ликвидации аварий (ПЛА).

При обнаружении выхода нефтепродукта на поверхность земли на трассе нефтепродуктопровода линейные обходчики или другой персонал службы эксплуатации нефтепродуктопровода должны действовать согласно выписки

из ПЛА и немедленно сообщить об этом на перекачивающие станции операторам или диспетчерам и принять меры к недопущению посторонних лиц и техники к месту выхода нефтепродукта, а также использование открытого огня.

## **4. Технологические объекты**

### **4.1. Общие требования**

4.1.1. На каждом предприятии необходимо иметь следующие данные о пожаровзрывоопасности перекачиваемых нефтепродуктов (приложение 9):

температуре вспышки:

температурных и концентрационных пределах распространения пламени;

температуре самовоспламенения.

4.1.2. Параметры и режимы работы технологического оборудования, обеспечивающего перекачку и хранение легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих жидкостей (ГЖ), должны обеспечивать взрывопожаробезопасность технологического процесса, о чем должны быть сделаны соответствующие записи в инструкциях о мерах пожарной безопасности.

4.1.3. Технологическое оборудование, предназначенное для перекачки и хранения нефтепродуктов, а также средства, обеспечивающие взрывобезопасность, противоаварийную и противопожарную защиту данного оборудования, должны соответствовать проектной документации или паспортным данным.

Запрещается выполнять технологические операции при неисправном оборудовании.

4.1.4. Технологическое оборудование, связанное с проведением операций с нефтепродуктами, должно иметь исправные приборы контроля и регулирования, обеспечивающие предотвращение возникновения аварийных ситуаций.

Не допускается заполнение резервуаров, железнодорожных и автомобильных цистерн, предназначенных для хранения или транспортирования нефтепродуктов, выше установленных пределов.

Запрещается выполнять технологические операции на оборудовании при отсутствии приборов контроля и регулирования, их отключении или просроченных сроках их проверки.

4.1.5. На приборах контроля и регулирования должны быть обозначены допустимые области взрывопожаробезопасных параметров работы (давление, температура, уровень налива и т.п.) технологического оборудования.

При отклонении одного или нескольких взрывопожарных параметров от допустимых пределов приборы контроля и регулирования должны подавать предупредительные и аварийные сигналы (звуковые и световые), а при достижении предельно-допустимых значений — исключать дальнейшее изменение параметров в опасном направлении.

4.1.6. Технологическое оборудование, предназначенное для работы с нефтепродуктами, должно быть герметизировано.

Запрещается эксплуатировать оборудование с наличием утечек кроме случаев, предусмотренных технологическим регламентом. При обнаружении утечек ЛВЖ или ГЖ из технологического оборудования необходимо немедленно принять меры по ликвидации неисправностей.

Участки теплоизоляции технологического оборудования, пропитанные ЛВЖ и ГЖ, необходимо заменять сразу же после ликвидации повреждения, вызвавшего утечку продукта. Пролитый нефтепродукт, а также грунт и теплоизоляцию, загрязненные нефтепродуктом, после устранения повреждения на технологическом оборудовании и сооружениях необходимо удалять в специально отведенные для этой цели места.

4.1.7. Техническое обслуживание оборудования (набивка и подтягивание сальников, уплотнение фланцев и т.п.), находящегося под давлением, без снижения давления до атмосферного (статического) запрещается.

4.1.8. Стационарные автоматические сигнализаторы дозврывоопасных концентраций должны находиться в работоспособном состоянии и проверяться в соответствии с техническими условиями по их эксплуатации, но не реже двух раз в год.

При отсутствии стационарных газоанализаторов необходимо периодически, в соответствии с графиком, производить анализ воздушной среды переносными газоанализаторами с целью определения наличия взрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов.

4.1.9. Схема обвязки оборудования, резервуаров, сливноналивных эстакад и насосов должна предусматривать возможность выключения их из технологического процесса и освобождения от нефтепродукта.

4.1.10. Устройства, предназначенные для слива нефтепродуктов в случае аварии или пожара, должны быть исправными. Задвижки линий аварийного слива должны иметь опознавательные знаки и к ним должен быть обеспечен свободный доступ.

Выпуск нефтепродукта в бытовые канализационные системы даже в аварийных случаях запрещается.

4.1.11. Основное и вспомогательное технологическое оборудование предприятия должно быть защищено от статического электричества в соответствии с действующими нормативными документами.

4.1.12. Необходимо осуществлять контроль за температурой нагрева технологического оборудования, не допуская повышения температуры наружной поверхности выше 80% от температуры самовоспламенения рабочей среды.

4.1.13. Работы во взрывопожароопасных местах необходимо выполнять инструментом, исключающим искрообразование.

Транспортные тележки, лестницы и другие приспособления, передвигающиеся на колесах и используемые во взрывопожароопасных помещениях, должны иметь ободки из искробезопасного материала. Обувь обслуживающего персонала должна исключать искрообразование.

4.1.14. При отсутствии стационарного электрического освещения для временного освещения взрывопожароопасных помещений, открытых технологических площадок, аппаратуры и другого оборудования необходимо применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении.

Применять переносные светильники, не отвечающие требованиям взрывобезопасности, запрещается.

Включать и выключать фонари следует за пределами взрывоопасной зоны.

4.1.15. Переносные взрывозащищенные светильники должны выдаваться в исправном состоянии и только на время выполнения работ. По окончании работ светильник должен быть очищен и возвращен с соответствующим оформлением.

4.1.16. Лотки и тоннели под взрывопожароопасными и пожароопасными производственными зданиями должны быть засыпаны песком или другими негорючими материалами.

4.1.17. Перед въездом на территорию должна быть вывешена схема организации движения по территории предприятия. Маршруты движения въезжающего и выезжающего транспорта не должны пересекаться.

На участках территории предприятия, где возможно скопление горючих газов и паров, проезд автомобилей, тракторов, мотоциклов и другого транспорта запрещается. По периметру таких участков должны быть установлены соответствующие указатели.

Запрещается въезд на территорию автомобилей, не обеспеченных средствами пожарной безопасности и пожаротушения.

4.1.18. Автоматические огнепреградительные устройства (заслонки, шиберы, клапаны), устройства блокировки вентиляционных систем с автоматической пожарной сигнализацией и системами пожаротушения, а также изоляция воздухопроводов должны содержаться в исправном состоянии.

4.1.19. При эксплуатации автоматических огнепреградительных устройств необходимо:

1) не реже одного раза в неделю проверять их общее техническое состояние;

2) своевременно очищать от загрязнений взрыво- и пожароопасной пылью и другими отложениями чувствительные элементы привода задвижек (легкоплавкие замки, легкосгораемые вставки, термочувствительные элементы и т.п.).

4.1.20. При эксплуатации очистных устройств необходимо своевременно очищать воздухопроводы и фильтры от горючих отложений.

4.1.21. Вентиляционные камеры должны быть постоянно закрыты на замок.

Вход посторонним лицам в помещения вентиляционных камер запрещается.

Хранение в вентиляционных камерах различного оборудования и материалов запрещается.

## 4.2. Насосные

4.2.1. В помещении насосных агрегатов должна быть обеспечена работа принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляции. Схема подключения насосов должна исключать возможность их включения при неработающей вентиляции.

Запрещается отключать схему блокировки включения насосных агрегатов при неработающей системе вентиляции.

Контроль за работоспособностью системы аварийной вентиляции следует осуществлять не реже одного раза в неделю.

4.2.2. Разделительные перегородки, в том числе их нижняя часть (стены или перегородки), расположенные ниже уровня пола, отделяющие помещения насосных от машинных залов или других помещений, а также места пропуска валов, трубопроводов, кабелей через них должны поддерживаться в состоянии, обеспечивающим герметичность. Отверстия и трещины необходимо своевременно заделывать.

Герметичность разделительных перегородок должна проверяться не реже одного раза в шесть месяцев.

4.2.3. За смазкой трущихся частей, температурой подшипников и сальников насосов должен быть установлен контроль. На магистральных насосных без дежурного персонала контроль за смазкой и температурой должен осуществляться постоянно с помощью систем автоматики.

Система смазки подшипников насосных агрегатов должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя.

4.2.4. Запрещается эксплуатация насосных при отсутствии в них стационарных сигнализаторов до взрывных концентраций.

4.2.5. Автоматизированные насосные, эксплуатируемые без постоянного присутствия обслуживающего персонала, должны иметь автоматическое отключение при аварийном выходе нефтепродукта из технологического оборудования.

### 4.3. Резервуарные парки

4.3.1. За герметичностью резервуаров и их оборудования должен быть установлен контроль. При появлении отпотин, трещин в швах и в основном металле стенок или днища действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен. Не допускаются заварка трещин и чеканка на резервуарах без приведения их во взрывопожаробезопасное состояние в соответствии с требованиями приложения 5 настоящих Правил.

Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку более допустимого, имеющих негерметичность, а также с неисправностями запорной арматуры и уровнемеров, соединений трубопроводов, сальниковых набивок, прокладок задвижек или не прошедших плановое освидетельствование.

4.3.2. Траншеи, прорытые при прокладке и ремонте трубопроводов внутри обвалований и через обвалование, по окончании этих работ должны быть немедленно засыпаны, а обвалования восстановлены. При длительных перерывах в работе (выходные, праздничные дни) должно быть устроено временное обвалование.

Запрещается уменьшение высоты обвалований, устанавливаемой проектом.

4.3.3. Люки, служащие для замера уровня и отбора проб из резервуаров, должны иметь герметичные крышки, а их фланцы должны иметь канавки и кольца с внутренней стороны из металла, исключающего искрообразование.

4.3.4. Ручной отбор проб нефтепродуктов и измерения уровня с помощью рулетки с лотом через люк резервуара допускаются только после прекращения движения жидкости (когда она находится в спокойном состоянии). Перед отбором проб пробоотборник должен быть заземлен.

4.3.5. По периметру и внутри резервуарных парков должны быть вывешены знаки безопасности, выполненные в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 и определяющие противопожарный режим на их территории (запрещение разведения открытого огня, ограничение проезда автотранспорта и т.д.).

4.3.6. Молниезащита резервуаров должна соответствовать требова-

ниям РД 34.21.122-87. Контроль исправности молниеотводов и заземляющих устройств (в том числе и понтонов) с замером омического сопротивления должен проводиться в сухое время не реже одного раза в год.

4.3.7. В случае попадания нефтепродукта в каре обвалования должны быть приняты срочные меры по его ликвидации и санации грунта.

4.3.8. Проведение огневых работ на территории резервуарного парка допускается только в строгом соответствии с инструкцией по подготовке взрывопожароопасного и пожароопасного объекта к проведению временных огневых работ (приложение 5).

4.3.9. На резервуары с понтонами должна быть техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора и акты испытаний герметичности понтонов.

4.3.10. Во избежание перекоса и потопления понтонов в процессе эксплуатации резервуаров должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие плавное и равномерное перемещение понтонов.

4.3.11. Производительность заполнения (опорожнения) резервуаров с понтонами ограничивается допустимой скоростью изменения уровня нефтепродукта в резервуаре, которая не должна превышать 3,5 м/ч.

### 4.4. Железнодорожные сливноналивные эстакады

4.4.1. Присоединять нижний сливной прибор цистерны к сливноналивному коллектору можно только после установки башмаков (упоров) под колеса цистерны и отвода с этого пути локомотива.

Не допускается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью не предусмотренных их конструкцией приспособлений.

4.4.2. Сливоналивные устройства, трубопроводы и трубопроводная арматура должны подвергаться регулярному осмотру и планово-предупредительному ремонту. Обнаруженные неисправности и утечки следует немедленно устранять. Эксплуатация неисправных участков трубопровода, неисправных сливноналивных устройств и арматуры запрещается.

Длина рукава с наконечником или трубы должна обеспечивать опускание их до дна железнодорожной цистерны.

4.4.3. Налив в железнодорожные цистерны следует осуществлять с учетом объемного расширения нефтепродукта при транспортировании этих цистерн в районы с более высокой температурой воздуха.

4.4.4. По окончании налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны шланги, стояки и коллекторы, расположенные по верху наливных эстакад, должны быть освобождены от остатков нефтепродуктов. Шланги налив-

ных стояков должны быть заведены в специальные воронки системы сбора утечек.

Крышки люков после налива и замера уровня нефтепродукта в вагоне-цистерне должны быть герметично закрыты.

4.4.5. Не допускается прием под слив и налив технически неисправных цистерн.

При обнаружении в процессе налива в железнодорожной цистерне утечки, налив в эту цистерну должен быть немедленно остановлен. Цистерна должна быть полностью освобождена от продукта и возвращена на станцию отправления.

Слив из неисправных цистерн должен производиться в специально отведенных местах.

Запрещается подача последующих составов (вагонов-цистерн) до окончания очистки эстакад от пролитых нефтепродуктов.

4.4.6. Площадки, на которых размещены сливноналивные сооружения, должны обеспечивать в случае аварии и проливов нефтепродуктов беспрепятственный сток жидкости в отводные лотки и каналы, соединенные через гидравлические (или иного типа) затворы со сборником или с аварийной емкостью.

4.4.7. По обе стороны от сливноналивных устройств или отдельно стоящих на железнодорожных путях стояков (на расстоянии двух двухосных или одной четырехосной цистерны) должны быть установлены сигнальные знаки — контрольные столбики, за которые запрещается заходить тепловозам.

Подача маршрутов под слив (налив) на свободные железнодорожные пути эстакады должна контролироваться персоналом предприятия.

Движение тепловозов по железнодорожным путям, на которых расположены сливноналивные устройства, запрещается.

4.4.8. Железнодорожные цистерны под налив следует подавать и выводить плавно, без толчков и рывков. На территории сливноналивных эстакад не разрешается тормозить и фиксировать железнодорожные цистерны металлическими башмаками. Для этих целей необходимо применять деревянные подкладки или башмаки из металла, не вызывающего искрообразования.

Не допускается применять в качестве рычагов стальные ломы или другие стальные предметы для сдвига с места и подкатки железнодорожных цистерн к месту слива и налива. Железнодорожные цистерны можно подкатывать только при помощи лебедок или деревянных рычагов.

4.4.9. Сортировку железнодорожных цистерн и расцепку их следует осуществлять за пределами эстакады слива и налива. Во время сливноналивных операций нефтепродуктов с температурой вспышки паров менее 61°С на эстакаде запрещается выполнять маневровые

работы и подавать следующий маршрут на свободный путь.

Запрещается подача цистерн на эстакаду при замазученности территории, а также за пределы изолирующих стыков электровозами при сливноналивных операциях.

4.4.10. Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, телескопические трубы и наконечники шлангов должны быть заземлены. Сопrotивление заземляющих устройств следует проверять не реже одного раза в год по графику, утвержденному руководством предприятия.

4.4.11. На железнодорожной сливноналивной эстакаде для легковоспламеняющихся нефтепродуктов переходные мостики должны иметь деревянные подушки с потайными болтами.

4.4.12. Рабочие и эвакуационные лестницы железнодорожных эстакад должны содержаться в исправном состоянии.

4.4.13. При подогреве вязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах подогреватели следует включать в работу только после полного погружения их в нефтепродукты на глубину не менее 0,5 м.

Температура подогрева жидкости в цистернах должна быть ниже температуры вспышки паров данной жидкости на 35°С. Во время подогрева необходимо следить за тем, чтобы не произошло перелива нефтепродукта из цистерны.

Сливать нефтепродукты из цистерны во время подогрева электрогрелками не допускается.

4.4.14. Застывшие нефтепродукты в сливноналивных устройствах железнодорожных цистерн разрешается отогревать только паром, а также специальными подогревателями, допущенными к эксплуатации для этих целей.

Применять открытый огонь для этих целей запрещается.

4.4.15. Запрещается непосредственный слив нефтепродуктов в автомобильные цистерны.

## 4.5. Автоналивные эстакады

4.5.1. Все водители автотранспортных средств должны пройти инструктаж о мерах пожарной безопасности, принятых на предприятии.

Перед въездом автоцистерны на предприятие технический персонал или представитель ВОХР должен проверить обеспеченность автоцистерны средствами пожаротушения и наличие у водителя лицензии на данный вид деятельности.

4.5.2. Подъезды автотранспорта к оперативной площадке автоналивной эстакады должны быть обозначены соответствующими знаками и указателями.

Допустимое число автомашин, одновременно находящихся на

оперативной площадке, должно быть установлено руководителем предприятия.

Запрещается ремонт автомобилей на оперативной площадке.

4.5.3. Оперативная площадка должна иметь исправное твердое бензостойкое покрытие, которое должно обеспечивать беспрепятственный сток нефтепродуктов в специальный сборник.

4.5.4. Налив нефтепродукта в автоцистерну следует производить при неработающем двигателе.

Налив при работающем двигателе разрешается только при низких температурах, когда запуск заглушенного двигателя может быть затруднен, о чем должна быть соответствующая запись в инструкции о мерах пожарной безопасности с указанием дополнительных мер безопасности.

Запрещается производить налив нефтепродуктов в автоцистерны без присоединения их заземляющих устройств к заземляющему контуру эстакады.

4.5.5. Водители и обслуживающий персонал предприятия должны осуществлять контроль за процессом налива нефтепродукта в автоцистерны.

По окончании налива наливные шланги после полного слива из них нефтепродуктов надо вывести из горловины автоцистерны. Закрывать горловину автоцистерны крышкой следует осторожно, не допуская ударов.

В случаях пролива (перелива) нефтепродукта до полной его уборки с территории оперативной площадки запрещается запускать двигатели автоцистерн, находящихся на оперативной площадке, а также отъезжать от места налива без разрешения оператора.

4.5.6. Автоэстакады и автоматизированные станции налива необходимо содержать в исправности. Наливные стояки, имеющие неисправности ограничителей верхнего уровня налива нефтепродукта, эксплуатировать запрещается.

4.5.7. На автоналивной эстакаде должен быть трос или штанга для отбуксировки автоцистерн.

4.5.8. Автоналивные эстакады должны быть оборудованы специальными устройствами для предотвращения выезда заполненных нефтепродуктами автоцистерн с опущенными в их горловины наливными устройствами.

4.5.9. Замазученные участки территории должны периодически очищаться водой.

## 4.6. Технологические трубопроводы

4.6.1. На технологические трубопроводы предприятия должны быть составлены технологические схемы, на которых каждый

трубопровод имеет обозначение, а запорная арматура — номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока.

Обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с планами ликвидации аварии или пожаротушения.

4.6.2. Для отогрева трубопроводов и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а также электроподогрев оборудованием во взрывозащищенном исполнении.

4.6.3. Запрещается в качестве стационарных трубопроводов для транспортировки нефтепродуктов использовать гибкие шланги (резиновые, пластмассовые и т.п.) за исключением проведения операций слива и налива в железнодорожные цистерны и другое нестандартное оборудование, а также для выполнения вспомогательных операций (освобождение трубопроводов от остатков нефтепродукта и т.п.).

## 4.7. Лаборатории

4.7.1. Оборудование лаборатории следует устанавливать так, чтобы оно не препятствовало эвакуации людей. Ширина минимально допустимых проходов между оборудованием должна быть не менее 1 м.

4.7.2. Взрывопожароопасные вещества (нефтепродукты, бензол, спирт и т.п.), в том числе и пробы нефтепродуктов, должны храниться в специальных изолированных класса В-1а помещениях.

Не допускается совместное хранение веществ, химическое взаимодействие которых может вызвать пожар или взрыв.

4.7.3. В помещениях лабораторий нефтепродукты, легковоспламеняющиеся растворители и другие горючие жидкости следует хранить в металлических шкафах (ящиках), находящихся с противоположной по отношению к выходу из помещения стороны. Максимально допустимое количество этих жидкостей должно быть отражено в инструкции.

4.7.4. Рабочие поверхности столов, стеллажей, вытяжных шкафов, предназначенных для работы с взрывопожароопасными веществами, должны иметь покрытие из негорючих материалов.

Для работы с кислотами, щелочами и другими химически активными веществами столы и шкафы следует выполнять из материалов, стойких к их воздействию, с устройством бортиков из негорючих материалов (во избежание пролива жидкости за пределы шкафа или стола).

4.7.5. Перед началом работы помещения лаборатории должны быть проветрены в течение не менее 15 минут. Все работы, связанные с

выделением взрывопожароопасных газов или паров, должны выполняться только в вытяжных шкафах.

Запрещается выполнение работ при неисправной приточно-вытяжной вентиляции.

Проводимые анализы должны выполняться в соответствии с действующими стандартами и утвержденными методиками.

4.7.6. Перед анализом нефтепродукты, а также другие легковоспламеняющиеся жидкости, требующие нагрева, во избежание вспенивания и разбрызгивания должны быть предварительно обезвожены.

4.7.7. При подогреве легковоспламеняющихся жидкостей с применением открытого огня в помещении лаборатории должно находиться не менее двух человек.

4.7.8. Запрещается сливать остатки нефтепродуктов после анализа, отработанные ЛВЖ и ГЖ в канализацию. Их необходимо сливать в специальную посуду и удалять из лаборатории.

4.7.9. Мыть лабораторную посуду необходимо только в специально отведенных для этой цели помещениях (моечных), оборудованных самостоятельной вытяжной вентиляцией.

#### **4.8. Канализационные и очистные сооружения**

4.8.1. За степенью загрязненности нефтепродуктом сточных вод должен быть установлен постоянный контроль. Периодичность и места отбора проб устанавливаются распоряжением руководителя предприятия по согласованию с местными природоохранными органами.

При превышении нормативных требований содержания в сточных водах нефтепродуктов, установленных предприятию, должны быть приняты меры к обнаружению и устранению неконтролируемого источника поступления нефтепродукта в канализацию.

4.8.2. Производственная канализация насосной станции должна своевременно освобождаться от нефтепродуктов, воды и осадка для обеспечения возможности приема нефтепродуктов при аварийном проливе.

4.8.3. Исправность гидрозатворов, установленных на выпусках производственной канализации из насосной, а также уровень воды в них должны проверяться ежедневно.

4.8.4. Смотровые колодцы канализационных сетей необходимо содержать в чистоте, они должны быть постоянно закрыты крышками.

4.8.5. Чистка канализационных труб, лотков и колодцев должна осуществляться взрывопожаробезопасными способами.

4.8.6. При эксплуатации насосных станций промышленных сточных вод не допускается:

- 1) размещение в насосной посторонних предметов и насосов другого назначения;
- 2) работа насосов при неработающей приточно-вытяжной вентиляции.

### **5. Ликвидация аварий и пожаров**

5.1. Планы ликвидации аварий (ПЛА) и планы тушения пожаров (ПТП) включают подробное руководство действиями должностных лиц и производственных подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара необходимого количества сил и средств, проведения первоочередных аварийно-спасательных работ и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

Первоочередные аварийно-спасательные работы должны включать действия по спасанию людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов с привлечением находящихся на данном предприятии сил и средств.

Указанные планы согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям и утверждаются руководителем предприятия.

Планы должны ежегодно практически отрабатываться с привлечением предусмотренных сил и средств и после отработки при необходимости своевременно корректироваться.

5.2. На предприятии должен быть определен перечень должностных лиц, обладающих правом объявления аварийного режима и несущих персональную ответственность в соответствии с действующим законодательством за полноту и своевременность их введения в действие.

5.3. При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель цеха (или другое ответственное лицо) обязан вызывать пожарную охрану и медицинскую службу, объявить о вводе на предприятии (в цехе) аварийного режима и задействовании планов, доложить об этом диспетчеру и руководителю предприятия.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

- 1) прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию (ликвидацию) аварии или пожара, в соответствии с планом;
- 2) оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех работников, не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен произво-

даться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;

3) в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;

4) организовать встречу прибывающих пожарных подразделений и других вневедомственных формирований, проинформировать о сложившейся ситуации и оказать содействие в ликвидации аварии;

5) на месте аварии и смежных участках прекратить все работы, в том числе с применением открытого огня, не связанные с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;

6) принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

7) удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;

8) при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;

9) на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;

10) при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;

11) обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара и ликвидации аварии, от возможных выбросов горящего продукта, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;

12) одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;

13) при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке нефтепродукта из горящего резервуара.

Другие мероприятия по ликвидации аварии или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности.

В случае повышенной опасности для прилегающих предприятий и населенных пунктов руководитель работ по ликвидации аварии должен выйти с предложением в органы государственной власти или органов местного самоуправления на соответствующих территориях об установлении особого противопожарного режима.

5.4. Ответственный руководитель ликвидации аварии, назначенный приказом по объекту, прибывший к месту аварии, обязан:

продублировать сообщение о возникновении аварии в пожарную охра-

ну и поставить в известность вышестоящие органы, их руководство, диспетчера, ответственного дежурного по предприятию.

5.5. Руководитель ликвидации аварии должен создать штаб, организовать встречу сил и средств, привлекаемых согласно планов быстрого реагирования, информировать их старших начальников о пострадавших при аварии, принятых мерах по ликвидации аварии, последствиях, которые могут произойти в результате аварии (взрыв, пожар, отравление и т.д.) и поставить перед ними конкретные задачи.

Руководители прибывших подразделений являются ответственными исполнителями порученных им подразделениям работ.

5.6. По прибытии подразделений пожарной охраны гарнизона руководитель предприятия, начальник подразделения пожарной охраны (ППО) или ВОХР, руководивший тушением пожара, обязаны сообщить старшему начальнику прибывших подразделений пожарной охраны все необходимые сведения об очаге пожара и мерах, принятых по его ликвидации и эвакуации людей.

5.7. При возникновении пожара в период ликвидации аварии руководителем тушения пожара является начальник прибывшего подразделения пожарной охраны. В этом случае руководитель работ по ликвидации аварии и все, находящиеся в его распоряжении работники, поступают в распоряжение руководителя тушения пожара. При этом руководитель аварийных работ помогает руководителю тушения пожара решать вопросы, связанные с особенностями технологического процесса производства.

5.8. При возникновении пожара в цехе, на производственном участке или в резервуарном парке для организации всех работ по тушению пожара создается штаб пожаротушения. В состав этого штаба должен входить представитель предприятия (главный инженер, начальник цеха или другое ответственное лицо).

Представитель предприятия в штабе пожаротушения должен:

консультировать руководителя тушения пожара по всем вопросам технологического процесса производства и специфическим особенностям предприятия;

обеспечивать объект автотранспортом для подвозки средств пожаротушения, землеройными машинами (экскаваторами и бульдозерами) для устройства обвалования, запруд и перемычек на пути растекания нефтепродукта, а также цистернами для подвозки воды;

корректировать действия инженерно-технического персонала предприятия при выполнении работ, связанных с тушением пожара;

обеспечивать по указанию руководителя тушения пожара отключение или переключение коммуникаций трубопроводов, откачку

нефтепродуктов из резервуаров, прорезание отверстий (окон) в резервуарах для подачи пены и т.д.;

при необходимости выделять в распоряжение руководителя тушения пожара людей, технику и оборудование для выполнения работ, связанных с тушением пожара и эвакуацией имущества.

5.9. Аварийное положение на объекте может быть отменено только после создания условий для его нормального функционирования.

5.10. По происшедшим на предприятии аварии и (или) пожару руководителем предприятия для выяснения причин их возникновения и развития, а также выработки профилактических мер назначается комиссия.

Результаты работы комиссии оформляются актом, по которому руководитель предприятия должен принять решение.

### **Нормы потребности первичных средств пожаротушения**

Приложение 6. (Обязательное)

1. В соответствии с таблицей 1 все производственные, складские, вспомогательные и административные здания и сооружения предприятий, а также отдельные помещения и технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения.

2. Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия на каждые 5000 м<sup>2</sup> должны быть установлены специальные щиты (но не менее одного) с набором: пенных огнетушителей — 2, углекислотных или порошковых огнетушителей — 1, ящиков с песком — 1, плотного полотна (асбест, войлок) — 1, ломов — 2, топоров — 2.

3. Помещения, оборудованные автоматическими стационарными установками пожаротушения, обеспечиваются первичными средствами пожаротушения из расчета 50% от количества, указанного в таблице 1.

4. Из двух огнетушителей, предусматриваемых настоящими Правилами для автоцистерн, перевозящих нефтепродукты, один может быть малогабаритным (порошковый или углекислотный).

5. Бочки для хранения воды должны иметь вместимость не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведром. Ящики для песка должны иметь вместимость 0,5; 1,0 и 3 м<sup>3</sup> и комплектоваться совковой лопатой.

Емкости для песка, входящие в конструкцию пожарного стенда, должны быть вместимостью не менее 0,1 м<sup>3</sup>.

Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

6. Расстояние от возможного очага пожара до места размещения

огнетушителя не должно превышать 20 м для общественных зданий и сооружений; 30 м — для помещений категорий А, Б, В; 40 м — для помещений категорий Г; 70 м — для помещений категории Д.

7. Огнетушители, отправленные с предприятия на перезарядку, должны заменяться соответствующим количеством заряженных огнетушителей.

8. Для помещений и установок, не перечисленных в таблице 1, выбор типа и расчет необходимого количества огнетушителей производятся на основе данных, изложенных в приложении 3 ППБ 01-93.

### **Нормы обеспечения пожарными машинами и мотопомпами предприятий АК “Транснефтепродукт”**

Приложение 7. (Обязательное)

1. Количество пожарной техники на объектах АО “Транснефтепродукт” назначается в соответствии с табл. 1.

Таблица 1.

Пожарная техника	Насосные станции со складом нефтепродуктов общей вместимостью, тыс. м <sup>3</sup>			Насосные станции без резервуарных парков производительностью, млн. т/год	
	свыше 100	свыше 20 до 100	до 20 включительно	свыше 5	до 5 включительно
Автомобиль пенного тушения	2	1	—	1	—
Мотопомпы	—	—	1	—	1

#### **Примечания:**

1. Количество пожарной техники может быть увеличено на одну единицу при удаленности объекта от выездных пожарных частей.

2. Резерв выкидных рукавов для пожарных автомобилей и мотопомп должен составлять не менее двух комплектов.

3. Телескопические подъемники-пеносливы должны предусматриваться для наземных резервуаров объемом 1000 м<sup>3</sup> и более, не оборудованных стационарными установками пожаротушения, из расчета подачи нормативного количества огнетушащего состава в 1 резервуар максимальной вместимости.

4. В отдельных обоснованных случаях автомобиль пенного тушения может быть заменен автоцистерной.

5. При возможности опорожнения резервуара за 6 часов и наличии стационарных установок охлаждения допускается уменьшение количества пожарной техники на 1 единицу.

Таблица 1 прил. 6

Наименование зданий, помещений и производственных участков	Первичные средства пожаротушения										Примечания
	Единица измерения защищаемой площади, защищаемое оборудование	Углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5	Пенные огнетушители и ОХП-10	Порошковые огнетушители ОП-10, ОП-100	Уацк с песком вместимостью 0,5; 1,0; 3,0 м <sup>3</sup> и лопата	Войлок, коша или асбест 1 х 1 м, 1 х 1,5 м, 2 х 2 м	Бочка и ведро (Вместимость не менее 0,2 м <sup>3</sup> )				
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Секция резервуарного парка с числом резервуаров: два четыре и более	—	—	2	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—	2 лопаты То же и носилки	—	
Оперативная площадка для налива нефтепродуктов в автоцистерны	—	—	4	1 ОП-100 или 4 ОП-10	1 (1 м <sup>3</sup> )	1	—	—	—	—	
ЖД сливно-наливная эстакада: односторонняя	на каждые 50 м длины то же	—	2	1 ОП-100	1 (1 м <sup>3</sup> )	1 (2 х 2)	—	—	—	—	
двухсторонняя	50 кв. м	—	5	2 ОП-100	2 (1 м <sup>3</sup> )	2 (2 х 2)	—	—	—	—	
Насосные по перекачке нефтепродуктов	50 кв. м	2 (ОУ-5)	2	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	—	Вместо ОУ могут быть ОП	—	
Здания манфольдов	50 кв. м	2 (ОУ-5)	2	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1 (1 х 1)	—	—	—	—	
Помещение электродвигателей перекачивающих станций	На каждый электродвигатель	1 (ОУ-5)	—	—	—	—	—	—	—	—	
Помещение электрогазосварочных работ	50 кв. м	1 (ОУ-5)	1	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1 (1 х 1)	1	—	—	—	
Служебно-бытовые помещения	200 кв. м	—	1	—	—	—	—	—	Не менее 2-х на этаже	—	
Вычислительные центры, машинно-счетные станции (бюро), архивы, библиотеки, проектно-конструкторские бюро	100 кв. м	1 (ОУ-5)	—	—	—	1 (1,5 х 1)	—	—	—	—	

Окончание табл. 1 прил. 6

Наименование зданий, помещений и производственных участков	Первичные средства пожаротушения										Примечания
	Единица измерения защищаемой площади, защищаемое оборудование	Углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5	Пенные огнетушители и ОХП-10	Порошковые огнетушители ОП-10, ОП-100	Уацк с песком вместимостью 0,5; 1,0; 3,0 м <sup>3</sup> и лопата	Войлок, коша или асбест 1 х 1 м, 1 х 1,5 м, 2 х 2 м	Бочка и ведро (Вместимость не менее 0,2 м <sup>3</sup> )				
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Помещение множительно-копировальных машин	200 кв. м	1 (ОУ-5)	—	—	—	—	—	—	Не менее одной на каждую машину	—	
Материальные склады	50 кв. м	1 (ОУ-5)	2	—	—	—	—	—	—	—	
Котельные	100 кв. м	—	2	1 (ОП-10)	—	—	—	—	—	—	
Водонасосная	На каждый электродвигатель или дизель	1 (ОУ-5)	—	—	—	—	—	—	—	—	
Автогаражи	100 кв. м	1 (ОУ-5)	2	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	1 (1,5 х 1)	—	—	—	—	
Электростанции и подстанции	100 кв. м	2 (ОУ-5)	—	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	1 (1,5 х 1)	—	—	—	—	
Канализационная насосная нефтесодержащих отходов	—	1 (ОУ-2)	1	—	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—	—	—	
Станция биологической очистки	50 кв. м	1 (ОУ-2)	1	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	—	—	—	
Озонаторная	25 кв. м	1 (ОУ-2)	1	—	—	—	1	—	—	—	
Деревообрабатывающие цехи	200 кв. м	—	2	—	—	—	—	—	—	—	

## **Инструкция по эксплуатации автоматических установок пожаротушения**

### Приложение 8. (Обязательное)

1. Каждый объект предприятия должен быть оснащен установками пожаротушения и пожарной сигнализации в соответствии с действующими нормами проектирования и находиться в исправном состоянии.

2. Лицо, ответственное за содержание пожарной автоматики, должно не реже одного раза в неделю, если иное не определено графиком, утвержденным руководителем предприятия, контролировать ее состояние с отметкой в журнале даты и результатов проведения осмотра.

При проверках работоспособного состояния установок пожаротушения ответственное лицо должно контролировать сохранность запаса огнетушащего вещества, напряжение на вводе привода энергетических агрегатов установок пожаротушения, давление в побудительном трубопроводе питательной сети, положение запорной арматуры, состояние выпускных насадок и оросителей, состояние датчиков автоматического и дистанционного пуска и сети распределительных трубопроводов. Даты проведения осмотров и их результаты должны записываться в специальном журнале.

Ответственность за своевременный ремонт установок пожарной автоматики возлагается на руководителя предприятия.

3. Места расположения пусковых устройств установок пожарной автоматики должны быть обозначены по ГОСТ 12.4.026-76 как внутри, так и снаружи помещений.

4. Персонал предприятия должен быть обучен правилам пуска установок пожаротушения.

После включения в действие установки пожарной автоматики она должна быть в кратчайший срок вновь приведена в работоспособное состояние.

Каждый случай срабатывания установок пожарной автоматики должен отмечаться в журнале.

5. Баллоны и емкости установок пожаротушения, масса огнетушащего вещества и давление в которых ниже расчетных значений на 10%, подлежат дозарядке или перезарядке.

6. Не реже одного раза в три года следует проводить гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов установок пожаротушения и орошения на прочность и герметичность, а также промывку и очистку их от грязи и отложений.

Результаты проверки и испытания оформляются актами.

7. Перед наступлением холодов следует проверять теплоизоляцию

и отопительные устройства, предохраняющие от замерзания отдельные участки установок, а также опорожнять установки, эксплуатация которых предусмотрена в режиме сухотрубов.

В помещениях, в которых размещаются аппараты, трубопроводы или узлы управления, заполненные в нормальном режиме эксплуатации водой или раствором пенообразователя, должна поддерживаться температура не ниже 5°C. Рекомендуется при низких температурах периодически прокачивать теплую воду или раствор пенообразователя по системам пожаротушения.

8. У каждого узла управления должна быть вывешена табличка с указанием защищаемых объектов, типа и количества оросителей (пеногенераторов) в секции установки. Задвижки и краны должны быть пронумерованы в соответствии со схемой обвязки.

Задвижки и другие устройства, отключающие насосы и разделяющие сеть магистральных и подводящих трубопроводов на участки, должны быть всегда открыты. Закрытие их допускается только при необходимости отключения участков магистрали.

В ночное время места размещения узлов управления должны освещаться.

9. Резервуары для воды, пенообразователя и его раствора, как правило, должны оборудоваться сигнализаторами уровня. При отсутствии автоматического контроля уровень воды и пенообразователя в резервуарах необходимо проверять визуально не реже двух раз в месяц.

### **Установки пенного пожаротушения**

10. Перед заполнением емкости пенообразователем необходимо произвести ее очистку паром или горячей водой. При этом рекомендуется добавлять к воде 1-2% кальцинированной соды или негашеной извести.

11. При поступлении пенообразователя на предприятие необходимо: проверить наличие паспорта, в котором должно быть указано наименование завода-изготовителя, номер партии, дата изготовления, масса партии (в килограммах или тоннах);

проверить состояние тары (она должна быть герметичной, с плотно закрытым заливочным отверстием);

отобрать от каждой партии пенообразователя пробу для последующего направления ее в химическую лабораторию на анализ физико-химических показателей.

12. Для отбора проб следует вскрыть не менее двух емкостей из каждой партии (или каждую емкость с пенообразователем, находящуюся на предприятии и из них отобрать в чистую стеклянную банку продукт

с таким расчетом, чтобы общее количество проб от каждой партии или емкости было не менее 0,5 л. Вскрытые емкости следует плотно закрыть. Стекланную банку с пробкой необходимо также плотно закрыть и наклеить на нее бирку с указанием номера партии пенообразователя и даты отбора.

Пенообразователь, не отвечающий требованиям нормативных документов, к использованию не допускается.

13. Качество пенообразователей, находящихся непосредственно в резервуарах, а также в запасных емкостях (бочках, канистрах, банках и т.п.) необходимо проверять не реже одного раза в полгода. О результатах проверки составляется акт.

14. При необходимости подогрева пенообразователя или его раствора максимальная температура нагревательного элемента, соприкасающегося с пенообразователем или раствором, не должна превышать +40°C.

## **ПБ 03-108-96. ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ**

Утверждены постановлением Госгортехнадзора России  
от 02.03.95 № 11.  
Извлечения

Настоящие Правила устанавливают общие положения и основные технические требования к технологическим трубопроводам: условия выбора и применения труб, деталей трубопроводов, арматуры и основных материалов для их изготовления, а также требования к сварке и термообработке, размещению трубопроводов, условиям нормальной эксплуатации и ремонта, соблюдение которых обязательно для всех отраслей промышленности, имеющих подконтрольные Госгортехнадзору России производства.

С введением в действие настоящих Правил утрачивают силу "Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов (ПУГ-69)", утвержденные Госгортехнадзором СССР в 1969 году.

Все действующие отраслевые нормативно-технические документы и инструкции, касающиеся проектирования, монтажа, эксплуатации и ремонта стальных внутризаводских и цеховых технологических трубопроводов, должны быть приведены в соответствие с настоящими Правилами.

Необходимость и сроки приведения действующих трубопроводов в соответствие с настоящими Правилами определяются администрацией предприятия и согласовываются с региональными органами Госгортехнадзора России.

## 1. Общие положения

### 1.1. Область применения

1.1.1. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов\* распространяются на проектирование, устройство, изготовление, монтаж, эксплуатацию и ремонт стационарных стальных технологических трубопроводов, предназначенных для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуум) 0,001 МПа (0,01 кгс/см<sup>2</sup>) до условного давления 320 МПа (3200 кгс/см<sup>2</sup>) и рабочих температур от минус 19 до плюс 70°С на химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих, газоперерабатывающих, химико-фармацевтических, целлюлозно-бумажных, микробиологических, коксохимических, нефте- и газодобывающих предприятиях.

**Примечания:** 1. К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

2. Под терминами "давление", "условное давление", кроме специально оговоренных случаев, следует понимать избыточное давление.

\* Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов далее по тексту — Правила.

1.1.2. Наряду с настоящими Правилами при проектировании, строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов следует руководствоваться также соответствующими разделами Строительных норм и Правил (СНиП), соответствующими правилами Госгортехнадзора России и другими обязательными нормами и правилами.

При этом следует учитывать требования пожаровзрывобезопасности, производственной санитарии и охраны труда, изложенные в соответствующих нормативно-технических документах (НТД), утвержденных в установленном порядке.

1.1.3. При проектировании и эксплуатации трубопроводов жидкого и газообразного хлора наряду с настоящими Правилами надлежит руководствоваться Правилами безопасности при производстве, хранении, транспортировании и применении хлора (ПБХ-93).

1.1.4. При проектировании и эксплуатации воздухопроводов и газопроводов инертного газа наряду с настоящими Правилами следует руководствоваться требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.

1.1.5. При проектировании и эксплуатации трубопроводов, транспортирующих газ, содержащий сероводород, наряду с настоящими Правилами следует руководствоваться отраслевыми НТД, согласованными с Госгортехнадзором России, и рекомендациями специализированных научно-исследовательских организаций.

1.1.6. Настоящие Правила не распространяются на трубопроводы: магистральные (газопроводы, нефтепроводы и продуктопроводы); ацетилен и кислорода; электростанций, котельных, шахт; тепловых сетей, линий водоснабжения и канализации; футерованные неметаллическими материалами; газов, содержащих взрывопожароопасную пыль и волокно; временные, сооружаемые на период строительства, монтажа или реконструкции предприятия или цеха, со сроком эксплуатации не более 1 года;

особого назначения (атомных установок, передвижных агрегатов, смазочных систем, являющихся неотъемлемой частью оборудования и т.д.);

пара и горячей воды I категории диаметром 51 мм и более, а также всех других категорий диаметром 76 мм и более, на которые распространяются требования Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;

топливного газа, на которые распространяется действие Правил безопасности в газовом хозяйстве, при использовании в качестве топлива газа из магистральных и городских газопроводов или сжиженных газов.

1.1.7. В зависимости от рабочего давления технологические трубопроводы, на которые распространяется действие настоящих Правил, подразделяются на технологические трубопроводы низкого давления с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно и технологические трубопроводы высокого давления с условным давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) до 320 МПа (3200 кгс/см<sup>2</sup>).

1.1.8. Допускается разработка отраслевых нормативных документов, регламентирующих условия и требования конкретной отрасли, в пределах основных положений и требований настоящих Правил.

### 1.2. Основные положения

1.2.6. За выбор схемы трубопровода, правильность его конструкции, расчета на прочность и выбора материала, за принятый срок службы, качество изготовления, монтажа и ремонта, а также за соответствие трубопровода требованиям правил, стандартов и других НТД несут ответственность организации или предприятия, выполнявшие соответствующие работы.

1.2.7. Все изменения проекта, возникающие в процессе изготовления, монтажа и ремонта трубопровода, в том числе замена материалов, деталей и изменения категории трубопроводов должны выполняться организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на право проектирования трубопроводов.

1.2.8. Организация, осуществляющая эксплуатацию трубопровода (владелец трубопровода), несет полную ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию трубопровода, контроль за его работой, за своевременность и качество проведения ревизии и ремонта в соответствии с настоящими Правилами, а также за согласование с автором проекта всех изменений, вносимых в объект и проектную документацию.

1.2.9. Для трубопроводов и арматуры, находящихся в контакте со взрывопожароопасными и вредными средами, проектной организацией устанавливается расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и внесено в паспорт трубопровода.

Эксплуатация трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, допускается при получении технического заключения о возможности его дальнейшей работы и разрешения в порядке, установленном нормативными документами.

1.2.10. Организации, осуществляющие проектирование, изготовление, монтаж, ремонт, эксплуатацию и техническую диагностику трубопроводов, должны иметь лицензию Госгортехнадзора России на выполняемую работу.

## 2. Технологические трубопроводы с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

### 2.1. Классификация трубопроводов

2.1.1. Все трубопроводы с давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) (включительно) в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность) подразделяются на группы (А, Б, В) и в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) — на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Классификация трубопроводов приведена в табл. 2.1.

**Примечания к табл. 1:** 1. Обозначение группы определенной транспортируемой среды включает в себя обозначение общей группы среды (А, Б, В) и обозначение подгруппы (а, б, в), отражающее класс опасности транспортируемого вещества.

2. Обозначение группы трубопровода в общем виде соответствует обозначению группы транспортируемой среды. Обозначение "трубопровод группы А(б)" обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А(б).

3. Группа трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов, устанавливается по компоненту, требующему отнесения трубопровода к

Таблица 2.1

Общая группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		Р <sub>раб.</sub> , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t <sub>раб.</sub> , °С	Р <sub>раб.</sub> , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t <sub>раб.</sub> , °С	Р <sub>раб.</sub> , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t <sub>раб.</sub> , °С	Р <sub>раб.</sub> , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t <sub>раб.</sub> , °С	Р <sub>раб.</sub> , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	t <sub>раб.</sub> , °С
А	Вещества с токсичным действием а) чрезвычайно и высокоопасные вещества классов 1, 2 (ГОСТ 12.1.007) б) умеренно опасные вещества класса 3 (ГОСТ 12.1.007)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Независимо	Независимо	Вакуум от 0,08 (абс) до 2,5 (25)	От -40 до +300	—	—	—	—	—	—
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества ГОСТ 12.1.044 а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные (СУГ)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Свыше 2,5 (25)	Свыше +300 и ниже -40	Вакуум от 0,08 (абс) до 2,5 (25)	От -40 до +300	—	—	—	—	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Б	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	Свыше 2,5 (25) Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше +300 и ниже -40 Независимо	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25) Вакуум выше 0,08 (0,8) (абс)	От +120 до +300 От -40 до +300	До 1,6 (16)	От -40 до +120	—	—	—	—
	в) горючие жидкости (ГЖ)	Свыше 6,3 (63) Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	Свыше +350 и ниже -40 То же	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63) Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше +250 до +350 То же	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25) Вакуум до 0,08 (0,8) (абс)	Свыше +120 до +250 От -40 до +250	До 1,6 (16)	От -40 до +120	—	—
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ) по ГОСТ 12.1.044	Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	—	Свыше 6,3 (63) вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше +350 до +450	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	От +250 до +350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше +120 до +250	До 1,6 (16)	От -40 до +120

более ответственной группе. При этом, если при содержании в смеси опасных веществ 1, 2 и 3 классов опасности концентрация одного из компонентов смертельна, группу смеси определяют по этому веществу.

В случае, если наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в незначительном количестве, вопрос об отнесении трубопровода к менее ответственной группе или категории решается проектной организацией (автором проекта).

4. Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005 и ГОСТ 12.1.007, значения показателей пожаровзрывоопасности веществ — по соответствующей НТД или методикам, изложенным в ГОСТ 12.1.044.

5. Категорию трубопровода следует устанавливать по параметру, требующему отнесения его к более ответственной категории.

6. Для вакуумных трубопроводов следует учитывать не условное давление, а абсолютное рабочее давление.

7. Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой равной или превышающей температуру их самовоспламенения или рабочей температурой ниже минус 40°С, а также несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях, следует относить к I категории.

2.1.2. Категории трубопроводов определяют совокупность технических требований, предъявляемых к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов в соответствии с настоящими Правилами.

2.1.3. Класс опасности технологических сред определяется разработчиком проекта на основании классов опасности веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений согласно ГОСТ 12.1.007.

2.1.4. Категории трубопроводов устанавливаются разработчиком проекта для каждого трубопровода и указываются в проектной документации.

2.1.5. По решению разработчика допускается в зависимости от условий эксплуатации принимать более ответственную (чем определяемую рабочими параметрами среды) категорию трубопроводов.

## 2.2. Требования к материалам, применяемым для трубопроводов

2.2.1. Трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия, применяемые для стальных технологических трубопроводов, по качеству, технической характеристике и материалам должны отвечать требованиям настоящих Правил и соответствующих нормативно-технических документов.

Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для изготовления трубопроводов, должны быть подтверждены заводами-изготовителями соответствующими паспортами или сертификатами. Материалы и изделия, не имеющие паспортов или сертификатов, допускается применять только для трубопроводов II и ниже категорий и только после их проверки и испытания в соответ-

ствии со стандартами, техническими условиями и настоящими Правилами.

Материал деталей трубопроводов, как правило должен соответствовать материалу соединяемых труб. При применении и сварке разнородных сталей следует руководствоваться указаниями соответствующих нормативно-технических документов.

Допускается по заключению специализированных научно-исследовательских организаций применение труб и деталей трубопроводов из материалов не указанных в настоящих Правилах.

2.2.3. Применение импортных материалов и изделий допускается, если характеристики этих материалов соответствуют требованиям отечественных стандартов и подтверждены заключением специализированной научно-исследовательской организации.

### **Трубы**

2.2.5. Бесшовные трубы, изготовленные из слитка, а также фасонные детали из этих труб допускается применять для трубопроводов групп А и Б первой и второй категорий при условии проведения их контроля методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗД) в объеме 100% по всей поверхности.

2.2.6. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеродородные газы (СУГ), а также вещества, относящиеся к группе А(а), следует применять бесшовные горяче- и холоднодеформированные трубы по ГОСТ 8731, ГОСТ 550, ГОСТ 9940, ГОСТ 9941 и специальным техническим условиям. Допускается применение электросварных труб условным диаметром более 400 мм в соответствии с указаниями табл. 2.2 для трубопроводов, транспортирующих вещества, относящиеся к группе А(а) и сжиженные углеводородные газы (СУГ) при скорости коррозии металла до 0,1 мм/год, с рабочим давлением до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>) и температурой до 200°С, прошедших термообработку, 100%-ный контроль сварных швов (УЗД или просвечивание) при положительных результатах механических испытаний образцов из сварных соединений в полном объеме, в том числе и на ударную вязкость (КСУ).

Допускается применять в качестве труб обечайки, изготовленные из листовой стали в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, на условное давление до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>).

2.2.8. Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением, указанным в нормативно-технической документации на трубы, или иметь указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

**Примечание.** Допускается не проводить гидроиспытания бесшовных труб, если они подвергались по всей поверхности контролю неразрушающими методами согласно НТД на трубы.

2.2.9. Трубы электросварные со спиральным швом разрешается применять только для прямых участков трубопроводов.

2.2.10. Электросварные трубы, применяемые для транспортирования веществ групп А(б), Б(а), Б(б) (см. табл. 2.1), за исключением сжиженных газов давлением свыше 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) и групп Б(в) и В давлением свыше 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>), а также с рабочей температурой свыше 300°С должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы подвергнуты 100%-ному контролю физическими методами (УЗД или просвечивание) и испытанию на загиб или ударную вязкость.

Допускается применение нетермообработанных труб с соотношением наружного диаметра трубы к толщине стенки равным или более 50 для транспортирования сред, не вызывающих коррозионное растрескивание металла.

### **Фланцы**

2.2.18. Для трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б технологических объектов I категории взрывоопасности, не допускается применение фланцевых соединений с гладкой уплотнительной поверхностью за исключением случаев применения спирально-навитых прокладок.

### **Крепежные детали**

2.2.21. Материалы, применяемые для изготовления крепежных изделий, а также крепежные детали, поступающие на склад, должны иметь сертификат предприятия-изготовителя.

При отсутствии сертификата на материал предприятие-изготовитель крепежных изделий должно провести аттестацию материалов по результатам определения их физико-механических характеристик (в том числе химического состава) по существующим стандартам или техническим условиям и составить сертификат.

### **Прокладочные материалы**

2.2.26. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды и ее рабочих параметров по проекту, действующим НТД и рекомендациям специализированных научно-исследовательских организаций.

### **Фасонные детали трубопроводов**

2.2.27. Фасонные детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации следует выбирать по действующим НТД-стандартам, нормалам, техническим условиям, а также по технической документации разработчика проекта.

### **Сварные детали**

2.2.30. При выборе сварных деталей трубопроводов в зависимости от агрессивности среды, температуры и давления следует руководствоваться настоящими Правилами и другими действующими нормативными документами.

2.2.31. Сварку фитингов и контроль качества сварных стыков следует производить в соответствии с требованиями действующих НТД.

2.2.39. Допускается применение лепестковых переходов для технологических трубопроводов с условным давлением  $P_y$  не более 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) и условным диаметром  $D_y$  100-500 мм.

Не разрешается устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транспортирования сжиженных газов и веществ группы А(а) (см. табл. 2.1).

### **Гнутые и штампованные детали**

2.2.42. Для технологических трубопроводов должны применяться, как правило, кругоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, гнутые и штампосварные отводы.

### **Заглушки**

2.2.45. Заглушки рекомендуется выбирать в зависимости от рабочих параметров среды и конкретных условий эксплуатации, руководствуясь настоящими Правилами, государственными и отраслевыми стандартами, действующими НТД.

2.2.49. Качество материала заглушек должно подтверждаться сертификатом. Допускается составлять один сертификат на партию заглушек. Партией считается любое число заглушек, изготовленных из одного материала по данному заказу. Сертификат на постоянные заглушки должен храниться в журнале учета установки-снятия заглушек (постоянная заглушка — заглушка, устанавливаемая в связи с технологической необходимостью).

На каждой съемной заглушке (на хвостовике, а при его отсутствии — на цилиндрической поверхности) должны быть четко выбиты номер заглушки (партии), марка стали, условное давление  $P_y$  и условный проход  $D_y$ .

## **3. Технологические трубопроводы высокого давления свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) до 320 МПа (3200 кгс/см<sup>2</sup>)**

### **3.1. Общие положения**

3.1.1. Конструкция трубопровода должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, наружного и внутреннего осмотра и ремонта, удаления из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

3.1.2. Конструкция трубопровода должна предусматривать возможность выполнения всех видов контроля согласно требованиям настоящих Правил. Если конструкция трубопровода не позволяет проведения наружного и внутреннего осмотров или гидравлического испытания, предусмотренных настоящими Правилами, автором проекта должны быть указаны методика, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

### **Сварные швы и их расположение**

3.2.13. Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать их качественное выполнение и контроль всеми предусмотренными методами в процессе изготовления, монтажа, эксплуатации и ремонта.

3.2.14. Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно быть не менее трехкратного значения номинальной толщины свариваемых элементов, но не менее 50 мм при толщине стенки до 8 мм и не менее 100 мм при толщине стенки свыше 8 мм.

В любом случае указанное расстояние должно обеспечивать возможность проведения местной термообработки и контроля шва неразрушающими методами.

Сварные соединения трубопроводов должны располагаться от края опоры на расстоянии 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее чем на расстоянии 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

3.2.15. Расстояние от началагиба трубы до оси кольцевого сварного шва для труб с наружным диаметром до 100 мм должно быть не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм.

Для труб с наружным диаметром 100 мм и более это расстояние должно быть не менее 100 мм.

3.2.16. При невозможности обеспечить расстояние, указанное в пп. 3.2.14 и 3.2.15, вопрос в каждом конкретном случае решается специализированной научно-исследовательской организацией или автором проекта.

### 3.4. Требования к изготовлению трубопроводов

#### Общие требования

3.4.1. Сварка сборочных единиц должна производиться в соответствии с требованиями технических условий на изготовление трубопроводов, утвержденных инструкций или технологической документации, содержащих указания по технологии сварки трубопроводов, применению присадочных материалов, видам и объему контроля, а также предварительному и сопутствующему подогреву и термической обработке.

3.4.2. Изготовление сборочных единиц должно производиться предприятиями, которые располагают техническими возможностями и специалистами, обеспечивающими качество изготовления сборочных единиц в полном соответствии с требованиями настоящих Правил, стандартов или технических условий и имеющими разрешение (лицензию) органов Госгортехнадзора России на право такого изготовления.

#### Входной контроль

3.4.3. На предприятии должен осуществляться входной контроль труб, поковок, деталей сварных соединений и сварочных материалов на соответствие их требованиям настоящих Правил, стандартов, технических условий и конструкторской документации.

3.4.4. Трубы, поковки, детали и сварочные материалы, поступающие на предприятие-изготовитель трубопроводов, должны быть снабжены сертификатом (паспортом) и иметь маркировку.

3.4.6. В случае отсутствия сертификатов и паспортов, необходимых данных в них, а также при несоответствии ярлыков (бирок) на упаковках данным сертификатов предприятие-изготовитель трубопроводов проводит необходимые испытания согласно стандартам и техническим условиям на поставку труб, деталей, поковок и сварочных материалов.

3.4.7. Трубы, поковки, детали и сварочные материалы к контролю предъявляются партиями. Методы контроля должны соответствовать требованиям технических условий на поставку.

### 4. Применение трубопроводной арматуры

4.1. По способу присоединения к трубопроводу арматуру разделяют на фланцевую, муфтовую, цапковую и приварную. Муфтовая и цапковая чугунная арматура рекомендуется только для трубопроводов с условным проходом  $D_y$  не более 50 мм, транспортирующих негорючие нейтральные среды. Муфтовая и цапковая стальная арматура может применяться на трубопроводах для всех сред при условном проходе  $D_y$  не более 40 мм.

Фланцевая и приварная арматура допускается к применению для всех категорий трубопроводов.

По эксплуатационному назначению трубопроводная арматура подразделяется на запорную, регулирующую, предохранительную, распределительную, защитную и фазоразделительную.

Применяемая трубопроводная арматура (в том числе приобретенная по импорту) должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063 "Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности".

4.2. Трубопроводная арматура должна поставляться в соответствии с НТД испытанной и не требовать разборки для расконсервации.

Арматура должна поставляться с эксплуатационной документацией по ГОСТ 2.001-68, в том числе с паспортом, техническим описанием и инструкцией по эксплуатации.

На арматуре должны быть указаны условное давление, условный диаметр, марка материала и заводской или инвентаризационный номер.

Арматуру, не имеющую паспортов и маркировки, можно использовать для трубопроводов категорий IV и V только после ее ревизии и испытания.

Арматуру, имеющую маркировку завода-изготовителя с указанием  $P_y$  и  $D_y$  и марки материала, но не имеющую паспортов, допускается применять для трубопроводов всех категорий, кроме трубопроводов высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)], только после ее ревизии, испытания и проверки марки материала.

Чугунную арматуру с условным проходом более 200 мм, независимо от наличия паспорта, маркировки и срока хранения, перед установкой следует подвергнуть ревизии и гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

4.3. Материал арматуры для трубопроводов необходимо выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды, требований отраслевой НТД и правил по технике безопасности. Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять лишь в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

4.4. При выборе арматуры с электроприводом следует руководствоваться указаниями настоящих Правил и Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

4.11. Для сред групп А(б), В(а), кроме сжиженных газов, Б(б), кроме ЛВЖ с температурой кипения ниже плюс 45°C, Б(в) арматуру из ковкового чугуна указанных в п. 4.10 марок допускается использовать, если пределы рабочих температур среды не ниже минус 30°C и не выше плюс 150°C при давлении среды не более 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). При этом для рабочих давлений

среды до 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>) должна применяться арматура, рассчитанная на давление  $P_u$  не менее 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>), а для рабочих давлений более 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>) — арматура, рассчитанная на давление не менее 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>).

4.12. Не разрешается применять арматуру из ковкого чугуна на трубопроводах, транспортирующих среды группы А(а), сжиженные газы группы Б(а); ЛВЖ с температурой кипения ниже плюс 45°С группы Б(б).

4.13. Не разрешается применять арматуру из серого чугуна на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, а также на паропроводах и трубопроводах горячей воды, используемых в качестве спутников.

4.14. Арматуру из серого и ковкого чугуна не допускается применять независимо от среды, рабочего давления и температуры в следующих случаях:

на трубопроводах, подверженных вибрации;

на трубопроводах, работающих при резкопеременном температурном режиме среды;

при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта;

на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, содержащие воду или другие замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0°С независимо от давления;

в обвязке насосных агрегатов, в том числе на вспомогательных трубопроводах, при установке насосов на открытых площадках;

в обвязке резервуаров и емкостей для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

4.15. На трубопроводах, работающих при температуре среды ниже 40°С, должна применяться арматура из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса арматуры ударную вязкость металла не ниже 0,2 МДж/м<sup>2</sup> (2 кгс·м/см<sup>2</sup>).

4.16. Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной аммиачной арматуры из ковкого чугуна в пределах параметров и условий, изложенных в п. 4.11.

4.17. Запорная арматура с условным проходом  $D_u$  более 400 мм должна применяться с механическим приводом (шестеренчатым, червячным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и др.). Выбор типа привода обуславливается соответствующими нормативными требованиями или требованиями технологического процесса. Запорная арматура с электроприводом должна иметь дублирующее ручное управление.

4.18. В гидроприводе арматуры должна применяться негорючая и незамерзающая жидкость, соответствующая условиям эксплуатации.

4.19. С целью исключения возможности выпадения в пневмоприводах конденсата в зимнее время рабочий агент должен быть осушен до точки росы при минимальной отрицательной расчетной температуре трубопровода.

4.20. Быстродействующая арматура с приводом должна отвечать требованиям безопасного ведения технологического процесса.

4.21. При ручном приводе можно применять дистанционное управление арматурой с помощью цепей, шарнирных соединений и т.п.

## **5. Требования к устройству трубопроводов**

### **5.1. Размещение трубопроводов**

5.1.1. Прокладка технологических трубопроводов должна осуществляться по проекту с учетом требований СНиП II-89-80, СНиП 2.09.03-85, СНиП 2.09.02-85\*, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды и Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств (ОПВ-88).

Разработка проекта должна выполняться организацией, имеющей разрешение (лицензию).

5.1.2. Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и непосредственного наблюдения за техническим состоянием;

безопасность и надежность эксплуатации в пределах нормативного срока;

разбивку на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ промышленными методами с применением средств механизации;

возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов и испытанию;

изоляция и защиту трубопроводов от коррозии, вторичных проявлений молний и статического электричества;

предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

наименьшую протяженность трубопроводов;

исключение провисания и образования застойных зон;

возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов;

возможность беспрепятственного перемещения подъемных механиз-

мов, оборудования и средств пожаротушения.

5.1.5. Для трубопроводов групп А, Б прокладка должна быть надземной на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

Допускается прокладка этих трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам в непроходных каналах.

В непроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкозастывающие и горючие жидкости группы Б(в) (мазут, масла и т.п.).

Для трубопроводов группы В помимо надземной прокладки допускается прокладка в каналах (закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в земле. При прокладке в земле рабочая температура трубопровода не должна превышать 150°С. Применение низких опорных конструкций допускается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

При прокладке трубопроводов в тоннелях и проходных каналах необходимо руководствоваться СНиП 2.09.03-85 и отраслевыми противопожарными нормами и правилами безопасности.

5.1.6. Каналы для трубопроводов групп А и Б следует выполнять из сборных несгораемых конструкций, засыпать песком, перекрывать железобетонными плитами и, при необходимости, предусматривать защиту от проникновения в них грунтовых вод.

5.1.7. Прокладка трубопроводов в полупроходных каналах допускается только на отдельных участках трассы, протяженностью не более 100 м, в основном при пересечении трубопроводами групп Б(в) и В внутризаводских железнодорожных путей и автодорог с усовершенствованным покрытием.

При этом в полупроходных каналах должен быть предусмотрен проход шириной не менее 0,6 м и высотой не менее 1,5 м до выступающих конструкций. На концах канала должны быть предусмотрены выходы и люки.

5.1.8. В местах ввода (вывода) трубопроводов групп А, Б в цех (из цеха) по каналам или тоннелям необходимо предусматривать средства по предотвращению попадания вредных и горючих веществ из цеха в канал и обратно (установка глухих диафрагм из несгораемых материалов или устройство водо- и газонепроницаемых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектом).

5.1.9. Для изолированных и неизолированных трубопроводов расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали, должно приниматься с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях и должно быть не менее указанного в табл. 5.1.

5.1.11. При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться СНиП II-89-80, СНиП 2.09.03-85 и Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

5.1.12. Не допускается прокладка технологических трубопроводов внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений и в помещениях электrorаспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, в помещениях трансформаторов, вентиляционных камер, тепловых пунктов, на путях эвакуации персонала (лестничные клетки, коридоры и т.п.), а также транзитом через помещения любого назначения.

Трубопроводы групп А и Б, прокладываемые между смежными предприятиями промышленного узла, а также между производственной зоной и зоной товарно-сырьевых складов предприятия, должны располагаться от зданий, где возможно массовое скопление людей (столовая, клуб, медпункт, административные здания и т.д.), на расстоянии не менее 50 м при надземной прокладке и не менее 25 м при подземной прокладке.

5.1.13. При проектировании трубопроводных трасс рекомендуется учитывать возможность развития и реконструкции предприятий, для этого при определении размеров конструкций следует предусматривать резерв как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции. В каждом конкретном случае резерв определяется проектом.

5.1.14. Не допускается размещение арматуры, компенсаторов, дренажных устройств, разъемных соединений в местах пересечения надземными трубопроводами железных и автомобильных дорог, пешеходных переходов, над дверными проемами, под и над окнами и балконами. В случае необходимости применения разъемных соединений (например, для трубопроводов с внутренним защитным покрытием) должны предусматриваться защитные поддоны.

5.1.15. Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с условным проходом до 100 мм), а также жидкие вещества группы В (независимо от диаметра трубопровода) допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

По несгораемой поверхности несущих стен производственных зданий допускается прокладывать внутрицеховые трубопроводы с условным проходом до 200 мм исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми — ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым

конструкциям не допускается.

5.1.16. Прокладку трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах можно применять при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ.

При этом трубопроводы с веществами, несовместимыми друг с другом, следует располагать на максимальном удалении друг от друга.

При двух- и трехъярусной прокладке трубопроводов их следует располагать с учетом следующего:

трубопроводы кислот, щелочей и других агрессивных веществ — на самых нижних ярусах;

трубопроводы сжиженных горючих газов, а также веществ группы Б(а), Б(б) — на верхнем ярусе и, по возможности, у края эстакады;

трубопроводы с веществами, смешение которых может вызвать пожар или взрыв, — на максимальном удалении друг от друга.

5.1.17. Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами, как правило, не допускается. Указанная установка компенсаторов допускается при наличии обоснования невозможности или нецелесообразности их размещения в других местах.

5.1.18. При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), а также на заводских эстакадах должны предусматриваться проходные мостики из несгораемых материалов шириной не менее 0,6 м и с перилами высотой не менее 0,9 м, а через каждые 200 м и в торцах эстакады при расстоянии менее 200 м — лестницы вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

5.1.19. При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа трубы и теплоизоляции следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80. Для перехода через трубопроводы должны быть оборудованы пешеходные мостики.

Допускается предусматривать укладку трубопроводов диаметром до 300 мм включительно в два и более яруса, при этом расстояние от поверхности земли до верха труб или теплоизоляции верхнего яруса должно быть, как правило, не более 1,5 м.

5.1.20. При соответствующих обоснованиях, когда позволяет несущая способность трубопроводов, допускается крепление к ним других трубопроводов меньшего диаметра. Не допускается такой способ крепления к трубопроводам, транспортирующим:

среды групп А, Б;

технологические среды с температурой свыше 300°C и ниже минус 40°C или давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) независимо от температуры;

вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже 0,8 температуры веществ в несущем трубопроводе.

Возможность закрепления трубопроводов должна подтверждаться расчетом.

5.1.21. При прокладке паропроводов совместно с другими трубопроводами необходимо руководствоваться Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

5.1.22. Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, необходимо заключать в специальные гильзы или футляры. Сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляров или гильз не допускаются.

Внутренний диаметр гильзы принимается на 10-12 мм больше наружного диаметра трубопровода (при отсутствии изоляции) или наружного диаметра изоляции (для изолированных трубопроводов).

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительные конструкции, зазор между трубопроводом и гильзой (с обоих концов) должен заполняться негорючим материалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси.

5.1.23. На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыво- и пожароопасные вещества, должны устанавливаться огнепреградители. Установка огнепреградителей на выбросах от аппаратов с азотным дыханием не требуется.

На выбросах от предохранительных клапанов огнепреградители не устанавливаются.

5.1.24. Трубопроводы для выброса газовых технологических сред должны отвечать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

5.1.25. Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б должны располагаться, как правило, вне машинных залов. Отключающая (запорная) от коллектора арматура на всасывающем трубопроводе со средами групп А и Б в каждой машине должна быть установлена у коллектора, вне здания, с целью ограничения количества вредных и взрывопожароопасных веществ, которые могут попасть в помещение при аварийных ситуациях. На нагнетательных линиях газовых компрессоров, работающих на общий коллектор, должна предусматриваться установка обратных клапанов между компрессором и запорной арматурой.

5.1.26. Прокладка технологических трубопроводов в каналах допускается только при соответствующем обосновании.

5.1.27. Межцоховые трубопроводы групп А и Б не допускается прокладывать под и над зданиями.

Трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) запрещается укладывать в общих каналах с паропроводами, теплопроводами, кабелями силового и слабого тока.

5.1.28. Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог и железнодорожных путей должны быть проложены в защитных металлических и бетонных трубах, концы которых должны отстоять от головки рельсов или от обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до подошвы шпалы железнодорожного пути должно быть не менее 1 м; до полотна автодороги — не менее 0,5 м.

5.1.29. Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами должна быть не менее:

для железнодорожных путей (над головкой рельса) — 5,55 м;

для автомобильных дорог — 4,5 м;

для пешеходных дорог — 2,2 м.

5.1.30. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть не менее:

до оси железнодорожного пути нормальной колеи — 2,45 м;

до бордюра автодороги — 1,0 м.

5.1.31. Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередач необходимо выполнять в соответствии с ПУЭ.

Воздушные линии электропередач на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередач (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости от напряжения:

Напряжение, кВ	До 1	От 1 до 20	От 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, м	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0

Расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов до нижней части вагонеток (с учетом провисания троса) подвесной дороги должно быть не менее 3 м.

**Примечание.** При определении вертикального и горизонтального расстояния между воздушными линиями электропередач и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части трубопровода.

5.1.32. При подземной прокладке трубопроводов, в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов, они должны располагаться в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету следует принимать при следующих условных диаметрах

трубопроводов:

до 300 мм — не менее 0,4 м;

более 300 мм — не менее 0,5 м.

5.1.34. Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках принимается исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, должны располагаться на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

5.1.35. По возможности следует избегать пересечения и сближения до расстояния менее 11 м трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированных (на постоянном токе) дорог и другими источниками блуждающих токов.

В стесненных условиях допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов.

В местах пересечения подземных трубопроводов с путями электрифицированных железных дорог необходимо применять диэлектрические прокладки.

## 5.2. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов

5.2.1. Все технологические трубопроводы независимо от транспортируемого продукта должны иметь дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления воздуха.

Необходимость специальных устройств для дренажа и продувки определяется проектом в зависимости от назначения и условий работы трубопровода.

5.2.2. Опорожнение трубопроводов, как правило, должно производиться в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При невозможности обеспечения полного опорожнения (при наличии “мешков”, обратных уклонов и т.д.) в нижних точках трубопроводов следует предусматривать специальные дренажные устройства непрерывного или периодического действия.

5.2.3. Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, должны иметь дренажные устройства для непрерывного удаления жид-

кости.

В качестве дренажных устройств непрерывного действия в зависимости от свойств и параметров среды могут применяться конденсатоотводчики, гидравлические затворы, сепараторы и другие устройства с отводом жидкости в закрытые системы.

5.2.5. В качестве дренажных устройств периодического действия должны предусматриваться специальные сливные штуцера с запорной арматурой для присоединения стационарных или съемных трубопроводов, гибких шлангов для отвода продуктов в дренажные емкости или технологическое оборудование. На запорную арматуру устанавливается заглушка. Дренажные устройства для аварийного опорожнения должны проектироваться стационарными.

Для продуктов 1 и 2 классов опасности и сжиженных газов устройства для опорожнения с помощью гибких шлангов не допускаются.

Диаметр дренажного трубопровода должен приниматься в соответствии с гидравлическим расчетом исходя из условий регламентированного времени дренажа, но не менее 25 мм.

5.2.9. Запрещается применение гибких шлангов для удаления сжиженных газов из стационарного оборудования.

Для заполнения и опорожнения нестационарного оборудования (слив и налив железнодорожных цистерн, контейнеров, бочек и баллонов) разрешается применение гибких шлангов, рассчитанных на соответствующее давление.

5.2.10. Трубопроводы с технологическими средами 1, 2 и 3 классов опасности должны продуваться в специальные сбросные трубопроводы с последующим использованием или обезвреживанием продувочных газов и паров. Продувку остальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные свечи в атмосферу.

5.2.11. Схема продувки трубопровода и расположение продувочных свечей определяется при проектировании в каждом конкретном случае с соблюдением требований санитарных норм, пожарной безопасности и техники безопасности.

5.2.12. Продувочные свечи должны иметь устройства для отбора проб с арматурой, а продувочные свечи для горючих и взрывоопасных продуктов — также огнепреградители.

5.2.13. Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точках должны иметь дренажные отверстия и штуцера с арматурой либо другие устройства, исключающие возможность скопления жидкости в результате конденсации.

5.2.14. Все виды конденсатоотводящих устройств и все дренажные

трубопроводы, размещаемые вне помещений, должны быть надежно защищены от замерзания теплоизоляцией и обогревом.

### 5.3. Размещение арматуры

5.3.1. На вводах трубопроводов в цехи, технологические узлы и установки и выводах должна устанавливаться запорная арматура. На вводах трубопроводов для горючих газов, в том числе сжиженных, а также для трубопроводов для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ) диаметром 400 мм и более должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублированием.

Запорная арматура с дистанционным управлением должна располагаться вне здания на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего аппарата, расположенного вне здания.

Дистанционное управление запорной арматурой следует располагать в пунктах управления, операторных и других безопасных местах. Управление арматурой разрешается располагать в производственных помещениях при условии дублирования его из безопасного места.

5.3.2. На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры должны обеспечивать возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппарата, а также всего трубопровода.

Необходимость применения арматуры с дистанционным приводом или ручным определяется условиями технологического процесса и обеспечением безопасности работы, а также требованиями ОПВ-88.

5.3.3. Управление запорной арматурой с дистанционным управлением, предназначенной для аварийного сброса газа, должно осуществляться из операторной.

5.3.4. Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, должны снабжаться обводной (байпасной) линией с соответствующими запорными устройствами. При невозможности по условиям безопасности осуществления ручного регулирования технологическим процессом требуется устройство байпасной линии с регулирующим клапаном.

5.3.6. На запорной арматуре должны быть указатели, показывающие ее состояние: “открыто”, “закрыто”.

5.3.9. На трубопроводах, подающих вещества групп А и Б в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, должны устанавливаться обратные клапаны.

Обратный клапан должен размещаться между емкостью и запорной арматурой на подводящем трубопроводе. Если один и тот же трубопровод

служит для подачи и отбора продукта, то обратный клапан не устанавливается.

5.3.10. На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов должна предусматриваться установка обратных клапанов.

Обратный клапан устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой. На центробежных насосах, работающих в системе без избыточного давления, допускаются обратные клапаны не ставить.

5.3.11. Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов), работающих под давлением 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>) и выше, на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А, Б(а), Б(б), должны устанавливаться два запорных органа с дренажным устройством между ними с условным проходом 25 мм, соединенным с атмосферой. На дренажной арматуре должна устанавливаться заглушка.

Дренажные устройства трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред должны соединяться с закрытой системой.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп с рабочим давлением менее 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), а также групп Б(в). В вне зависимости от давления, устанавливается один запорный орган. В этом случае рядом с ним должно быть фланцевое соединение, а между фланцевым соединением и запорным органом — дренажное устройство с заглушкой на дренажной арматуре.

5.3.12. В случае возможности повышения давления, в том числе за счет объемного расширения жидких сред свыше расчетного, на трубопроводах должны устанавливаться предохранительные устройства. Сбросы предохранительных клапанов должны отвечать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

5.3.13. Трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,8 м от уровня пола помещения или площадки, с которой производят управление. При частом использовании арматуры привод следует располагать на высоте не более 1,6 м.

При размещении арматуры на высоте более указанной для ее обслуживания должны предусматриваться стационарные или переносные площадки и лестницы. Время закрытия (открывания) запорной арматуры должно соответствовать требованиям ОПВ-88.

5.3.14. На вводе трубопровода в производственные цехи, технологические узлы и установки, если максимально возможное рабочее давление технологической среды в трубопроводе превышает расчетное давление технологического оборудования, в которое она направляется, необходимо предусматривать редуцирующее устройство (автоматическое для непрерывных

процессов или ручное для периодических) с манометром и предохранительным клапаном на стороне низкого давления.

## 5.4. Опоры и подвески трубопроводов

5.4.1. Трубопроводы должны монтироваться на опорах или подвесках. Расположение опор (неподвижных, скользящих, катковых, пружинных и т.д.), подвесок и расстояние между ними определяются проектом. При этом места установки опор и подвесок должны иметь привязку.

При отсутствии необходимых по нагрузкам и другим параметрам стандартных опор и подвесок должна быть разработана их конструкция.

Опоры и подвески следует располагать по возможности ближе к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям и т.п.

5.4.3. Опоры и подвески должны располагаться на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

5.4.4. Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой, при необходимости исключения потерь холода следует применять опоры с теплоизолирующими прокладками, в том числе деревянными, пропитанными антипиренами.

5.4.5. При выборе материалов для опорных конструкций, опор и подвесок, размещаемых вне помещений и в неотапливаемых помещениях, за расчетную температуру принимается средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 в соответствии со СНиП 2.01.01-82.

Материал элементов опор и подвесок, привариваемых к трубопроводу, должен соответствовать материалу трубопровода.

Для элементов опор и подвесок, непосредственно соприкасающихся с трубопроводом, следует также учитывать температуру транспортируемого вещества.

5.4.6. Для обеспечения проектного уклона трубопровода разрешается установка под подушки опор металлических подкладок, привариваемых к строительным конструкциям.

5.4.7. Для трубопроводов, подверженных вибрации, следует применять опоры с хомутом и располагать их на строительных конструкциях. Подвески для таких трубопроводов допускается предусматривать в качестве дополнительного способа крепления.

5.6. Компенсация температурных деформаций трубопроводов

5.6.2. Не допускается применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах, транспортирующих среды групп А и Б.

Не допускается установка линзовых, сальниковых и волнистых компенсаторов на трубопроводах с условным давлением свыше 10 МПа (100

кгс/см<sup>2</sup>).

5.6.4. Для П-образных компенсаторов гнутые отводы следует применять только из бесшовных, а сварные — из бесшовных и сварных прямошовных труб. Применение сварных отводов для изготовления П-образных компенсаторов допускается в соответствии с указаниями п. 2.2.37 настоящих Правил.

5.6.5. Применять водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262 для изготовления П-образных компенсаторов запрещается, а электросварные со спиральным швом, указанные в табл. 2.2, рекомендуются только для прямых участков компенсаторов.

5.6.8. Линзовые компенсаторы, осевые, а также линзовые компенсаторы шарнирные применяют для технологических трубопроводов, транспортирующих неагрессивные и малоагрессивные среды при давлении  $P_y$  до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>), температуре до плюс 350°С и гарантированном числе циклов не более 3000.

5.6.11. Качество линзовых компенсаторов, подлежащих установке на технологических трубопроводах, должно подтверждаться паспортами или сертификатами.

## 5.8. Тепловая изоляция, обогрев

5.8.1. Необходимость применения тепловой изоляции должна определяться в каждом конкретном случае, в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса и требований безопасности труда и взрывопожаробезопасности.

5.8.2. Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

при необходимости предупреждения и уменьшения теплопотерь (для сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок и т.п.);

при температуре стенки трубопровода выше 60°С, а на рабочих местах и в проходах при температуре выше 45°С — во избежание ожогов;

при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

5.8.3. Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям СНиП 2.04.14-88.

Работы по тепловой изоляции должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.3.038.

5.8.5. Тепловая изоляция трубопроводов осуществляется после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие спутники также должны быть испытаны и приняты комиссией по акту до нанесения тепловой изоляции.

При монтаже обогревающих спутников особое внимание должно быть обращено на отсутствие гидравлических “мешков” и правильное осуществление дренажа во всех низших точках.

5.8.6. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода следует предусматривать следующие элементы:

основной теплоизолирующий слой;

армирующие и крепежные детали;

защитно-покровный слой (защитное покрытие).

В состав теплоизоляционных конструкций трубопроводов с температурой транспортируемых веществ ниже плюс 12°С должен входить пароизоляционный слой. Необходимость в пароизоляционном слое при температуре транспортируемых веществ свыше плюс 12°С определяется расчетом.

При отрицательных рабочих температурах среды проектом тепловой изоляции должны предусматриваться тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при установке сборных теплоизоляционных конструкций.

5.8.8. Для трубопроводов с рабочей температурой выше плюс 250°С и ниже минус 60°С не допускается применение однослойных теплоизоляционных конструкций из формованных изделий (перлитоцементных, известковокремнеземистых, совелитовых, вулканитовых).

5.8.9. Не допускается применять элементы теплоизоляционных конструкций из сгораемых материалов для трубопроводов групп А и Б, а также трубопроводов группы В при надземной прокладке, для внутрицеховых, расположенных в тоннелях и на путях эвакуации эксплуатационного персонала (коридорах, лестничных клетках и др.).

5.8.10. Для трубопроводов, транспортирующих активные окислители, не допускается применять тепловую изоляцию с содержанием органических и горючих веществ более 0,45% по массе.

5.8.11. Теплоизоляционные материалы и изделия, содержащие органические компоненты, допускаются к применению на трубопроводах с рабочей температурой выше 100°С только при наличии соответствующих указаний в стандартах и технических условиях на эти материалы и изделия.

5.8.12. Для трубопроводов, подверженных вибрации, не рекомендуется предусматривать порошкообразные теплоизоляционные материалы, минеральную вату и вату из непрерывного стеклянного волокна.

## 5.9. Защита от коррозии и окраска трубопроводов

5.9.1. При транспортировке агрессивных веществ защиту от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов следует обеспечивать в соответствии с требованиями действующей НТД, с учетом химических и физических свойств вещества, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.

5.9.2. Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, степени опасности электрокоррозии, вида и параметров транспортируемых веществ в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602, ГОСТ 25812, СНиП 2.03.11-85, СНиП 2.05.06-85, СНиП 2.04.07-86, СНиП 2.04.08-87 и других действующих НТД.

5.9.11. При проектировании мероприятий по антикоррозионной защите технологических трубопроводов конструктивные решения должны обеспечивать доступность осмотра и восстановление антикоррозионных покрытий.

5.9.12. Опознавательная окраска трубопроводов должна производиться в соответствии с ГОСТ 14202.

## 6. Требования к монтажу трубопроводов

### 6.1. Общие требования к монтажу трубопроводов

6.1.1. Монтаж трубопроводов и блоков коммуникаций (далее — трубопроводов) должен производиться в соответствии с требованиями рабочей документации, настоящих Правил, СНиП, НТД и разработанного плана производства работ (ППР).

Монтаж трубопроводов взрывопожароопасных производств с блоками I категории взрывоопасности должен, как правило, осуществляться на основе узлового или монтажно-блочного метода с максимальным переносом работ со строительной площадки в условия промышленного производства на предприятиях-поставщиках, а также сборочно-комплекточных предприятиях строительной индустрии и строительного-монтажных организаций.

6.1.2. Не допускается отступление от рабочей документации и ППР без согласования с организациями, разработавшими и утвердившими их.

6.1.3. При монтаже трубопроводов должен осуществляться входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выпол-

ненных работ в соответствии с НТД. Результаты входного контроля оформляются актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

6.1.5. Изделия и материалы, на которые истек гарантийный срок, указанный в документации предприятия-изготовителя (а при отсутствии таких указаний — по истечении года от даты изготовления), могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, предусмотренных сопроводительной документацией предприятия-изготовителя, в которую должны быть занесены данные по результатам проведенных работ.

6.1.6. Условия хранения изделий и материалов для монтажа трубопроводов должны соответствовать требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

6.1.7. Если труба в процессе монтажа разрезается на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся концы наносится клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.

### 6.2. Монтаж трубопроводов

6.2.1. При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в трубопровод, необходимо внешним осмотром (без разборки) проверить соответствие их требованиям рабочих чертежей, сопроводительной документации и НТД по качеству изготовления и комплектности.

6.2.2. Не разрешается монтаж сборочных единиц, труб, деталей и других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

6.2.14. Монтаж трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок в соответствии с требованиями рабочей документации. Сборные единицы и узлы трубопроводов должны быть уложены не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокидывания или разворота.

6.2.15. Расстояние от фланца арматуры, сварного шва или фланца компенсатора до опоры, подвески, стены, перегородки, конца футляра или перекрытия должно быть не менее 400 мм.

6.2.17. Арматура, имеющая механический или электрический привод, до передачи ее в монтаж должна проходить проверку работоспособности привода в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

6.4. Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами-изготовителями

6.4.1. Каждый трубопровод или сборочная единица поставляется заказ-

чику предприятием-изготовителем со следующей документацией:  
сборочный чертеж трубопровода или сборочной единицы в двух экземплярах;

паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных трубопроводных линий;

копии паспортов на арматуру и детали трубопровода, крепежные детали и уплотнения;

ведомость на упаковку (комплектовочная ведомость) в одном экземпляре;

упаковочный лист в трех экземплярах, из которых:

один экземпляр отправляется почтой;

один экземпляр — в упаковочном ящике;

один экземпляр — на упаковочном ящике.

6.4.9. С каждой трубопроводной линией предприятие-изготовитель направляет потребителю следующую техническую документацию:

паспорт;

сведения о трубах и деталях трубопровода;

сведения о сварных соединениях;

перечень арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектных технологических линий;

акт гидравлического испытания сборочных единиц;

акт ревизии и испытания арматуры (низкого и высокого давления);

спецификацию;

заключение.

Формы технической документации приведены в приложении 1 к настоящим Правилам.

## **7. Требования к сварке и термической обработке**

### **7.1. Сварка**

7.1.1. При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и их элементов допускается применение всех промышленных методов сварки, обеспечивающих необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

7.1.2. Газовая (ацетилено-кислородная) сварка допускается для труб из углеродистых и низколегированных неподкаливающихся сталей (17ГС, 09Г2С и др.) с условным диаметром до 80 мм и толщиной стенки не более 3,5 мм при давлении до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

7.1.3. Газовая сварка стыков из низколегированных закалывающихся сталей (15ХМ, 12Х1МФ и др.) допускается при монтаже и ремонте труб с

условным диаметром до 40 мм и толщиной стенки не более 5 мм при давлении до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

7.1.4. Сварка трубопроводов и их элементов должна производиться в соответствии с требованиями технических условий на изготовление, производственных инструкций или технологической документации, содержащей указания по применению конкретных присадочных материалов, флюсов и защитных газов, по предварительному и сопутствующему подогреву, по технологии сварки и термической обработки, видам и объему контроля.

7.1.5. К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими Правилами аттестации сварщиков, утвержденными Госгортехнадзором России, и имеющие удостоверение сварщика установленного образца. При этом сварщики могут быть допущены к тем видам сварочных работ, которые указаны в их удостоверениях.

7.1.6. Руководство работами по сборке, сварке, термической обработке и контролю качества сварных соединений должны осуществлять инженерно-технические работники, имеющие специальную техническую подготовку, изучившие настоящие Правила, рабочие чертежи, технологические процессы и другую необходимую НТД и прошедшие аттестацию комиссии предприятия.

7.1.8. Сварочные материалы должны иметь сертификаты завода-изготовителя и удовлетворять требованиям стандартов или технических условий.

7.1.9. При отсутствии сертификатов сварочные материалы допускается использовать только после проверки химического состава и механических свойств наплавленного металла на соответствие требованиям стандартов или технических условий.

7.1.10. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний или химическому анализу разрешаются повторные испытания. Повторные испытания проводят на удвоенном количестве образцов по тем видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторных испытаниях получены неудовлетворительные результаты даже по одному из видов, данная партия сварочных материалов бракуется.

### **7.2. Термическая обработка**

7.2.1. Необходимость выполнения термической обработки сварных соединений и ее режимы (скорость нагрева, температура при выдержке, продолжительность выдержки, скорость охлаждения, охлаждающая среда и др.) должны быть указаны в технических условиях, проектной или другой рабочей документации.

7.2.2. К проведению работ по термической обработке сварных соединений допускаются термисты-операторы, прошедшие специальную подготовку, выдержавшие соответствующие испытания и имеющие удостоверение на право производства этих работ.

7.2.3. Обязательной термообработке подлежат:

стыковые соединения элементов из углеродистых сталей с толщиной стенки более 36 мм;

сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера соответственно более 36 и 25 мм;

стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки более 30 мм;

сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера соответственно более 30 и 25 мм;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами, предназначенные для эксплуатации в средах, содержащих сероводород, независимо от толщины стенки и марки стали;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей независимо от толщины стенки;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегированных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (по требованию проекта);

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температурах выше 350°C в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, должны подвергаться стабилизирующему отжигу (по требованию проекта);

сварные соединения продольных швов лепестковых переходов из углеродистых и низколегированных сталей независимо от толщины стенки.

7.2.4. Для термической обработки сварных соединений может применяться как общий печной нагрев, так и местный по кольцу любым методом, обеспечивающим одновременный и равномерный нагрев сварного шва и примыкающих к нему с обеих сторон участков основного металла по всему периметру. Минимальная ширина нагреваемых участков указывается в НТД. При отсутствии таких указаний ширина участка,

нагреваемого до требуемой температуры, не должна быть менее двойной толщины стенки в каждую сторону от края шва, но не менее 50 мм.

7.2.5. Участки трубопровода, расположенные возле нагреваемого при термообработке кольца, должны быть покрыты теплоизоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине.

### 7.3. Контроль качества сварных соединений

7.3.1. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- а) пооперационный контроль;
- б) внешний осмотр и измерения;
- в) ультразвуковой или радиографический контроль;
- г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- д) определение содержания ферритной фазы;
- е) стилоскопирование;
- ж) измерение твердости;
- з) механические испытания;

и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;

- к) гидравлические или пневматические испытания.

**Примечания:** 1. Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после проведения термообработки.

2. Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными для них в рабочей документации методами.

7.3.2. Пооперационный контроль предусматривает:

а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;

б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

в) проверку температуры предварительного подогрева;

г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);

д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

7.3.3. Пооперационный контроль должен проводиться инженерно-техническим работником, ответственным за сварку, или под его наблюдением.

7.3.4. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

7.3.8. К контролю сварных соединений физическими методами допускаются дефектоскописты, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Каждый дефектоскопист может быть допущен к тем методам контроля, которые указаны в его удостоверении. Дефектоскописты подлежат аттестации и переаттестации в соответствии с Правилами аттестации специалистов неразрушающего контроля.

## **8. Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов**

### **8.1. Общие требования**

8.1.1. Все трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

8.1.2. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода. В случае отсутствия указаний о способе испытания и величине испытательного давления способ испытания согласовывается с заказчиком, а величина давления испытания принимается в соответствии с настоящими Правилами.

### **8.6. Сдача-приемка смонтированных трубопроводов**

8.6.1. Сдача-приемка трубопроводов после монтажа должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

8.6.2. Монтажная организация до начала пусконаладочных работ должна передать владельцу трубопровода “Свидетельство о монтаже” (приложение 2) в комплекте со всеми формами и необходимой документацией

для трубопроводов I, II, III категорий и условным давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>). Для остальных трубопроводов, на которые распространяется действие настоящих Правил, в комплекте со “Свидетельством о монтаже” передаются только формы 2, 8, 9 и документация в соответствии с п. 9 перечня прилагаемых к “Свидетельству о монтаже” документов (приложение 2).

8.6.3. Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре, без масштаба. Он должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений (раздельно обозначают сварные соединения, выполняемые при монтаже и на предприятии-изготовителе). Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывается расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и на всех формах, входящих в состав “Свидетельства о монтаже”, должна быть единой. Для трубопроводов с условным давлением 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) и более нумеруются также разъемные соединения.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация по форме 1 приложения 2 на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода, с указанием НТД по каждой позиции.

8.6.4. Перечни скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов согласно СНиП 1.02.01-85 должны быть установлены в общих данных по рабочим чертежам. Освидетельствование скрытых работ в случаях, когда последующие работы должны начинаться после перерыва, необходимо производить перед началом последующих работ.

## **9. Требования к эксплуатации трубопроводов**

### **9.1. Надзор и обслуживание**

9.1.1. Администрация предприятия-владельца трубопроводов обязана содержать их в соответствии с требованиями настоящих Правил, а также других действующих межотраслевых и ведомственных норм и правил, обеспечивая безопасность обслуживания и надежность работы.

Эксплуатация, надзор, ревизия и ремонт трубопроводов должны производиться в соответствии с инструкцией, разработанной на основе настоящих Правил.

9.1.2. Лица, осуществляющие на предприятии надзор за трубопроводами, а также лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, должны назначаться приказом по пред-

приятно из числа ИТР, имеющих соответствующую квалификацию и практический опыт работы, прошедших аттестацию в соответствии с “Положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России”.

Количество ответственных лиц для осуществления надзора должно определяться исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностным положением.

9.1.3. По каждой установке (цеху, производству) лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, должен быть составлен перечень трубопроводов, выполненный в двух экземплярах: один хранится у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию трубопроводов, другой — в службе технического надзора у лица, осуществляющего надзор за трубопроводами.

9.1.4. На все трубопроводы высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)] и трубопроводы низкого давления [до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно] категорий I, II, III, а также трубопроводы всех категорий, транспортирующие вещества при скорости коррозии металла трубопровода 0,5 мм/год, администрация предприятия должна составлять паспорт установленного образца (приложение 3).

Перечень документов, прилагаемых к паспорту, должен соответствовать требованиям раздела 9.4.

9.1.5. Паспорт на трубопровод должен храниться у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

9.1.6. Для трубопроводов, на которые не распространяются требования п. 9.1.4, на каждой установке необходимо завести эксплуатационный журнал, в который должны заноситься даты проведенных ревизий и данные о ремонтах этих трубопроводов.

9.1.7. Технологические трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, необходимо периодически обследовать с целью оценки технического состояния в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

9.1.8. Обслуживание технологических трубопроводов может быть поручено лицам, достигшим 18-летнего возраста, обученным по программе, разработанной в соответствии с требованиями настоящих Правил и других НТД по трубопроводам, знающим их схему и прошедшим проверку знаний по правилам техники безопасности.

9.1.9. Лицам, осуществляющим надзор за трубопроводами высокого давления, необходимо вести книгу учета периодических испытаний трубопровода.

## 9.2. Надзор во время эксплуатации

9.2.1. В период эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является постоянное и тщательное наблюдение за состоянием наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж, арматуру), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. Результаты осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале не реже одного раза в смену.

9.2.2. Надзор за правильной эксплуатацией трубопроводов ежедневно осуществляет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов, периодически — служба технического надзора совместно с руководством цеха и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, не реже одного раза в год.

9.2.3. При периодическом обследовании необходимо проверить: техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и, при необходимости, неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозийного износа, нагруженных сечений и т.п.;

устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов, предусмотренных предписаниями органов госгортехнадзора и службы технического надзора предприятия, приказами и распоряжениями, актами расследования аварий и протоколами технических совещаний;

полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического обследования трубопроводов оформляются актом, один экземпляр которого передают начальнику цеха владельца трубопровода.

9.2.4. Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации службой технического надзора совместно с администрацией цеха (производства) и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Выявленные при этом дефекты подлежат немедленному устранению.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливаются технической администрацией предприятия, но не реже одного раза в 3 месяца.

Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации не более 40 Гц.

9.2.5. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым

способом, при периодических обследованиях можно производить без снятия изоляции. Однако, если состояние стенок или сварных швов трубопроводов вызывает сомнение, то по указанию лица, осуществляющего надзор за эксплуатацией трубопроводов, должно быть проведено частичное или полное удаление изоляции.

9.2.6. Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходных каналах или в земле, должен производиться путем вскрытия на отдельных участках длиной не менее 2 м. Число участков, в зависимости от условий эксплуатации, устанавливается лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию.

9.2.7. Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов — до +60°C, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с действующими инструкциями и дефекты устранены.

За своевременное устранение дефектов отвечает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

9.2.8. При наружном осмотре должно быть проверено состояние: изоляции и покрытий; сварных швов; фланцевых и муфтовых соединений, крепежа и устройств для установки КИП; опор; компенсирующих устройств; дренажных устройств; арматуры и ее уплотнений; реперов для замера остаточной деформации; сварных тройниковых соединений, гибов и отводов. Одновременно проверяется вибрация трубопровода.

### 9.3. Ревизия трубопроводов

9.3.1. Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия, которая проводится службой технического надзора совместно с механиками, начальниками установок (производств).

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

9.3.2. Как правило, ревизия трубопроводов должна быть приуро-

чена к плано-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

9.3.3. Сроки проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра, ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями и не должны быть реже указанных в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Транспортируемые среды	Категория трубопровода	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год		
		более 0,5	0,1 - 0,5	до 0,1
Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3 классов по ГОСТ 12.1.007-76 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) (среды групп А)	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 года
	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 года
Взрыво- и пожароопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные, легко воспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) по ГОСТ 12.1.007 [среды группы Б(а), Б(б)]	III	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 года
Горючие жидкости (ГЖ) по ГОСТ 12.1.004 [среды группы Б(в)]	III и IV	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
	I и II	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 6 лет
Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества по ГОСТ 12.1.004 (среды группы В)	III, IV и V	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 6 лет	Не реже одного раза в 8 лет

9.3.4. Для трубопроводов высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)] установлены следующие виды ревизии: выборочная, генеральная выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

Первая выборочная ревизия трубопроводов, транспортирующих неагрессивные или малоагрессивные среды, должна производиться не позднее чем через 2 года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

9.3.5. Отсрочка в проведении ревизии трубопроводов при производственной необходимости определяется администрацией предприятия с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую надежную эксплуатацию, и оформляется письменным разрешением на срок не более одного года.

9.3.6. При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

9.3.7. Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ, предусмотренных действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

9.3.10. Объем выборочной ревизии трубопроводов высокого давления [свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)] должен быть:

не менее двух участков каждого агрегата установки независимо от температуры;

не менее одного участка каждого общецехового коллектора или межцехового трубопровода независимо от температуры среды.

Под агрегатом понимается группа аппаратов и машин, соединенных обвязочными трубопроводами и предназначенных для осуществления определенной части технологического процесса (например, агрегат газоразделения, компрессорный агрегат и т.д.).

Под коллектором понимается трубопровод, объединяющий ряд параллельно работающих агрегатов.

9.3.11. Выбор участков для ревизии производится лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, совместно со службой технического надзора. При выборе следует намечать участки, работающие в наиболее тяжелых условиях, где вероятней всего

происходит износ вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. При выборе участка должны приниматься во внимание результаты предшествующего наружного осмотра и предшествующих ревизий.

9.3.12. При ревизии контрольного участка трубопровода высокого давления необходимо:

а) провести наружный осмотр согласно требованиям п. 9.2.8;

б) при наличии фланцевых или муфтовых соединений произвести их разборку, затем внутренний осмотр трубопровода;

в) произвести замер толщины стенок труб и других деталей контрольного участка приборами неразрушающего контроля;

г) при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах (околошовной зоне) или при возникновении сомнений в их качестве произвести контроль неразрушающими методами (радиографический, ультразвуковой и т.д.);

д) при возникновении сомнений в качестве металла проверить его механические свойства и химический состав. Способ проверки определяется службой технического надзора;

е) проверить состояние муфт, фланцев, их привалочных поверхностей и резьбы, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на контрольном участке;

з) провести контроль на остаточную деформацию в соответствии с требованиями п. 9.1.10, если это предусмотрено проектом;

ж) провести контроль твердости крепежных изделий фланцевых соединений, работающих при температуре 400°С.

9.3.15. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков должна быть проведена генеральная выборочная ревизия этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30% каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании, выданном специализированной организацией.

9.3.16. Генеральная выборочная ревизия трубопроводов высокого давления должна также производиться периодически в следующие сроки:

а) в производстве аммиака:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования азотоводородных и других водородсодержащих газовых смесей при температуре среды до 200°С, — через 24 года, при температуре среды свыше 200°С, — через 8 лет;

б) в производстве метанола:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей, содержащих, кроме водорода, окись углерода, при тем-

пературе среды до 200°C, — через 15 лет, при температуре среды свыше 200°C, — через 6 лет;

в) в производстве капролактама:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200°C, — через 10 лет, трубопроводы, предназначенные для транспортирования окиси углерода при температуре свыше 150°C, — через 8 лет;

г) в производстве синтетических жирных спиртов (СЖС):

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200°C, — через 10 лет, при температуре среды свыше 200°C, — через 8 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования пасты (катализатор с метиловыми эфирами) при температуре среды до 200°C, — через 3 года;

д) в производстве мочевины:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования плава мочевины от колонны синтеза до дросселирующего вентиля, — через 1 год;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования аммиака от подогревателя до смесителя при температуре среды до 200°C, — через 18 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углекислого газа от компрессора до смесителя при температуре среды до 200°C, — через 6 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углеаммонийных солей (карбамата) при температуре среды до 200°C, — через 4 года.

Генеральная выборочная ревизия трубопроводов, предназначенных для транспортирования других жидких и газообразных сред и других производств, должна также производиться:

при скорости коррозии до 0,1 мм/год и температуре до 200°C — через 10 лет;

то же при температуре 200-400°C — через 8 лет;

для сред со скоростью коррозии до 0,65 мм/год и температурой среды до 400°C — через 6 лет.

При неудовлетворительных результатах генеральной выборочной ревизии администрация предприятия назначает полную ревизию трубопровода.

9.3.17. При полной ревизии разбирается весь трубопровод полностью, проверяется состояние труб и деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе. Сроки и обязательность полной ревизии трубопроводов настоящими Правилами не регламентируются и определяются органами и лицами, осуществляющими надзор, или администрацией пред-

приятия, если необходимость в ней подтверждается результатами генеральной выборочной ревизии.

## Периодическое испытание трубопроводов

9.3.45. Надежность трубопроводов проверяется путем периодических испытаний на прочность и плотность согласно требованиям раздела 8 настоящих Правил.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустикоэмиссионного контроля.

9.3.46. Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочивают к времени проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) должны быть равны удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям п. 9.3.3 для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) должны быть (не реже):

для трубопроводов с температурой до 200°C — один раз в 8 лет;

для трубопроводов с температурой свыше 200°C — один раз в 4 года.

9.3.49. Лица, ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов, на основании акта вносят соответствующую запись в паспорт и указывают срок очередного испытания, а для трубопроводов, на которые паспорт не составляется, запись делается в эксплуатационном журнале.

## 10. Подземные трубопроводы

10.1. На подземные трубопроводы распространяются все положения настоящих Правил, касающиеся классификации трубопроводов, выбора типов и материалов труб, деталей технологических трубопроводов и арматуры, эксплуатации, ревизии, сроков ее проведения, отбраковки, ремонта, испытания, ведения технологической документации и т.д.

10.2. Для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а при необходимости, по усмотрению представителей технического надзора, с вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии, в зависимости от условий эксплуатации трубопровода устанавливает технадзор предприятия исходя из следующих условий:

при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производится в местах выявленных повреждений изоляции;

при отсутствии на предприятии средств инструментального контроля подземных трубопроводов вскрытие производится из расчета один участок на 200-300 м длины трубопровода.

## **11. Выполнение ремонтных работ на трубопроводах**

11.1. Ремонтно-монтажные работы на трубопроводах производятся после их подготовки в соответствии с действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

11.2. Переустройство трубопроводов при реконструкции и внесении изменений в проект можно производить только по рабочим чертежам.

Ремонт трубопроводов выполняется на основании актов ревизии и отбраковки с приложением выкопировки из схем трубопроводов.

<...>

Первичные документы на ремонт хранятся в организации, выполнившей ремонт.

## **ПБ 03-110-96. ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ СКЛАДОВ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И ЛЕГКОВОСПЛАМЕНЯЮЩИХСЯ ЖИДКОСТЕЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**

Вводятся в действие 1 января 1998 года  
Извлечения

### **1. Общие требования**

1.1. Настоящие Правила распространяются на новые и реконструируемые самостоятельные или входящие в состав организаций независимо от их организационно-правовых форм объекты хранения взрывоопасных веществ сжиженных углеводородных газов (СУГ) и некоторых легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), используемых в виде сырьевых материалов, готовых продуктов, полупродуктов и реагентов, а также на товарно-сырьевых базах (ТСБ).

Устройство складов СУГ и ЛВЖ, сливноналивных эстакад, резервуаров (сосудов) для их хранения должны соответствовать требованиям государственных стандартов России, строительных и противопожарных норм и правил, нормативно-технической документации, утвержденной Госгортехнадзором России.

Порядок и сроки приведения реконструируемых, начатых строительством и действующих складов в соответствие с настоящими Правилами определяются в каждом конкретном случае руководителями предприятий и проектных организаций по согласованию с региональными органами Госгортехнадзора России.

Правила распространяются на объекты хранения СУГ, имеющих давление насыщенных паров при температуре 223,15°K (минус 50°С) не более 0,1013 МПа (760 мм рт. ст.) и объекты хранения ЛВЖ, имеющих при температуре 293,15°K (плюс 20°С) давление насыщенных паров выше 0,094 МПа (700 мм рт. ст.).

1.2. Настоящие Правила не распространяются на:

парки хранения нефтепродуктов под давлением ниже 0,094 МПа (700 мм рт. ст.), проектирование которых осуществляется по главе СНиП "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы";

подземные парки и хранилища СУГ, сооружаемые геотехнологическими и горными способами в непроницаемых горных породах, проектирование которых осуществляется по СНиП 2.11.04-85 "Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов";

газонаполнительные и газораздаточные станции и пункты кустовых баз сжиженных газов, строительство которых осуществляется по СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение";

резервуары с СУГ на территории цехов и установок, проектирование и эксплуатация которых осуществляется в соответствии с требованиями Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств;

парки и хранилища сжиженных газов, имеющих давление насыщенных паров при температуре 223,15°K (минус 50°С) более 0,1013 МПа (760 мм рт. ст.).

1.3. При строительстве складов в сейсмоопасных районах, в зонах распространения вечномёрзлых грунтов и других специфических условиях строительства следует учитывать дополнительно требования соответствующих нормативных документов.

1.4. На складах бутадиена, изопрена и других углеводородов, способных при хранении полимеризоваться или окисляться с образованием перекисных соединений, необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению этих процессов в соответствии с требованиями отраслевых нормативных документов.

1.5. Отдельные отступления от настоящих Правил допускаются лишь в исключительных случаях по решению Госгортехнадзора России. Для получения разрешения предприятие (организация) должно представить Госгортехнадзору России соответствующее обоснование, а в случае необходимости компенсирующие мероприятия по обеспечению безопасности.

1.6. Для действующих и вводимых в эксплуатацию складов должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке технологические регламенты.

1.7. Для каждого склада предприятиями должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке план локализации аварийных ситуаций (ПЛАС) и план ликвидации аварий (ПЛА).

1.8. К самостоятельной работе на складе допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие медицинских противопоказаний к работе, связанной с обращением с ЛВЖ и СУГ, а также к выполнению газоопасных работ в специальных защитных костюмах и изолирующих противогазах, прошедшие обучение и стажировку по конкретному рабочему месту, знающие правила применения средств индивидуальной защиты, оказания первой медицинской помощи пострадавшим для своего рабочего места и сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе в установленном порядке.

1.9. Все рабочие и специалисты, занятые обслуживанием складов, обязаны проходить обязательный предварительный, а затем периодический медицинский осмотр в порядке, установленном Минздравом России.

1.10. Руководящие работники и специалисты, допускаемые к работам по обслуживанию складов, должны пройти проверку знаний правил, норм и инструкций по технике безопасности в соответствии с Положением о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России.

1.11. Предприятиями и организациями, эксплуатирующими склады, должна периодически проводиться переподготовка персонала по безопасным условиям труда в соответствии с программами, утвержденными в установленном порядке и согласованными с органами Госгортехнадзора России.

1.12. Настоящие Правила обязательны для исполнения всеми должностными лицами, специалистами и гражданами, занятыми проектированием складов ЛВЖ и СУГ, их эксплуатацией, ремонтом, а также изготовлением оборудования, монтажом и наладкой.

1.13. Лица, нарушающие настоящие Правила, в зависимости от характера нарушений могут быть привлечены к материальной, дисциплинарной, административной или уголовной ответственности в соответствии с действующим законодательством.

## **2. Способы хранения сжиженных углеводородных газов**

2.1. Выбор способа хранения СУГ осуществляет проектная организация по согласованию с научно-исследовательской организацией, разрабатывающей потенциально взрывоопасный технологический процесс, и с органи-

зацией, на которой размещен склад, исходя из условий обеспечения взрывопожаробезопасности и иных нормативов.

2.2. Хранение СУГ осуществляется на товарно-сырьевых и/или промежуточных складах (парках) или на товарно-сырьевых базах.

2.3. Хранение СУГ осуществляется в резервуарных парках с наземными металлическими горизонтальными и шаровыми резервуарами под давлением, наземными металлическими шаровыми резервуарами под пониженным давлением (полуизотермическое хранение), в наземных металлических изотермических резервуарах без давления и подземных изотермических резервуарах (изотермическое хранение) в целях уменьшения потерь нефтепродуктов, защиты чистоты атмосферы и т.п.

2.4. Хранение СУГ в резервуарах осуществляется следующими способами:

под давлением при температуре не выше 323,15°К (50°С) и при давлении насыщенных паров, соответствующем температурным условиям наружного воздуха;

изотермическим, при постоянной температуре, обеспечивающей избыточное давление насыщенных паров в резервуаре, близкое к атмосферному давлению 4,9-6,8 кПа (0,005-0,007 кгс/см<sup>2</sup>);

полуизотермическим, когда среда внутри резервуара соответствует изотермическим условиям хранения, а резервуар рассчитан на хранение при давлении;

комбинированным, сочетающим каждый из способов хранения в отдельной группе, содержащей соответствующую технологическую среду.

### 3. Нормативы хранения и рекомендуемые типы резервуаров

3.1. Объем хранения СУГ на товарных и сырьевых складах предприятия должен обеспечивать оперативный и страховой запасы.

3.2. На сырьевых и товарных складах в соответствии с технологическим регламентом должен храниться запас каждого из видов сырья и товарной продукции, равный 3-суточной производительности химико-технологической системы. При изотермическом или комбинированном хранении объем хранимого сырья и товара может быть увеличен до 15-суточного.

3.3. В случае необходимости хранения СУГ в объемах, превышающих допускаемые для складской зоны предприятия, склады должны выноситься за пределы предприятия на товарно-сырьевую базу.

3.4. Общая вместимость резервуаров промежуточного склада (парка) для каждого из видов продуктов определяется технологией производства, в

состав которого входит склад, и не должна превышать 32-часового запаса или допустимой вместимости склада.

3.5. Общая вместимость резервуаров промежуточного склада (парка) СУГ одной химико-технологической системы цеха или производства, размещаемого в производственной зоне предприятия, не должна превышать 2000 м<sup>3</sup> при максимальной вместимости одного резервуара не выше 100 м<sup>3</sup>, а для ЛВЖ под давлением — не более 6000 м<sup>3</sup> при максимальной вместимости одного резервуара не выше 600 м<sup>3</sup>.

3.6. Общая вместимость одного товарного и/или сырьевого складов не должна превышать значений, указанных в таблице 1.

Таблица 1

Общая вместимость товарно- и/или сырьевого склада, м<sup>3</sup>

№ п/п	Зона размещения	Общая вместимость одного склада СУГ и ЛВЖ	
		под давлением	изотермическом
1	Сырьевых и товарных складов	10000	40000
2	Товарно-сырьевой базы	20000	60000 при наземном устройстве резервуаров 100000 при подземном устройстве резервуаров

3.7. Емкость резервуаров определяется исходя из физико-химических характеристик технологической среды и обоснования энергетической устойчивости технологического блока (системы).

3.8. При комбинированном способе хранения общая вместимость резервуаров склада для СУГ определяется расчетом по формуле:

$$V = A + 3(10000 - A), \text{ м}^3,$$

где: V — общая вместимость резервуаров склада при комбинированном способе хранения; A — общая вместимость резервуаров для хранения под давлением в товарно-сырьевой зоне предприятия.

3.9. При хранении на одном складе (парке) ЛВЖ и ГЖ совместно с СУГ суммарное количество СУГ, ЛВЖ и ГЖ не должно превышать общей вместимости парка, приведенной к допускаемой вместимости парка СУГ. В этом случае к одному м<sup>3</sup> СУГ и ЛВЖ под давлением приравнивается 5 м<sup>3</sup> ЛВЖ и 25 м<sup>3</sup> ГЖ.

3.10. Для складов СУГ рекомендуется использовать резервуары в соответствии с таблицей 2.

3.11. Необходимое количество резервуаров определяется по формуле:

$$m = \frac{V}{V_p \cdot K},$$

где: V — необходимый объем хранения каждого продукта в м<sup>3</sup>; m — количество резервуаров; V<sub>p</sub> — вместимость одного резервуара в м<sup>3</sup>; K — коэффициент, учитывающий степень заполнения резервуара:

К — для резервуаров под давлением принимается в соответствии с ОСТ 26-02-2080-84 и не должен превышать 0,83.

К — для резервуаров с изотермическим способом хранения определяется из условий надежности срабатывания противоаварийной автоматической системы защиты (ПАЗ) и принимается не более 0,9-0,92 — при системе ПАЗ, выполненной на отечественных средствах и элементах КИП и А, вычислительной техники и исполнительных устройствах, и не более 0,95 — при системах защиты ПАЗ с использованием комплексов зарубежных фирм, в случае подтверждения показателя соответствующим сертификатом и наличия разрешения Госгортехнадзора России.

Таблица 2

**Рекомендуемые типы резервуаров**

№ п/п	Тип резервуара	Расчетное давление, МПа(кгс/см <sup>2</sup> )	Вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	Область использования
1	2	3	4	5
1	Горизонтальные цилиндрические под давлением	1,76 (18)	100	Промежуточные наземные склады пропана, пропилена То же, но для бутанов, бутиленов, бутадиена, пентанов, амиленов, изопропена
		0,72 (7,35)	100	
2	Горизонтальные цилиндрические под давлением	1,76 (0,18)	200	Товарно-сырьевые склады пропана, пропилена То же, но для бутанов, бутиленов, бутадиена, пентанов, амиленов, изопропена
		0,72 (7,35)	200	
3	Шаровые под давлением	1,76 (0,18)	600	Товарно-сырьевые склады пропана, пропилена Товарно-сырьевые склады пропана, пропилена полуизотермические Товарно-сырьевые склады бутанов, бутиленов, бутадиена
		0,88 (8,79)	600	
		0,6 (6,0)	500	
		0,245 (2,5)	600	Товарно-сырьевые склады ЛВЖ, бутанов, бутиленов, бутадиена полуизотермические
4	Шаровые под давлением	0,59 (6,02)	2000	Товарно-сырьевые склады бутанов, бутиленов, бутадиена, пропана, пропилена Товарно-сырьевые склады ЛВЖ, бутанов, бутадиена полуизотермические
		0,245 (2,5)	2000	

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5
5	Цилиндрические вертикальные изотермические наземные	0,0106-0,011 (1,08-1,12)	5000 10000 20000 30000	Товарно-сырьевые склады изотермические для всех СУГ
6	Цилиндрические вертикальные изотермические наземные	0,0106-0,011 (1,08-1,12)	10000 20000 30000 50000	Товарно-сырьевые базы изотермические для всех СУГ
7	Подземные изотермические резервуары без давления	0,0106-0,011 (1,08-1,12)	5000 10000 20000 30000	Товарно-сырьевые склады и товарно-сырьевые базы для всех типов СУГ

#### 4. Размещение складов (парков) СУГ

4.1. Проектирование и размещение складов, планировка территории, объемно-планировочные решения зданий и сооружений, входящих в состав склада, должно осуществляться в соответствии с требованиями "Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств", строительных норм и правил, норм технологического проектирования, а также ведомственных норм и настоящих Правил.

4.2. Выбор площадки для строительства складов следует производить с учетом соблюдения противопожарных и санитарных разрывов до окружающих склад зданий и сооружений, а также оценки экологических и социальных последствий осуществления проекта.

4.3. Склады следует располагать вне селитебной территории населенных пунктов преимущественно с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

Проектирование и размещение складов у берегов рек и других водоемов должно быть согласовано с соответствующими надзорными органами в установленном порядке.

Участки под застройку должны располагаться, как правило, ниже по течению реки населенных пунктов, пристаней, речных вокзалов, гидроэлектростанций, судоремонтных и судостроительных заводов, мостов и т.п. сооружений на расстоянии не менее 300 м от них, если от указанных объектов действующими для их проектирования нормативными документами не требуется большего расстояния.

В случае проектирования резервуаров по течению реки выше ука-

занных сооружений объекты склада должны размещаться на расстоянии от них не менее 3000 м и оснащаться средствами оповещения, связи и локализации аварийных ситуаций.

4.4. Сооружения складов должны располагаться преимущественно на более низких уровнях по отношению к территории соседних населенных пунктов, предприятий, путей железных дорог общей сети.

При их размещении на площадках, имеющих более высокие уровни по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 300 м от резервуаров, должны быть предусмотрены меры, согласованные с соответствующими органами федерального надзора мероприятия (второе обвалование, аварийные земляные амбары, отводные каналы, траншеи и т.п.) по предотвращению разлива жидкости на территории населенного пункта, предприятия или пути железных дорог общей сети.

4.5. Склады должны преимущественно размещаться с одной стороны от производственной зоны предприятия с подветренной стороны ветров преобладающего направления (по годовой розе ветров).

4.6. На территории складов должен быть установлен указатель направления ветра (флюгер), хорошо видимый из помещения управления.

4.7. Территория складов должна иметь не менее 2 автомобильных выездов на дороги общей сети, оборудованных автоматическими шлагбаумами, светофорами и сиренами.

4.8. Автомобильные дороги на территории складов устраиваются с обочинами (тротуарами) и должны относиться к III категории. Сеть дорог и проездов для противопожарных целей должна быть кольцевой. На складах с подземными резервуарами между группами резервуаров склада и другими зданиями и сооружениями склада должна быть сооружена дополнительная автодорога III категории с обочинами (тротуарами).

Автомобильные дороги должны удовлетворять требованиям главы СНиП "Автомобильные дороги. Нормы проектирования".

Мосты на подъездах и внутренних дорогах складов должны быть выполнены из несгораемых материалов.

4.9. Пересечение ж.д. путей, идущих на склад, с внешними автодорогами, рекомендуется осуществлять в разных уровнях.

4.10. На территории, примыкающей к складу, разрешается посадка отдельных деревьев лиственных пород на расстоянии не ближе 5 м от обвалования и не ближе 20 м от изотермических резервуаров.

Посадка сплошного кустарника и деревьев хвойных пород не допускается.

4.11. В зданиях, находящихся на территории складов, не допускается размещать помещения для общественных мероприятий, пунктов питания и других помещений, не относящихся к деятельности работающей смены.

4.12. Во всех случаях, когда нормами определены расстояния между резервуарами, их группами и другими объектами (за исключением специально оговоренных объектов), начало отсчета принимается в свету между выступающими конструкциями оборудования.

Изоляция, выступающие металлические конструкции (усиление нижнего пояса, лапы крепления, выступающие элементы крыши изотермических резервуаров), присоединительные штуцеры при определении нормативных расстояний в расчете не учитываются.

4.13. Резервуары в складах (парках) для СУГ следует располагать группами, блоками. Резервуарный парк может состоять из одной или нескольких групп резервуаров. В каждой группе размещаются резервуары, аналогичные по своим конструктивным особенностям (горизонтальные, шаровые, изотермические и т.п.), огражденные сплошным земляным валом или стенкой. Резервуары для СУГ и резервуары ЛВЖ под давлением не должны размещаться в одной группе.

4.14. Группы резервуаров для СУГ в зависимости от типа резервуаров, способа хранения и места размещения должны иметь общую вместимость в единицах объема согласно таблице 3.

Таблица 3

**Общая вместимость группы резервуаров для СУГ в зависимости от места размещения, типа резервуаров и способа хранения**

№ п/п	Зона размещения резервуара	Наименование парка	Общая вместимость группы резервуаров, м <sup>3</sup>	Тип резервуара и способ хранения	Вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
1	Производственная	Промежуточный	1000	Горизонтальные цилиндрические под давлением	100
2	Товарно-сырьевых складов и товарно-сырьевых баз	Товарный и сырьевой	2400	Горизонтальные цилиндрические под давлением	200
			2400	Шаровые под давлением и полуизотермические	600
			2000	Шаровые под давлением и полуизотермические	2000
			5000	Наземные изотермические без давления	5000

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5	6
			10000	Наземные изотермические без давления	10000
			20000	Наземные изотермические без давления	20000
			30000	Наземные изотермические без давления	30000
			60000	Подземные изотермические без давления	30000 50000

4.15. Группы, блоки резервуаров для ЛВЖ под давлением в зависимости от типа резервуаров и места размещения должны иметь общую вместимость в единицах объема согласно таблице 4.

Таблица 4

**Общая вместимость группы резервуаров для ЛВЖ под давлением в зависимости от места размещения и типа резервуаров**

№ п/п	Зона размещения резервуара	Наименование парка	Общая вместимость группы резервуаров, м <sup>3</sup>	Тип резервуара	Вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
1	Производственная	Промежуточный	2000	Горизонтальные цилиндрические под давлением	100
			2000	Шаровые под давлением	200
			6000		600
2	Товарно-сырьевых складов и товарно-сырьевых баз	Товарный и сырьевой	2400	Шаровые под давлением	600
			8000		2000

4.16. Склады для ЛВЖ, ГЖ, СУГ, хранимых в резервуарах, размещаются в зоне товарно-сырьевых складов предприятия и на товарно-сырьевой базе, при этом группы наземных резервуаров размещаются относительно друг друга, как правило, по наименьшей стороне обвалования резервуара.

4.17. Шаровые резервуары вместимостью до 2000 м<sup>3</sup> включительно и наземные изотермические резервуары вместимостью до 5000 м<sup>3</sup> включительно размещаются в одну или две линии, наземные изотермические резервуары вместимостью в 10000, 20000 и 30000 м<sup>3</sup> и подземные — в одну линию.

4.18. Резервуары, предназначенные для приема продуктов при авариях химико-технологических систем, блоков и объектов (резервуаров) склада, необходимо размещать в отдельной группе, блоке.

Указанные резервуары должны быть постоянно готовы к приему продуктов в аварийных ситуациях.

4.19. При хранении на одном складе (парке) ЛВЖ и ГЖ, совместно с СУГ и ЛВЖ под давлением, резервуары ЛВЖ и ГЖ устанавливаются в самостоятельной группе (группах), блоках.

4.20. Высота и устойчивость земляного обвалования или ограждающей стенки группы резервуаров должна сдерживать динамический напор продуктов и иметь высоту от 1 м до 2,5 м.

Объем, образуемый между откосами обвалования или ограждающей стенки, рассчитывается на 85% вместимости резервуаров, размещаемых внутри обвалования.

Земляное обвалование или ограждающая стенка рассчитываются на прочность из условия, что пространство внутри обвалования полностью заполнено водой.

4.21. Территория внутри обвалования должна быть спланирована с уклоном не менее 0,5% от резервуаров к обвалованию и с общим уклоном 1,0% в сторону ливневых колодцев. Трубы или короба выпуска ливневых и талых вод должны быть герметичны в местах прохода через обвалование или стенку.

Собранные стоки должны направляться на локальные очистные сооружения для утилизации органических продуктов и очистки воды.

Отвод ливневых вод из пределов обвалования должен производиться обслуживающим персоналом либо под его наблюдением по инструкции, предусмотренной технологическим регламентом.

4.22. Для входа в обвалование парка по обе стороны обвалования должны быть установлены лестницы — переходы шириной не менее 0,7 м, не менее двух на каждую группу резервуаров, расположенные в разных концах обвалования. При устройстве пандуса для механизации работ по ревизии предохранительных клапанов и для ремонтных работ достаточно установки одной лестницы — перехода, располагаемой в противоположной от пандуса стороне.

4.23. Расстояние от резервуаров до подошвы обвалования должно быть не менее половины диаметра ближайшего большего резервуара, но не менее 2 м.

4.24. Расстояние между резервуарами в группе должно быть равно диаметру большого резервуара, но не менее 2 метров.

При расположении резервуаров в группе в два и более ряда расстояние

между рядами должно быть равно длине наибольшего резервуара, но быть не менее 10 м.

4.25. Расстояние между резервуарами соседних групп в промежуточных и товарно-сырьевых складах СУГ на предприятиях и на базах принимается:

- для групп резервуаров под давлением при общей вместимости резервуаров в наибольшей группе:

- до 700 м<sup>3</sup> — не менее 10 м
- 700-2000 м<sup>3</sup> — не менее 20 м
- более 2000 м<sup>3</sup> — не менее 30 м;

- для групп изотермических резервуаров при общей вместимости резервуаров в наибольшей группе:

- до 700 м<sup>3</sup> — не менее 10 м
- 700-2000 м<sup>3</sup> — не менее 16 м
- 2000-5000 м<sup>3</sup> — не менее 25 м
- 5000-10000 м<sup>3</sup> — не менее 30 м

более 10000 м<sup>3</sup> — не менее диаметра наибольшего изотермического резервуара;

- для групп резервуаров под давлением и изотермических резервуаров при общей вместимости резервуаров в наибольшей группе:

- до 700 м<sup>3</sup> — не менее 20 м
- 700-2000 м<sup>3</sup> — не менее 40 м
- 2000-5000 м<sup>3</sup> — не менее 60 м
- 5000-10000 м<sup>3</sup> — не менее 100 м
- более 10000 м<sup>3</sup> — не менее 150 м;

- для групп резервуаров СУГ и резервуаров с ЛВЖ и ГЖ при общей вместимости резервуаров в наибольшей группе:

- до 700 м<sup>3</sup> — не менее 25 м
- 700-2000 м<sup>3</sup> — не менее 50 м
- 2000-5000 м<sup>3</sup> — не менее 100 м
- 5000-10000 м<sup>3</sup> — не менее 120 м
- 10000-50000 м<sup>3</sup> — не менее 150 м
- более 50000 м<sup>3</sup> — не менее 200 м.

4.26. Для подземных резервуаров расстояния в группе и между группами допускается сокращать на 50% по сравнению с расстояниями для соответствующих наземных резервуаров.

4.27. Расстояние между резервуарами складов (парков) СУГ и ЛВЖ под давлением, размещаемых в товарно-сырьевой зоне предприятия, должно быть не менее 300 м, независимо от способа хранения продукта в указанных складах (парках). В зависимости от условий допускается уменьшение расстояний до 200 м при соответствующем обосновании проектной организацией и согласовании в установленном порядке в органах надзора.

4.28. В пределах обвалования резервуарных парков установка вспомогательного оборудования не допускается. При этом испарители и теплообменники для подогрева СУГ следует размещать на расстоянии не менее 10 м от обвалования резервуаров для хранения СУГ и ЛВЖ под давлением и более 1 м от стен зданий насосной и компрессорной, обслуживающих эти парки.

4.29. Дренажные и факельные емкости, а также сепараторы на линиях сброса предохранительных клапанов должны располагаться вне обвалования на расстоянии более диаметра наибольшего резервуара. Расстояние между указанными емкостями принимается равным диаметру наибольшей емкости, но не менее 1 м, а до здания насосной и сливноналивного устройства - не менее 10 м.

4.30. "Свеча" размещается вне обвалования преимущественно с подветренной стороны к резервуарам и другим сооружениям склада на расстоянии не менее 5 м от обвалования.

Высота "свечи" определяется по коэффициенту рассеивания, но она должна быть не менее 30 м.

4.31. В пределах противопожарных разрывов, определенных настоящими нормами, не допускается размещение временных и постоянных объектов, устройств и сооружений.

4.32. При наличии в проекте склада производственных, подсобно-производственных зданий, сооружений расстояние до соседних объектов отсчитывается от ближайших к ним объектов склада.

4.33. Промежуточные склады (парки) СУГ, размещаемые в производственной зоне предприятия.

4.33.1. Расстояния от резервуаров промежуточных складов (парков) СУГ до отдельных объектов предприятия, а также до насосных, обслуживающих эти склады, должны быть не менее указанных в таблице 5.

Таблица 5

**Минимальные расстояния от резервуаров промежуточного склада до зданий и сооружений**

№ п/п	Наименование объектов	Расстояние, м
1	Насосные, обслуживающие промежуточные склады	15
2	Здания, сооружения, аппаратура технологических установок	40
3	Аварийный резервуар для продуктов технологических установок	В отдельной группе
4	Сооружения на очистке стоков:	
	- канализационная насосная	40
	- закрытая нефтеловушка, емкость для сбора канализационных стоков	20

Окончание табл. 5

1	2	3
5	Сооружения оборотного водоснабжения — по СНиП «Генеральные планы промышленных предприятий», но не менее: - градирня - насосная оборотного водоснабжения	40 40
6	Помещения управления	По расчету зон взрывоопасности избыточного давления, но не менее, чем в ПУЭ (табл. 3.3.13)
7	Здания и сооружения подсобной зоны	100
8	Здания административной зоны	100
9	Внутризаводские ж.д. пути (от подошвы обвалования до оси пути)	30
10	Внутризаводские автодороги (от подошвы обвалования)	Не менее 20
11	Отдельно стоящие трансформаторные подстанции (ТП), распределительные устройства (РУ, РП) и другие электропомещения	По расчету зон взрывоопасности избыточного давления, но не менее, чем в ПУЭ (табл. 3.3.13)
12	Транзитные кабельные эстакады и эстакады для трасс КИПиА	Вне обвалования на расстоянии не менее 10
13	Транзитные технологические тепловые трубопроводы	Вне обвалования на расстоянии не менее 10

4.33.2. Размещение сливноналивных эстакад в составе промежуточных складов не допускается.

4.34. Склады (парки) СУГ, размещаемые в товарно-сырьевой зоне предприятия.

4.34.1. Минимальные расстояния от резервуаров СУГ, размещаемых в товарно-сырьевой зоне предприятия, до других объектов предприятия и объектов вне территории предприятия приведены в таблице 6.

4.34.2. Расстояние от заводской факельной установки до резервуарных парков следует считать минимальным, и в каждом отдельном случае оно должно подтверждаться расчетом.

4.34.3. Расстояние от отдельно стоящей сливноналивной эстакады до смежных предприятий, жилых и общественных зданий и др. объектов предприятий принимается как от резервуаров склада СУГ и ЛВЖ под давлением.

Минимальные расстояния от резервуаров товарного и сырьевого складов СУГ до зданий и сооружений, обслуживающих склады, принимаются по таблице 7.

4.34.5. Расстояние от факельной установки до резервуарных парков следует считать минимальным и в каждом конкретном случае под-

тверждать расчетом с учетом влияния тепловой радиации.

Таблица 6

**Минимальные расстояния от резервуаров товарно-сырьевого склада до зданий и сооружений, не относящихся к складу**

№ п/п	Здания и сооружения	Резервуары наземные под давлением, включая полуизотермические	Резервуары подземные под давлением	Резервуары наземные изотермические	Резервуары подземные изотермические
		3	4	5	6
1	Трамвайные и троллейбусные линии, железные дороги общего пользования <*>	В соответствии со СНиП «Газоснабжение»:			
		100	75	100	75
2	Автомобильные дороги общего пользования	В соответствии со СНиП «Газоснабжение»:			
		50			
3	Линии электропередач (воздушные) высокого напряжения (от подошвы обвалования)	Не менее 1,5 высоты опоры			
4	Внутризаводские надземные и подземные технологические трубопроводы, не относящиеся к складу	Вне обвалования, но не ближе 20 м	Не ближе 15 м	Вне обвалования, но не ближе 20 м	Не ближе 15 м
5	Здания и сооружения предприятия в производственной зоне при объеме резервуаров в м <sup>3</sup> :				
	2000-5000	150	120	150	100
	5000-10000	250	200	200	125
	10000-50000	—	—	250	150
6	Заводская факельная установка (до ствола)	150	100	150	100
7	Границы смежных предприятий (до ограждения)	300	250	300	200

Окончание табл. 6

1	2	3	4	5	6
8	Здания в предзаводской (административной) зоне предприятия	250	200	250	200
9	Жилые и общественные здания <*>	Вне пределов санитарно-защитной зоны, но не менее: 500			
10	ТЭЦ <*>	200			
11	Склады лесоматериалов и твердого топлива	200	150	200	150
12	Лесные массивы хвойных пород (от ограждения предприятия или склада)	100	75	100	75
13	Лесные массивы лиственных пород (от ограждения предприятия или склада)	20	20	20	20

<\*> Безопасные расстояния определяются в соответствии со сценариями неблагоприятного развития аварийных ситуаций (разрушение резервуара, распространение паргазового облака и поражающих факторов взрыва). Избыточное давление во фронте ударной волны не более 5 кПа.

Таблица 7

#### Минимальные расстояния от резервуаров товарно-сырьевого склада

№ п/п	Здания и сооружения	Резервуары			
		наземные под давлением, включая полуизотермические	подземные под давлением	наземные изотермические	подземные изотермические
1	2	3	4	5	6
1	Здание насосной	15	10	15	15
2	Компрессорная	15	10	40	40
3	Газодувные для СУГ, поступающих на компримирование	—	—	15	15
4	Автомобильные дороги, подъезды к складу и кольцевая дорога вокруг сооружения склада, связанные с его обслуживанием	10	10	10	10
5	Насосные станции противопожарного водопровода	100	60	80	60
6	Пожарные водоемы (от места забора воды)	100, но не более 200	75	75	50

Окончание табл. 7

1	2	3	4	5	6
7	Отдельно стоящая трансформаторная подстанция (ТП), распределительные устройства (РУ) и пункты (РП) и др. электропомещения	По расчету зон взрывоопасности избыточного давления, но не менее. По ПУЭ табл. 3.3.13			
8	Бытовые и вспомогательные помещения	100	50	100	50
9	Контрольно-пропускные пункты	30	20	20	20
10	Пожарные проезды между отдельными группами резервуаров и между сооружениями парка	5			
11	Сливоналивные эстакады: железнодорожная от оси пути до оси обвалования автомобильная от обочины или края стоянки до обвалования для слива неисправных цистерн	40	20	40	20
		30	20	30	20
		30	20	30	20
12	Пункт осмотра и подготовки железнодорожных цистерн	300	150	200	100
13	Помещение управления (операторная) <*>	По расчету зон взрывоопасности избыточного давления, но не менее. По ПУЭ табл. 3.3.13			
14	Установки для испарения и смешения газов	—	—	15	15
15	Пожарный пост	80	60	60	40
16	Факельная установка при складе	100	75	100	50
17	Подъездные ж.д. пути к складу (от оси пути до оси обвалования)	40	20	40	20

<\*> Конструктивные решения и расстояния согласно СНиП 2.01.11-87 Взрывоопасность промышленных зданий.

4.34.6. При разработке проекта пункта отстоя СУГ объект размещается на территории предприятия, ТСБ как самостоятельный товарно-сырьевой парк.

4.34.7. Автомобильная сливоналивная эстакада проектируется в соответствии с требованиями Правил технической безопасности нефтебаз.

4.34.8. При проектировании складов в состав пунктов слива неисправных цистерн включают резервуар для слива продукта, объем которого должен быть не менее объема максимальной ж.д. цистерны, оборудование для откачки продукта из цистерны и систему трубопроводов, проектирование которых осуществляется в соответствии с Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств и другими нормативами.

4.34.9. При разработке проекта склада в состав контрольно-пропускных пунктов в зависимости от назначения включают постовые будки, грибки, наблюдательные вышки, пропускные кабины, эстакады для осмотра транспорта, средства связи и скрытой (с двух — трех точек) сигнализации, освещение и пожаротушение.

4.35. Склады (парки) СУГ, размещаемые на товарно-сырьевой базе.

4.35.1. Расстояния между отдельно стоящими складами с резервуарами под давлением, полуизотермическими и изотермическими на товарно-сырьевой базе принимаются не менее 250 метров.

4.35.2. Минимальные расстояния от складов СУГ, входящих в состав товарно-сырьевой базы, до промышленных объектов, жилых и общественных зданий и сооружений принимаются по таблице 8.

Таблица 8

**Минимальные расстояния от складов СУГ, входящих в состав товарно-сырьевой базы, до промышленных и гражданских объектов**

№ п/п	Здания и сооружения	Резервуары наземные под давлением	Резервуары подземные под давлением	Резервуары наземные изотермические	Резервуары подземные изотермические
1	2	3	4	5	6
1	Транспортные и троллейбусные линии, подъездные ж.д. пути и автодороги общего пользования	100	50	100	50
2	Линии электропередач (воздушные)	Не менее 1,5 высоты опоры			
3	Магистральные газопроводы	По отраслевым нормам и согласованию с органами надзора в зависимости от категории газопровода			
4	Здания и сооружения производственной, складской, подсобной зон сырьевых и товарных складов предприятия	300	250	300	200

1	2	3	4	5	6
5	Здания предзаводской (административной) зон предприятия	500	300	500	300
6	Заводская факельная установка	200	100	200	100
7	Границы смежных предприятий (до ограждения)	300	200	300	200
8	Жилые и общественные здания <*>	Вне пределов СЗЗ, но не менее			
9	ТЭЦ <*>	500	300	500	300
10	Лесные массивы хвойных пород (от ограждения базы или склада)	300	200	300	200
11	Лесные массивы лиственных пород (от ограждения базы или склада)	100	75	100	75
12	Объекты речного и морского транспорта, гидротехнические сооружения, мосты при расположении складов ниже по течению от этих объектов	20			
	То же при расположении складов выше по течению от этих объектов	300	200	300	200
	То же при расположении складов выше по течению от этих объектов	3000	2000	3000	2000

<\*> Безопасные расстояния указаны в таблице 6.

4.35.3. При расположении складов на расстоянии более 200 метров от берега расстояния до объектов речного транспорта принимаются по поз. 13.

4.35.4. При проектировании складов сливноналивные сооружения для СУГ могут размещаться при одном из складов или быть отдельно стоящими.

4.35.5. Минимальные расстояния от резервуаров складов ТСБ до зданий и сооружений этих складов следует принимать по таблице 7.

4.35.6. Территории ТСБ должны иметь ограждения и охрану. Ограждения должны быть проветриваемые.

4.35.7. Для предотвращения проникновения на территорию ТСБ

посторонних граждан при проектировании и строительстве предусматриваются технические средства наблюдения и сигнализации, включая промышленное телевидение.

4.36. Дополнительные требования к размещению объектов изотермического хранения СУГ.

4.36.1. Территория склада изотермического хранения СУГ подразделяется на производственную и вспомогательную зоны, в пределах которых следует размещать основные здания и сооружения в зависимости от технологического процесса, способов транспортирования и поставки СУГ.

4.36.2. В производственной зоне допускается размещать:

- изотермические резервуары;
- насосную СУГ;
- газодувную паров СУГ, для повышения давления паров перед подачей на прием компрессоров;
- наружную установку для технологической аппаратуры;
- компрессорную паров СУГ, поступающих из резервуаров и холодильного цикла;
- резервуары высокого давления;
- сливноналивные эстакады;
- помещения управления и ПАЗ, средства связи, сигнализации и оповещения, анализаторную.

4.36.3. В вспомогательной зоне допускается размещать:

- очистные сооружения промстоков производственной и непроизводственной зон;
- систему оборотного водоснабжения;
- пожарные водоемы и насосную;
- теплопункт;
- компрессорные резерва азота и воздуха КИПиА;
- административно-бытовой корпус, центральный пункт управления, ремонтные мастерские механические, КИПиА, электротехники, анализаторная, средства связи, сигнализации и оповещения.

4.36.4. Минимальные расстояния от изотермических резервуаров до объектов склада изотермического хранения принимаются по таблице 7.

4.36.5. Надземные изотермические резервуары должны иметь железобетонную ограждающую стенку на расстоянии 6 м от внешнего корпуса резервуара. Высота стенки на 0,5 м выше уровня разлившейся жидкости.

Необходимость выполнения указанной стенки определяется на основании расчетов в проекте исходя из условий размещения изотермичес-

кого резервуара, состояния грунтов и динамического напора жидкости, хранимой в резервуаре, в случае внезапного аварийного раскрытия.

4.36.6. При отсутствии железобетонной ограждающей стенки предусматривается второе обвалование, в качестве которого могут служить внутриплощадочные дороги.

4.36.7. Внутри железобетонной ограждающей стенки и основного обвалования предусматривается устройство сбора и отвода воды, подаваемой на орошение резервуара и ливневых стоков, а также органических продуктов на утилизацию.

5. Требования к резервуарам, оборудованию, трубопроводам, арматуре, предохранительным устройствам, безопасному ведению технологических операций на складах СУГ

5.1. Резервуары для СУГ, давление паров которых при температуре до 323,15°K (+50°С) превышает давление 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>), а также резервуары для ЛВЖ, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>), должны отвечать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

5.2. Технические требования к конструкции, материалам, изготовлению, методам испытаний, приемке и поставке горизонтальных резервуаров, работающих в условиях рабочих температур не ниже 203,15°K (минус 70°С), под избыточным давлением не более 16 МПа (160 кгс/см<sup>2</sup>) и толщиной стенки не более 120 мм, а также под вакуумом с остаточным давлением не ниже 655 Па (5 мм вод. ст.) должны соответствовать ОСТ 26-291 "Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия", включая оборудование зарубежных фирм.

5.3. Технические требования к конструкции, материалам, изготовлению, методам испытаний, приемке и поставке горизонтальных резервуаров, работающих в условиях рабочих температур ниже 203,15°K (минус 70 °С), должны соответствовать ОСТ 26-18-6 "Сосуды, аппараты и блоки технологические, работающие при температуре ниже 203,15°K (минус 70°С). Технические требования", включая оборудование зарубежных фирм.

5.4. Для наземного хранения сжиженных углеводородных газов пропана и бутана при температуре металла стенок сосудов, зависящей от температуры продукта и окружающего воздуха и достигающей не выше 323,15°K (+50°С) и не ниже 213,15°K (минус 60°С), применяются стальные цилиндрические горизонтальные сосуды по ОСТ 26-02-2080 "Сосуды цилиндрические горизонтальные для сжиженных углеводородных газов пропана и бутана. Технические условия", включая оборудование зарубежных фирм.

Сосуды по ОСТ 26-02-2080 допускаются для хранения других сжиженных углеводородных газов, давление насыщенных паров которых при температуре 323,15°K (+50°С) не превышает давления насыщенных паров пропана и бутана соответственно. Для хранения легких фракций бензина могут использоваться сосуды, предназначенные для хранения бутана.

5.5. Шаровые резервуары для хранения под давлением и полуизо-термического хранения вместимостью 600 и 2000 м<sup>3</sup>, а также металличе-ские изотермические выполняются по проектно-технической докумен-тации, разработанной специализированной организацией, имеющей ли-цензию Госгортехнадзора России.

5.6. Резервуары проектируются и изготавливаются из условий на-дежной эксплуатации в течение расчетного срока службы, указанного в паспорте завода-изготовителя.

5.7. Сварные швы резервуаров подлежат 100% контролю физичес-кими методами (ультразвуковая дефектоскопия и радиационный конт-роль).

Допускаются другие эффективные методы неразрушающего кон-троля в соответствии с инструкциями, согласованными Госгортехнад-зором России.

5.10. Шаровые резервуары для хранения чистых углеводородов оборудуются внутренней поворотной лестницей, обеспечивающей воз-можность контроля всех сварных швов резервуара без устройства допол-нительных лесов и подмостей.

5.11. Шаровые резервуары для хранения продуктов, способных полимеризоваться (бутадиен, изопрен и др.), оборудуются внутренней поворотной лестницей утяжеленного типа с площадками, позволяющи-ми производить чистку стенок и днища.

5.12. Периодичность и способы очистки резервуаров определяются инструкциями, утвержденными главным инженером (техническим дирек-тором) предприятия.

5.13. На складах СУГ для максимального снижения выбросов в окружающую среду взрывопожароопасных веществ должно предусма-триваться разделение химико-технологической системы склада на отдель-ные стадии (блоки).

При этом должны быть обеспечены условия безопасного отсечения потоков и исключены гидравлические удары.

5.14. Категорирование технологических блоков (стадий) по взры-воопасности проводится согласно Общим правилам взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтепера-

батывающих производств.

5.15. Для складов СУГ предусматривается возможность аварий-ного освобождения резервуаров от продуктов. Коммуникации склада должны обеспечивать возможность перекачки продукта в случае аварии из резервуаров одной группы в резервуары другой группы, а при наличии на складе одной группы — из резервуара в резервуар, а также аварийные стравливания паров (газов) из резервуаров на факельную систему. Для аварийного освобождения резервуаров применяется запорная арматура с дистанционным управлением из мест, доступных для обслуживания в аварийных ситуациях, по месту установки и из помещения управления.

При отсутствии возможности перекачки продукта в случае аварии из одного складского резервуара в другой в проектах следует предусма-тривать аварийные емкости для приема продукта из складских резерву-аров.

Вместимость аварийных емкостей рассчитывается на одновремен-ный слив продукта с одной технологической установки предприятия (максимальной по объему продукта).

5.16. На складах должен проводиться постоянный приборный кон-троль за работой оборудования, соблюдением параметров технологичес-ких операций, исправным состоянием средств автоматического управле-ния и ПАЗ, включая контроль за качеством продукта с применением автоматических анализаторов.

5.17. Должны быть предусмотрены меры и средства для предотвра-щения вакуума в резервуарах, в том числе, подача газа, инертного к хранящемуся продукту, термостатирование, автоматическое прекраще-ние отбора продукта из резервуара при минимальном уровне этого про-дукта в резервуаре, соединение резервуаров уравнительными "дыхатель-ными" трубопроводами и т.п.

5.18. Резервуары необходимо использовать только для тех продук-тов, для которых они предназначены по проекту или имеющих сходные физико-химические и коррозионные характеристики при соответствую-щем техническом обосновании.

5.19. При хранении и проведении сливноналивных операций с сырьем и продуктами, склонными к образованию побочных нестабильных сое-динений, перекисных и полимерных продуктов, повышающих взрыво-опасность основного продукта, должны предусматриваться меры, иск-лючающие образование нестабильных соединений, в том числе, термо-статирование, продувка под избыточным давлением азотом, ингибиторы окисления и полимеризации и т.п., а также контроль за их содержанием в трубопроводах, резервуарах, цистернах и другом оборудовании скла-

дов и способы своевременного их удаления по инструкции, утвержденной главным инженером (техническим директором) предприятия, объединения.

5.20. На складах не допускаются какие-либо производственные процессы, не связанные с приемом, хранением и откачкой сырья и продуктов.

5.21. Оборудование на складах должно располагаться на открытых площадках, допускается располагать в зданиях насосы и компрессоры при соответствующем техническом обосновании, подготовленном проектной организацией.

5.22. Управление технологическими операциями на складах должно осуществляться из отдельно стоящих операторных, центральных пунктов управления (ЦПУ), оборудованных системами устойчивой телефонной и телерадиосвязи, сигнализации и оповещения.

5.23. На складах хранения СУГ, в местах возможного выделения взрывопожароопасных паров (газов) — в обваловании резервуаров, в насосных и компрессорных, у отдельно стоящего оборудования с взрывопожароопасными продуктами, должны устанавливаться автоматические стационарные непрерывно действующие сигнализаторы довзрывоопасных концентраций газов и паров в воздухе рабочей зоны складов.

5.24. Для перекачивания СУГ применяются центробежные герметичные (бессальниковые) насосы, в том числе погружные, или нефтяные центробежные горизонтальные и вертикальные насосы с двойным торцевым уплотнением в соответствии с отраслевыми стандартами, согласованными с Госгортехнадзором России.

5.25. Устройство и эксплуатация компрессоров должны отвечать требованиям действующих нормативных документов, согласованных с Госгортехнадзором России. По надежности и конструктивным особенностям компрессоры выбираются с учетом физико-химических характеристик перемещаемых продуктов и параметров хранения.

5.26. Насосы и компрессоры складов, перемещающие СУГ и ЛВЖ, независимо от места их установки, кроме пусковой аппаратуры, расположенной на месте установки насосов и компрессоров, должны иметь дистанционное выключение электродвигателя, оборудованы системами диагностики технического состояния узлов и деталей в процессе эксплуатации.

На линиях всоса и нагнетания компрессоров и насосов предусматриваются запорные или отсекающие устройства с дистанционным управлением, устанавливаемые в каждом конкретном случае в зависимости от диаметра и протяженности трубопровода и характеристики транспор-

тируемой среды.

На нагнетательном трубопроводе предусматривается установка обратного клапана или другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемого продукта обратным ходом.

5.27. При размещении насосов и компрессоров на открытых площадках следует предусматривать обогрев пола для удаления снега и влаги (для районов с холодным и умеренным климатом) и уклон пола для стока воды в приямок и защитные боковые ограждения площадью не более 50% общей площади закрываемой стороны (считая по высоте от пола до покрытия насосной). Защитные боковые ограждения открытых насосных и компрессорных должны быть несгораемыми и по условиям естественной вентиляции не доходить до пола или покрытия насосной не менее чем на 0,3 м.

5.28. С целью отключения поступления горючих и взрывопожароопасных продуктов в насосную при пожаре все всасывающие и нагнетательные трубопроводы, связывающие технологическую аппаратуру складов (резервуары, емкости) с насосами, должны иметь отключающую арматуру дополнительно к указанной в п. 5.26, расположенную вне насосной на расстоянии по горизонтали не менее 3 метров от здания насосной и 5 м от открытой насосной, но не более 50 м. Установка отключающей арматуры не требуется при обосновании проектной организацией других надежных технических решений.

5.29. Расчетное давление резервуаров для хранения под давлением ЛВЖ с температурой кипения 318,15°K (45°С) и выше, оборудованных предохранительными клапанами (без учета гидростатического давления), должно превышать рабочее давление на 20%, но не менее чем на 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>).

5.30. Резервуары, предназначенные для хранения под давлением СУГ и ЛВЖ с температурой кипения ниже 318,15°K (45°С), должны быть рассчитаны на давление не ниже упругости паров продукта при температуре 323,15°K (50°С). Для сосудов, предназначенных для хранения углеводородных фракций C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub> и C<sub>5</sub>, расчетное давление принимается от:

1,8-2,0 МПа (18-20 кгс/см<sup>2</sup>) — для фракции углеводородов C<sub>3</sub>;

0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) — для фракции углеводородов C<sub>4</sub>;

0,25-0,3 МПа (2,5-3 кгс/см<sup>2</sup>) — для фракции углеводородов C<sub>5</sub>.

5.31. Сброс газов (паров) от предохранительных клапанов резервуаров должен осуществляться в факельную систему в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

5.32. На резервуарах необходимо предусматривать систему предохранительных клапанов в соответствии с требованиями Правил устрой-

ства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и ОСТ 26-02-2080 "Сосуды цилиндрические горизонтальные для сжиженных углеводородных газов пропана и бутана. Технические условия".

Для обеспечения ревизии и ремонта предохранительных клапанов до и после резервного и рабочего предохранительных клапанов устанавливается отключающая арматура с блокировочным устройством, исключающим возможность одновременного закрытия запорной арматуры на рабочем и резервном клапанах.

Применение рычажных предохранительных клапанов не допускается.

5.33. Резервуары, рассчитанные на давление меньше давления питающего его источника (насоса), должны иметь предохранительные клапаны, рассчитанные на полную производительность питающего источника, с учетом требований п. 6.32.

5.34. Предохранительные клапаны должны устанавливаться непосредственно на патрубках (штуцерах) резервуаров с вертикальным расположением штока клапана, в наиболее высокой части резервуара с таким расчетом, чтобы в случае открытия (срабатывания) клапана из сосуда в первую очередь удалялись пары или газы.

5.35. Для улавливания жидкой фазы из газов (паров), сбрасываемых от предохранительных клапанов и аварийных ручных сбросов давления, на каждом складе устанавливается отделитель жидкости (сепаратор). Общий коллектор однородных газов (паров), отходящих от предохранительных клапанов до и после сепаратора, должен прокладываться с уклоном в сторону отделителя жидкости (сепаратора).

5.36. Жидкости из сепаратора откачиваются насосами автоматически в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем, предъявляемых к системе откачки факельного конденсата из сепараторов факельных установок.

Допускается удаление жидкости испарением, с использованием наружного обогрева, при сбросе в факельную систему СУГ, имеющих температуру кипения при нормальном давлении 243,15°K (минус 30°С) и ниже (пропан, пропилен и др.), при этом необходимо исключить возможность повышения давления в емкости выше расчетного.

5.37. Размещение предохранительных клапанов на резервуарах должно исключать возможность скопления конденсата за предохранительным клапаном. В исключительных случаях, при невозможности установки предохранительного клапана выше коллектора, допускается прокладка отводящего трубопровода от предохранительного клапана с подъемом к общему коллектору и подключением в верхнюю его часть, при этом в нижней точке отводящего трубопровода должно быть предусмотрено

постоянное дренирование в закрытую систему для сбора жидкостей.

5.38. При определении диаметра факельного коллектора от резервуарного парка следует учитывать одновременную работу предохранительных клапанов на трех резервуарах, в том числе, на "горящем" и соседних, расположенных на расстоянии не более диаметра наибольшего резервуара. Если в группе имеется один или два резервуара, то диаметр факельного коллектора рассчитывается соответственно на работу клапанов одного либо двух резервуаров, расположенных на расстоянии не более диаметра наибольшего резервуара. Количество газов и паров рассчитывается в зависимости от возможных сценариев развития аварии, технических средств ПАЗ, мер противопожарной защиты в соответствии с действующей нормативно-технической документацией и стандартами.

5.39. Крепление отводящего трубопровода предохранительного клапана должно обеспечивать разгрузку предохранительного клапана и штуцера аппарата, на котором он установлен, от передачи на них нагрузки веса труб и возможных усилий реактивных сил от потока газа при срабатывании клапана.

5.40. Установочное давление предохранительного клапана при направлении сброса от него в факельную систему должно приниматься с учетом противодействия в этой системе и конструкции предохранительного клапана.

5.41. Должны быть обеспечены условия для технического обслуживания, монтажа и демонтажа предохранительных клапанов.

5.42. Предохранительные клапаны, установленные на резервуарах хранения под давлением, в процессе их эксплуатации должны периодически проверяться в соответствии со сроками, указанными в Правилах устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Порядок проверки исправности клапанов приводится в инструкции по эксплуатации предохранительных клапанов, утвержденной главным инженером (техническим директором) предприятия, эксплуатирующего сосуд, на основании руководящих документов Госгортехнадзора России.

5.43. Трубопроводы на складах, транспортирующие взрывопожароопасные среды, разрешается прокладывать только наземно или надземно на несгораемых опорах и эстакадах. Дренажные трубопроводы для отвода СУГ и ЛВЖ допускается прокладывать в каналах, засыпаемых сухим песком и перекрываемых съёмными плитами.

5.44. Не допускается проектирование и монтаж трубопроводов с взрывопожароопасными продуктами над и под резервуарами в пределах обвалованной территории группы резервуаров парка, за исключением

уравнительных и дыхательных трубопроводов, проходящих над резервуарами.

5.45. Не допускается проектирование и монтаж трубопроводов с взрывопожароопасными средами от или к резервуару (группе резервуаров) через обвалования соседних резервуаров (групп резервуаров) парка.

5.46. Прокладка трубопроводов по эстакадам должна обеспечивать возможность свободного доступа для контроля за их состоянием и ремонтом.

5.47. При проектировании и монтаже трубопроводов для СУГ и ЛВЖ, в которых может содержаться водная фаза, не допускаются типовые участки и гидравлические затворы (мешки) и осуществляются меры, исключающие возможность замерзания воды и по дренированию ее в закрытые системы сбора.

5.48. Трубопроводы, полностью заполненные СУГ и ЛВЖ, имеющие отключающую арматуру на концевых участках, в которых возможно завышение давления за счет теплового расширения находящейся в них жидкости, должны быть защищены перепускными клапанами.

Сбросы от этих клапанов, как правило, следует направлять в жидкостной трубопровод этой же системы, связанный с резервуаром, имеющим паровую фазу над жидкостью.

Для обеспечения возможности ревизии перепускных предохранительных клапанов допускается установка перед ними и после них отключающей запорной арматуры, опломбированной в открытом состоянии.

Отключение перепускного клапана может производиться только на время его замены при работающем трубопроводе, который должен быть соединен с резервуаром, имеющим паровую фазу над жидкостью.

5.49. При выполнении сварочных работ при монтаже трубопроводов с взрывопожароопасными продуктами, входящих в состав блоков I, II категории взрывоопасности, осуществляется проведение 100%-ного контроля сварных соединений неразрушающими методами, как правило, радиографическим в соответствии с ГОСТ 7512 или ультразвуковым в соответствии с ГОСТ 14782, или иными методами неразрушающего контроля по методикам, согласованным с Госгортехнадзором России.

5.50. С целью обеспечения безопасной эксплуатации складов трубопроводы следует, как правило, отключать от резервуара двумя запорными арматурами.

Коренные задвижки у резервуаров должны быть с ручным и дублироваться дистанционно управляемыми запорными устройствами, установленными вне обвалования.

5.51. С целью продувки, промывки и пропарки резервуаров, техно-

логического оборудования склада (насосы, компрессоры и т.п.) и трубопроводов, в зависимости от применяющихся веществ, необходимо при проектировании предусматривать постоянные источники обеспечения склада азотом, паром, воздухом, водой.

Подключение периодически работающих трубопроводов азота, пара, воздуха, воды к штуцерам резервуаров или продуктопроводов после коренной задвижки должно производиться с помощью съемных участков (патрубков или гибких соединений) с установкой запорной арматуры на штуцерах резервуара и трубопровода после съемного участка и запорной арматуры и манометра перед съемным участком.

После выполнения работ съемный участок должен быть демонтирован, а на свободные фланцы установлены торцевые заглушки.

5.52. При необходимости стационарной подводки азота к оборудованию склада (резервуарам, насосам и т.п.) и трубопроводам для технологических нужд (создание азотной подушки, гашение вакуума и т.п.) на линии азота должны быть последовательно установлены манометр, запорная арматура и обратный клапан.

5.53. Как правило, трубопроводы к резервуарам должны прокладываться над обвалованием или ограждающей стеной резервуаров. При прокладке трубопроводов через обвалование или ограждающую стену в месте прохода труб должна обеспечиваться герметичность.

5.54. Запрещается применять гибкие соединения (резиновые, пластмассовые шланги, металлорукава и т.п.) в качестве стационарных трубопроводов для транспортировки СУГ.

5.55. Для проведения операций слива и налива в железнодорожные цистерны и другое нестационарное оборудование, а также для выполнения вспомогательных операций (продувка участков трубопроводов, насосов, отвод отдувочных газов и паров, освобождение трубопроводов от остатков продукта) разрешается применение гибких соединений - металлорукавов.

5.56. Подключение гибких соединений для выполнения вспомогательных операций допускается только на период проведения этих работ. Выбор гибких соединений осуществляется проектной организацией с учетом свойств транспортируемого продукта и параметров проведения процесса на основании действующих стандартов.

5.57. На трубопроводах, подающих СУГ в складские резервуары, должны устанавливаться обратные клапаны.

5.58. Выполнение монтажных работ по присоединению трубопроводов к резервуару следует производить после стабилизации осадки фундамента резервуара. Трубопроводы резервуаров должны обладать компенсирующей способностью.

5.59. На складах хранения СУГ должна применяться стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации и отвечающая требованиям действующих норм и настоящих Правил, включая арматуру, изготовленную зарубежными фирмами.

Арматура с металлическим уплотнением в затворе, применяемая для установки на трубопроводах с СУГ, должна соответствовать классу "А" герметичности затвора, в соответствии с ГОСТ Р 50430-92.

5.60. С целью максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ при аварийной разгерметизации системы на вводах в склад и выводах со склада трубопроводов диаметром более 20 мм для СУГ, ЛВЖ и ГЖ должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением, конструкция которой предусматривает также ручное управление.

5.61. Установка отключающей арматуры на вводах в склад и выводах со склада должна предусматриваться в проекте склада вне обвалованных резервуаров склада, ограждения насосной и компрессорной склада на расстоянии, приведенном в приложении СН 527 Инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов Р<sub>y</sub> 10 МПа.

5.62. В складах для аварийного отключения взрывопожароопасных технологических блоков всех категорий взрывоопасности на междублочных трубопроводах горючих и взрывоопасных сред устанавливается запорная или отсекающая арматура с дистанционным управлением с временем срабатывания — для блоков I категории взрывоопасности, как правило, не более 12 с, для II и III категорий — 120 с.

5.63. Электрозадвижки, устанавливаемые на товарно-сырьевых и промежуточных складах СУГ, должны иметь как дистанционное управление от кнопок с пульта управления (щите КИП), так и от кнопок, размещаемых по месту. В помещение управления должен подаваться сигнал о конечном положении штока электроздвижек "открыто-закрыто".

## **6. Специфические требования к резервуарам, оборудованию, арматуре и предохранительным устройствам складов изотермического хранения СУГ**

6.1 Конструкции всех видов резервуаров должны быть герметичными, исключаящими возможность утечек паровой или жидкостной фазы в условиях всего периода эксплуатации.

6.2. Изотермические резервуары подземные и надземные проектируются и изготавливаются металлическими и железобетонными, кото-

рые могут быть монолитными и с внутренним металлическим резервуаром.

6.3. Проектирование и строительство резервуарных парков с резервуарами, выполненными из железобетона, должно осуществляться по специально разработанным нормам.

6.4. Конструкции металлических резервуаров могут быть одностенными, одностенными с внутренним стаканом и двустенными.

Тип резервуара определяется в процессе проектирования технологических объектов проектной и научно-исследовательскими организациями.

6.7. В проекте резервуара должны быть указаны требования к технологии изготовления элементов резервуара и технология сварки, испытанию и техническому обслуживанию резервуаров, о полистовой проверке металла на отсутствие недопустимых наружных и внутренних дефектов, на соответствие их физико-химических характеристик требованиям государственных стандартов России и нормативно-технической документации, утвержденной Госгортехнадзором России.

6.8. Материалы, применяемые в конструкциях резервуаров, должны соответствовать коррозионной способности технологической среды при расчетном сроке службы не менее 25 лет, минимальной температуре хранения и абсолютной минимальной температуре наружного воздуха.

6.9. Резервуары необходимо изготавливать из сталей с предъявлением повышенных требований к химическому составу, механическим свойствам и качеству листа в соответствии со специальными техническими условиями. Разрабатываемые технические условия должны составляться разработчиком технологического процесса и конструкции резервуара, согласовываться с изготовителем металла резервуара, проектной организацией и Госгортехнадзором России.

6.10. Контроль герметичности при строительстве осуществляется гелиевыми или галоидными течеискателями или другими равноценными.

6.11. Конструкция резервуара должна предусматривать технологические штуцеры, штуцеры КиА, не менее двух люков — лазов во внутренний резервуар, люк — лаз в межстенное пространство, люки для засыпки и удаления сыпучего теплоизоляционного материала, места для установки датчиков диагностики технического состояния.

6.12. Резервуары оборудуются наружной и внутренней лестницами, площадками для обслуживания оборудования, арматуры, средств и приборов КиА.

6.14. На изотермический резервуар заводом-изготовителем составляется паспорт на основании исполнительной документации по форме,

предусмотренной ГОСТ 25773, и инструкции по монтажу и безопасной эксплуатации.

6.15. Предприятие до ввода резервуара в эксплуатацию должно взять его на учет в соответствии с системой технического обслуживания и ремонта оборудования и назначить приказом по предприятию из числа прошедших специальную подготовку специалистов лицо, ответственное за техническое состояние и безопасную эксплуатацию резервуара.

6.16. Резервуары должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа до ввода в эксплуатацию, а также периодически в процессе эксплуатации в соответствии с отраслевыми требованиями и требованиями нормативно-технической документации, утвержденной Госгортехнадзором России.

6.17. Объемы, методы и периодичность технических освидетельств должны быть указаны в паспорте завода-изготовителя и инструкциях по монтажу и безопасной эксплуатации. Ответственность за своевременное освидетельствование и ремонт резервуара возлагается на руководителя объединения или предприятия, за безопасную эксплуатацию — на ответственного специалиста, определенного в п. 6.15.

6.19. Фундаменты резервуаров должны соответствовать требованиям СНиПов на основания и фундаменты и дополнительно учитывать результаты воздействия низкой температуры хранимого продукта на фундамент, крен внутреннего корпуса в процессе эксплуатации, коррозионное воздействие окружающего воздуха на фундамент и конструкции фундамента.

6.20. Тепловая изоляция резервуаров должна быть гидрофобной, обеспечивать предотвращение конденсации влаги на наружной поверхности изоляции и технически целесообразную мощность холодильного цикла режима и хранения.

6.21. Технологические условия изотермического хранения организуются в соответствии с требованиями Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств с целью исключения возможности взрыва в системе при регламентируемых проектом значениях параметров процесса.

6.22. Технологическая система разделяется на технологические блоки в соответствии с требованиями п. п. 5.13 и 5.14 настоящих Правил с выделением изотермического резервуара в отдельный технологический блок.

6.23. Технологический процесс хранения СУГ в изотермическом резервуаре должен разрабатываться с соблюдением следующих требований:

минимальное парообразование поступающей в резервуар технологической среды;

отбор из резервуара паров технологической среды и одновременный возврат конденсата;

отвод паров технологической среды через управляемые клапаны (дистанционно и автоматически) на факельную систему;

подача сконденсированной технологической среды на хранение;

отвод конденсированной технологической среды потребителю;

циркуляция подогретой (регазифицированной) технологической среды для предотвращения вакуума;

продувка азотом межстенного пространства двухстенных резервуаров; аварийный подвод азота или другого инертного газа для предотвращения вакуума;

отвод технологической среды от предохранительных клапанов на факельную систему и в атмосферу.

6.25. Для каждого резервуара необходимо предусматривать установку отсечной арматуры с автоматическим и (или) дистанционным управлением на трубопроводах, связанных с технологической системой, возможность ремонта и проверки состояния отсечной арматуры на действующем резервуаре, освобождения и разогрева резервуара перед ремонтом, продувки резервуара инертным газом с целью удаления СУГ и воздухом перед ремонтом, продувки азотом и продуктом при вводе в эксплуатацию, подвода и отвода воды при гидравлическом испытании, отвода, сбора и утилизации продукта из обвалования при аварийной ситуации, а также аварийный отвод технологической среды из резервуара.

6.27. Системы охлаждения СУГ перед поступлением в резервуары и системы термостатирования изотермического и полуизотермического хранения должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации холодильных систем.

6.28. Технологическое оборудование, арматура и трубопроводы должны соответствовать требованиям, изложенным в разделе 5 настоящих Правил и данного раздела.

6.29. Резерв технологического оборудования, в том числе компрессоров, должен приниматься из условия обеспечения непрерывности работы системы термостатирования.

6.30. При выборе основного технологического оборудования и предохранительных клапанов необходимо учитывать следующие факторы, влияющие на тепловой баланс в резервуаре:

для режима хранения продукта с температурой ниже температуры

окружающей среды принимается абсолютная максимальная температура с учетом солнечной радиации;

для режима заполнения максимальная температура поступающего в резервуар продукта и максимальная наружная температура с учетом солнечной радиации;

для случая пожара соседнего резервуара температура наружной стенки (или корпуса изоляции) принимается  $+600^{\circ}\text{C}$  при одновременном сбросе на факел и орошении резервуара;

для режима хранения продукта при температуре выше окружающей среды — абсолютная минимальная температура наружного воздуха и отвод тепла при откачке продукта из резервуара.

6.32. Трубопроводы отвода паровой фазы с рабочей температурой выше температуры окружающей среды должны иметь систему обогрева для предотвращения конденсации паровой фазы внутри трубопровода. Температура теплоносителя не должна превышать допустимую для теплоизоляционных материалов.

6.33. Изоляция должна предотвращать конденсацию влаги на наружной поверхности.

Конструкция теплоизоляции "холодных" трубопроводов должна исключать возможность увлажнения в процессе эксплуатации и быть негорючей.

Для оборудования и трубопроводов с отрицательными температурами среды (ниже минус  $40^{\circ}\text{C}$ ) допускается применение труднотгораемых или самозатухающих изоляционных материалов.

6.34. Изотермические резервуары оборудуются предохранительными клапанами. Количество рабочих предохранительных клапанов на каждом резервуаре, их размеры и пропускная способность должны быть выбраны по расчету при проектировании технологической системы и резервуара.

Параллельно с рабочими предохранительными клапанами должны быть установлены резервные клапаны, их количество и характеристика должны быть одинаковыми с рабочими.

6.35. Для плановой ревизии и ремонта предохранительных клапанов до и после резервного и рабочего предохранительных клапанов устанавливается отключающая арматура с блокировочным устройством, исключающим возможность одновременного закрытия арматуры на рабочем и резервном клапанах.

6.36. Для защиты наружного корпуса изотермического резервуара с изолированным межстенным пространством устанавливаются не менее двух рабочих предохранительных клапанов, каждый из которых имеет

резерв. Сброс от предохранительных клапанов наружного корпуса осуществляется непосредственно в атмосферу.

6.37. На резервуарах должна быть предусмотрена система клапанов для защиты от вакуума, путем подачи азота и (или) топливного газа в паровое пространство резервуара. Установочное давление вакуумных клапанов должно быть не менее 25% от численных значений вакуума, используемых при расчете конструкции резервуара.

6.38. Клапаны для защиты от вакуума устанавливаются и периодически проверяются в соответствии с технической документацией заводоизготовителей и инструкцией по техническому обслуживанию и безопасной эксплуатации, утвержденной главным инженером (техническим директором) предприятия.

## **7. Системы контроля, управления, автоматической противоаварийной защиты, оповещения и связи**

7.1. Склады хранения СУГ и ЛВЖ под давлением должны быть оснащены системами контроля, автоматического регулирования, автоматизированного управления, противоаварийной защиты, связи и оповещения об аварийных ситуациях.

Эти системы должны обеспечивать безопасное ведение технологических операций на складах и предупреждение обслуживающего персонала об отклонениях от норм основных технологических параметров, о достижении их опасных (предельно допустимых) значений, о возникновении аварийной ситуации.

7.2. Системы контроля технологических операций, автоматического и дистанционного управления, противоаварийной автоматической защиты, а также связи и оповещения об аварийных ситуациях, в том числе, поставляемые комплектно с оборудованием, должны отвечать требованиям настоящих Правил, требованиям "Общих правил взрывобезопасности...", действующей нормативно-технической документации, проектам, регламентам и обеспечивать заданную точность поддержания технологических параметров, надежность и безопасность проведения технологических операций.

7.3. Средства автоматизации, используемые по плану локализации аварийных ситуаций (ПЛАС), должны быть выделены и обозначены по месту их размещения, в технологическом регламенте и инструкциях.

7.4. Средства контроля, управления и противоаварийной автоматической защиты, а также связи и оповещения маркируются с нанесением

соответствующих надписей, четко отражающих их функциональное назначение, величины уставок защиты, опасные (предельно допустимые) значения контролируемых параметров.

7.5. Организация работ по поддержанию надежного и безопасного уровня эксплуатации и ремонта систем контроля, управления противоаварийной автоматической защиты, а также связи и оповещения, регулирования обязанностей и границ ответственности между технологическими службами: механической, технологической, КИПиА и др. по обеспечению соблюдения требований безопасности, перечень и объем эксплуатационной, ремонтной и другой технической документации устанавливается предприятиями по согласованию с Госгортехнадзором России.

7.6. На трубопроводах (вводах) СУГ и ЛВЖ, поступающих на склад, должны быть установлены приборы КИПиА для регистрации количества, качества и давления поступающих продуктов, сигнализации о падении давления сжатого воздуха КИПиА, теплоносителя, охлаждающей воды и других хладагентов, инертного газа и технологического воздуха, регистрации температуры теплоносителя.

На трубопроводах вывода СУГ и ЛВЖ из складов должны быть установлены приборы КИПиА для регистрации количества, качества и давления поступающих продуктов, сигнализации о падении давления сжатого воздуха КИПиА, теплоносителя, охлаждающей воды и других хладагентов, инертного газа и технологического воздуха, регистрации температуры теплоносителя.

7.7. Склады СУГ и ЛВЖ под давлением должны оснащаться автоматизированными системами управления и автоматической противоаварийной защиты на базе электронных средств контроля и автоматики, включая средства вычислительной техники.

7.8. Выбор системы противоаварийной автоматической защиты и ее элементов осуществляется исходя из условий обеспечения ее работы при выполнении требований по эксплуатации, обслуживанию и ремонту в течение всего межремонтного пробега защищаемого объекта.

Нарушение работы системы управления не должно влиять на работу системы противоаварийной защиты.

7.9. При выборе системы противоаварийной защиты и ее элементов должны применяться резервируемые электронные и микропроцессорные системы. В каждом конкретном случае необходимость резервирования обосновывается.

7.10. В случае отключения электроэнергии или прекращения подачи сжатого воздуха для систем контроля и управления системы противоаварийной автоматической защиты должны обеспечивать прекра-

щение приема СУГ и ЛВЖ на склад, откачку из склада потребителям и безопасные условия хранения СУГ и ЛВЖ на складе.

7.11. Резервуары должны оснащаться не менее чем тремя приборами для измерения уровня. Предупредительная и предаварийная сигнализация предельного верхнего и нижнего уровней должны осуществляться от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора параметров технологической среды. Значения уставок предупредительной сигнализации предельных верхнего и нижнего уровней указываются в проекте с учетом времени, необходимого на проведение операций по прекращению подачи СУГ и ЛВЖ в резервуар и откачки среды из резервуара.

На складах не допускается применение мерных стекол.

7.12. На резервуарах должны быть установлены приборы: для измерения температуры и контроля за температурой среды в резервуаре с регистрацией ее численных значений;

для измерения давления и контроля за давлением с сигнализацией максимального и минимального опасных (предельно допустимых) численных значений давления в резервуаре от двух независимых датчиков.

7.13. С целью обеспечения безопасной эксплуатации складов при проектировании и строительстве следует устанавливать следующие технологические блокировки:

автоматическое отключение подачи продукта в резервуар при достижении в нем опасного (предельно допустимого) верхнего уровня;

автоматическое отключение насосов откачки продуктов при достижении минимально допустимых давления и уровня в резервуарах; автоматическая подача в резервуар газа, инертного к перемещаемой среде, при достижении минимально допустимого давления.

7.14. Для поддержания постоянного избыточного давления в процессе эксплуатации резервуаров при проектировании и создании складов необходимо осуществлять:

термостатирование паров продукта с автоматической регулировкой по температуре или давлению подачи теплоносителя (хладагента) в нагревательные (охладительные) устройства;

устройство системы двух регулирующих клапанов, один из которых устанавливается на линии подачи азота и открывается при достижении минимально установленного рабочего давления, другой устанавливается на линии стравливания паров в топливную сеть предприятия или на факел и открывается при превышении давления в рабочем режиме.

7.15. При полуизотермическом и изотермическом способе хранения необходимо также предусматривать:

сигнализацию опасного (предельно допустимого) значения температуры продукта, поступающего в резервуар, и автоматическое прекращение подачи продукта в резервуар при достижении опасного (предельно допустимого) значения температуры продукта в контуре термостатирования хранимого продукта;

автоматическое открытие запорной (отсечной) арматуры на линии сброса паров из резервуара в факельную систему при достижении опасного (предельно допустимого) значения давления в резервуаре и автоматическое закрытие этой запорной (отсечной) арматуры при достижении рабочего давления хранимого продукта.

7.16. Насосы, компрессоры и другое оборудование складов оснащается системами сигнализации и блокировок, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию, в соответствии с инструкциями по техническому обслуживанию и эксплуатации заводов-изготовителей, отраслевыми стандартами и нормативно-технической документацией, утвержденной Госгортехнадзором России.

7.17. Каждый насосный агрегат, перекачивающий СУГ и ЛВЖ, должен быть оборудован системой автоматизации, которая предусматривает блокировки и защиты, запрещающие пуск и работу насоса при незаполненном насосе перекачивающим продуктом;

давлении затворной (уплотняющей) жидкости ниже установленной величины;

повышении температуры подшипников при работе насосов выше значений, установленных Правилами технического обслуживания и эксплуатации заводов-изготовителей.

7.18. Центробежные насосы с двойным торцевым уплотнением должны оснащаться системами контроля и сигнализации утечки уплотняющей жидкости, а также блокировками, отключающими насосы, в случае возникновения утечки (при индивидуальной для каждого насоса системе уплотняющей жидкости).

7.19. Геометрическая высота всасывания, т.е. расстояние от оси насоса до расчетного уровня жидкости в резервуаре, из которого жидкость поступает в насос, должна быть достаточной для предотвращения кавитации насоса.

7.20. Склады оборудуются системами двухсторонней громкоговорящей связью и телефонной связью, системами наблюдения с использованием промышленного телевидения наиболее опасных участков склада.

Необходимость устройства двухсторонней громкоговорящей телефонной связи на складах разрабатывается в проекте склада.

Обслуживающий персонал складов оснащается носимыми перего-

ворными устройствами.

7.21. Телефонная связь устанавливается:

при расположении склада на территории предприятия — с дежурным (диспетчером) по предприятию, с ГО предприятия, с пожарным депо (постом), с газоспасательной станцией и с производствами, связанными со складом и другими объектами, перечень которых должен устанавливаться проектом;

при расположении вне территории предприятия на товарно-сырьевых базах — с соседними объектами, организациями и службами местных органов власти, объектами, технологически связанными с этим складом. Перечень объектов, организаций и служб должен определяться проектом.

7.22. В помещениях управления складами, в резервуарном парке склада, на наружных установках (насосных, компрессорных) склада, в помещениях диспетчера предприятия, штабе ГО промышленного объекта и ближайшего населенного пункта предусматривается установка сирен для извещения об опасных выбросах химических веществ.

7.23. Организация и порядок оповещения производственного персонала и гражданского населения об аварийной ситуации, ответственность за поддержание в состоянии готовности технических средств и соответствующих служб и ликвидацию угрозы химического поражения определяются планами локализации аварийных ситуаций.

7.24. Помещения управления складом, в которых предусмотрено постоянное пребывание обслуживающего персонала, размещение оборудования систем контроля, управления и противоаварийной автоматической защиты, средств индивидуальной защиты персонала и аварийного инструмента, должны быть устойчивыми к воздействию взрыва.

## **8. Противопожарная защита складов**

8.1. Здания и сооружения складов должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации, требованиями строительных норм и правил, государственных стандартов, отраслевых нормативов и настоящих Правил.

8.2. Противопожарная защита складов предусматривает:

тепловую защиту (водяное орошение) резервуаров хранения СУГ и ЛВЖ под давлением, оборудования взрывопожароопасных и пожароопасных наружных установок складов (насосные и т.п.), сливноналивных эстакад, локальное пожаротушение стационарными и передвижными

установками пожаротушения (порошковое, пенное) и ручными огнетушителями.

8.3. Противопожарная защита сливноналивных эстакад СУГ и ЛВЖ должна осуществляться по специальным нормам.

8.4. Защита от пожара резервуаров осуществляется путем охлаждения стенок резервуаров водой, подаваемой через стационарные установки водяного орошения, стационарными лафетными стволами и передвижной пожарной техникой.

8.5. Резервуары изотермического хранения должны оснащаться стационарной системой подачи пены для сокращения испарений с поверхности розлитого СУГ.

8.6. Стационарные установки тепловой защиты (водяного орошения) резервуаров должны иметь автоматическое включение с обязательным дублирующим ручным пуском.

Ручной пуск должен осуществляться как с места возможного пожара, так и дистанционно из помещения КИП.

Ручной пуск должен быть размещен на расстоянии не менее 10 метров от обвалования.

8.7. Пожарные лафетные стволы устанавливаются на сырьевых, товарных и промежуточных складах для охлаждения резервуаров, наружных взрывопожароопасных установок (насосные и т.п.) и железнодорожных сливноналивных эстакад.

8.8. Лафетные стволы, как правило, устанавливаются со стационарным подключением к водопроводной сети высокого давления. В случаях, если водопровод на действующем предприятии не обеспечивает напор и расход воды, необходимые для одновременной работы двух лафетных стволов, последние должны быть оборудованы устройствами для подключения передвижных пожарных насосов.

8.9. Лафетные стволы следует устанавливать с диаметром насадки не менее 28 мм. Напор у насадки должен быть не менее 0,4 МПа (40 м вод. ст.).

8.10. Число и расположение лафетных стволов для защиты резервуаров в складе (парке) определяется из условия орошения каждого резервуара двумя струями, а при наличии стационарной системы орошения — одной струей.

8.11. Число и расположение лафетных стволов для защиты аппаратуры и оборудования, расположенного на наружной установке склада (насосная и т.п.), определяется графически, исходя из условий орошения защищаемого оборудования одной компактной струей.

8.12. Противопожарное водоснабжение складов должно обеспе-

чиваться с учетом требований глав СНиП "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения" и "Внутренний водопровод и канализация зданий. Нормы проектирования", а также требований настоящего раздела.

8.13. Резервуары с СУГ должны иметь автоматические стационарные системы орошения водой. Давление в сети должно обеспечивать возможность работы противопожарных устройств (лафетных стволов, оросителей и т.п.), но не менее 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>).

8.14. Расход воды на противопожарную защиту и пожаротушение из сети противопожарного водопровода определяется расчетом, но должен приниматься для товарно-сырьевых складов не менее 200 л/с.

8.15. Расход воды из противопожарного водопровода склада должен обеспечивать тушение и защиту оборудования как стационарными установками, так и передвижной пожарной техникой.

8.16. Расход воды на стационарные установки орошения должен приниматься:

для товарно-сырьевых и промежуточных складов СУГ со сферическими резервуарами и складов СУГ с изотермическими резервуарами — на одновременное орошение условно горящего резервуара и смежных с ним резервуаров, расположенных на расстоянии диаметра наибольшего горящего или смежного с ним резервуара и менее;

для горизонтальных — согласно таблице 9.

Таблица 9

Расположение резервуаров	Число одновременно орошаемых горизонтальных резервуаров					
	Вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>					
	25	50	110	160	175	200
В один ряд	5			3		
В два ряда	6					

8.17. Интенсивность подачи воды на охлаждение поверхности резервуаров стационарными установками орошения принимается в соответствии с таблицей 10.

Таблица 10

№ п/п	Наименование аппаратов	Интенсивность подачи воды, л/(м <sup>2</sup> /сек)
		1
	а) поверхности резервуаров без арматуры	0,1
	б) поверхности резервуаров в местах расположения арматуры	0,5

8.18. Запас воды для пожарной защиты товарно-сырьевых и промежуточных складов, сливноналивных эстакад должен храниться не менее чем в двух резервуарах, расположенных у насосной противопожарного

водоснабжения.

8.19. Извещатели электрической пожарной сигнализации общего назначения должны устанавливаться:

для взрывоопасных и пожароопасных зданий склада — снаружи у выходов на расстоянии не более чем через 50 м;

на резервуарных парках складов хранения СУГ и ЛВЖ под давлением — по периметру обвалования не более чем через 100 м;

на взрывопожароопасных и пожароопасных наружных установках складов — по периметру установки;

на сливноналивных эстакадах СУГ и ЛВЖ — через 100 м, но не менее двух (у лестниц для обслуживания эстакад).

8.20. Ручные пожарные извещатели устанавливаются независимо от наличия извещателей автоматической пожарной сигнализации.

8.21. Извещатели электрической пожарной сигнализации общего назначения должны располагаться снаружи на расстоянии не менее 5 м от границы установки или обвалования склада.

## **9. Электрообеспечение и электрооборудование складов**

9.1. Проектирование, монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок складов СУГ должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования, Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, государственных стандартов и настоящих Правил.

9.2. Электроприемники складов по степени надежности электроснабжения являются потребителями I категории.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа электроприемников, определяемая в каждом конкретном случае при разработке проекта.

Для повышения надежности работы электроприемников предусматривается их самозапуск при кратковременном понижении или исчезновении напряжения.

9.3. Электропомещения (ТП, КТП, РУ), обслуживающие товарно-сырьевые и промежуточные склады, размещаются в отдельно стоящих зданиях.

При этом независимо от расстояния до резервуаров в электропо-

мещениях предусматривается гарантированный подпор воздуха, подъем полов и не допускается устройство окон.

Двери в этих помещениях должны иметь уплотнения в притворах и прижимную пружину.

9.4. Воздухозабор для приточной вентиляции электропомещений принимается высотой не менее 20 м.

В воздухозаборе приточной системы устанавливается сигнализатор до взрывоопасных концентраций на содержание углеводородов, от сигнала которого отключается приточная вентсистема и автоматически закрывается герметичный клапан на воздухозаборе.

9.5. В электропомещениях для визуального контроля подпора воздуха устанавливается тягонапоромер сильфонный, типа ТНС со шкалой (-20) (+20) кгс/м<sup>2</sup>.

9.6. Защита от прямых ударов молнии резервуаров (надземных и подземных) складов хранения СУГ должна осуществляться отдельно стоящими молниеотводами. Устанавливать их на резервуарах или использовать их стенки в качестве молниеотводов не допускается.

9.7. Общее освещение резервуарного парка должно осуществляться прожекторами или "лампами-солнце", установленными на мачтах.

9.8. Прожекторные мачты для освещения территории складов должны располагаться от резервуаров склада на расстоянии не менее полуторной высоты мачты.

## **10. Эксплуатация и ремонт технологического оборудования и трубопроводов складов**

10.1. Эксплуатация складов СУГ должна осуществляться в соответствии с проектной документацией, технологическими регламентами, нормами технологического режима, производственными инструкциями и инструкциями по технике безопасности, настоящими Правилами, Общими правилами взрывобезопасности.

10.2. Эксплуатация и освидетельствование резервуаров и другого емкостного оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>), должны соответствовать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

10.3. Эксплуатацию и ремонт технологических трубопроводов необходимо производить в соответствии с требованиями РД 38.13.004-86 Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) и Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов.

10.4. Производственные инструкции и инструкции по технике безопасности подлежат пересмотру по истечении срока их действия и при изменениях в технологических схемах, аппаратурном оформлении процессов и изменении структуры управления, влияющих на функции ответственных должностных лиц.

10.5. Эксплуатационный персонал складов должен хорошо знать схему расположения оборудования, трубопроводов, задвижек, назначение контрольно-измерительных приборов и способы их обслуживания.

10.6. Эксплуатационный персонал должен осуществлять постоянный контроль за состоянием оборудования, производить планово-предупредительный ремонт оборудования в соответствии с утвержденными графиками ППР.

10.7. Все запорные устройства — задвижки, вентили и другая арматура — должны содержаться в полной исправности, быть легко доступными и обеспечивать возможность быстрого и надежного прекращения поступления продукта в резервуар или отвода его из резервуара. Всякие неисправности в запорных устройствах должны быть немедленно устранены.

10.8. Оставлять открытой арматуру (кроме предохранительных клапанов) на неработающих резервуарах, оборудовании или трубопроводах запрещается, выключенные из работы резервуары, оборудование и трубопроводы должны быть отглушены заглушками, изготовляемыми в заводских условиях в соответствии с расчетом.

10.9. По каждому складу должна быть составлена схема расположения подземных и надземных трубопроводов и коммуникаций. Все изменения расположения трубопроводов и коммуникаций должны быть отражены в схеме.

10.10. За состоянием подвесок и опор трубопроводов, проложенных над землей, должен быть обеспечен технический надзор во избежание опасного провисания и деформации, могущих вызвать аварию и пропуск продукта. Всякие неисправности в состоянии подвесок и опор трубопроводов необходимо немедленно устранять.

10.11. При заполнении резервуара необходимо строго следить за установленным в нем уровнем жидкости. Резервуар не должен быть заполнен более 83% его объема для резервуаров под давлением и не более 95% для изотермических резервуаров. Запрещается наливать СУГ и ЛВЖ в резервуары свободно падающей струей.

При заполнении емкостей, не имеющих остатка продукта (новых, после технического освидетельствования или очистки), должны быть приняты меры предосторожности для исключения образования взрыво-

опасных смесей (предварительная продувка инертным газом, водяным паром при медленной закачке и усиленное наблюдение).

10.12. Температура закачиваемого продукта не должна быть выше той температуры, при которой упругость паров продукта превышает рабочее давление в резервуаре.

10.13. Запрещается закачивать в резервуар продукт с давлением газов, превышающим расчетное для данного резервуара.

10.14. В случае снятия на ремонт одного из предохранительных клапанов системы предохранительных клапанов, установленной на резервуаре, он должен быть отключен запорными устройствами от резервуара и трубопровода сброса на факельную систему посредством переключающего устройства, которое одновременно включает в работу резервный предохранительный клапан. На место снятого на ремонт предохранительного клапана должен быть поставлен другой исправный предохранительный клапан. Перерыв между снятием и установкой клапана допускается не более одного часа.

10.15. Правильность установки предохранительных клапанов на резервуаре и положение переключающего устройства проверяется механиком склада. После проверки он накладывает пломбу, фиксирующую положение переключающего устройства и исключающую возможность его изменения.

10.16. О проверке правильности установки предохранительных клапанов и пломбировании переключающего устройства необходимо составлять соответствующие акты.

10.17. Для защиты от нагрева солнечными лучами резервуары надлежит окрашивать в светлый цвет.

10.18. Отбор проб из емкостей должен производиться пробоотборщиком совместно с оператором, обслуживающим эти емкости, или оператором, имеющим допуск на отбор проб, в присутствии дублера.

10.19. Пробы СУГ должны отбираться в пробоотборники, рассчитанные на максимальное давление СУГ в резервуаре. На каждый пробоотборник должен быть заведен паспорт. Запрещается пользоваться неисправными пробоотборниками или с истекшим сроком их проверки.

10.20. Объем жидкой фазы в пробоотборнике для отбора СУГ должен быть не более 83% от общего объема, т.е. на уровне верхнего краника пробоотборника.

10.21. Вода, накопившаяся при хранении, из резервуара периодически дренируется оператором с дублером с помощью незамерзающего клапана в систему локальной очистки промстоков. В зимнее время после дренирования воды из емкости незамерзающий клапан должен быть

плотно закрыт, а задвижка на дренажной трубе — оставаться приоткрытой.

Оператор и дублер обязаны работать в средствах индивидуальной защиты с применением изолирующих противогазов.

10.22. После окончания работы и осмотра арматуры в колодцах крышки колодцев должны быть закрыты.

10.23. В случаях замерзания продукта в трубопроводе необходимо принять меры по устранению неисправности и ввода трубопровода в эксплуатацию в соответствии с производственной инструкцией, утвержденной главным инженером предприятия.

10.24. Для предотвращения потерь от утечек при хранении СУГ и ЛВЖ необходимо поддерживать полную техническую исправность технологического оборудования и герметичность емкостей, трубопроводов, систем энергообеспечения с учетом конкретных условий эксплуатации оборудования в соответствии с системами по техническому обслуживанию и ремонту, утвержденными руководителями предприятия, объединения, на основе требований Общих правил взрывобезопасности и настоящих Правил.

## **ПБ-08-83-95. ПРАВИЛА ОБУСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ КАМЕННОЙ СОЛИ**

Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России  
№ 2 от 11.01.95 г.  
Извлечения

### **1. Общие положения**

#### **1.1. Область применения правил, назначение и состав ПХГ в каменной соли**

1.1.1. Настоящие Правила обязательны для предприятий и организаций, осуществляющих строительство и эксплуатацию подземных хранилищ газа (ПХГ), создаваемых в отложениях каменной соли, а также выполняющих научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, горный и санитарный надзор, контроль за состоянием окружающей среды.

1.1.2. ПХГ входят в состав региональной или Единой системы газоснабжения страны и предназначены для регулирования пиковых неравномерностей газопотребления, создания аварийных резервов газа, а также для регулирования сезонной неравномерности крупных промышленных узлов.

1.1.3. Основанием для строительства ПХГ является утвержденный рабочий проект (проект).

1.1.4. ПХГ включает в себя на стадии строительства — технологические скважины, подземные выработки, водорассольный комплекс (водозаборы, насосные станции для воды и рассола, нагнетательные скважины, водо- и рассолопроводы, рассолоотстойники и т.д.), контрольно-наблюдательные скважины, производственно-административные здания, инженерные коммуникации. На стадии эксплуатации — парк подземных резервуаров, наземный технологический комплекс (компрессорная станция, установки очистки и охлаждения газа, узел замера рас-

хода газа, установки подготовки газа к транспорту, газовые шлейфы и коллектора и др.), производственно-административные здания, инженерные коммуникации.

## **1.2. Основные требования к ПХГ**

1.2.1. Выбор района размещения ПХГ определяется необходимостью обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям отдельного региона или промузла при переменном во времени спросе на газовое топливо. При этом для каждого конкретного промузла учитываются: сложившаяся схема потоков газа; структуры и режимы газопотребления на текущий период и на перспективу развития региона; наличие развитой инфраструктуры; частота аварий на газопроводах и др.

1.2.3. При проектировании, строительстве и эксплуатации ПХГ следует руководствоваться основными общегосударственными законодательными и нормативными документами: Земельным кодексом РФ, Законом РФ "О недрах", Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России, Положением о Федеральной службе России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, Положением о порядке лицензирования пользования недрами, соответствующими нормативными документами Госгортехнадзора России, СНиПами, ГОСТами и инструкциями.

1.2.4. При выполнении работ, не предусмотренных настоящими Правилами (земляные, строительные-монтажные, электрогазосварочные и др.), предприятия и организации должны руководствоваться соответствующими инструкциями, правилами, нормами и другими нормативными документами.

## **1.3. Порядок оформления пользования недрами**

1.3.1. Предприятия и организации, выполняющие геологоразведочные работы, строительство и эксплуатацию ПХГ, в соответствии с Законом Российской Федерации "О недрах", Положением о порядке лицензирования пользования недрами должны иметь разрешение (лицензию) органов государственного надзора на осуществление указанной деятельности.

1.3.2. Для проведения геологоразведочных работ, строительства и эксплуатации ПХГ исполнителям работ необходимо получить лицензии с выделением земельного и горного отводов, а также лицензию на спецводопользование.

1.3.3. Лицензия на геологоразведочные работы в пределах горного отвода выдается территориальным Комитетом РФ по геологии и исполь-

зованию недр, согласовывается местной администрацией и удостоверяет право на изучение геологического строения, гидрогеологических и инженерно-геологических условий площадки строительства ПХГ.

1.3.4. Лицензия на строительство и эксплуатацию ПХГ удостоверяет право пользования определенными участками недр для строительства подземных резервуаров, удаления строительного рассола и эксплуатации ПХГ.

1.3.6. Лицензии выдаются для геологоразведочных работ сроком до 5 лет. Для строительства и эксплуатации ПХГ лицензии могут выдаваться без ограничения срока.

1.3.7. Использование земель над подземными трубопроводами и в пределах охранной зоны может осуществляться землепользователем только по согласованию с руководством ПХГ.

## **2. Требования к геологическому строению и гидрогеологическим условиям участков для строительства ПХГ, детальность проведения разведочных работ**

### **2.1. Требования к геологическим и гидрогеологическим условиям участка строительства ПХГ**

2.1.1. Перспективными для строительства ПХГ являются территории, в осадочном чехле которых имеются отложения каменной соли, удовлетворяющие требованиям технологии строительства и эксплуатации ПХГ, его экономической эффективности и экологической безопасности.

2.1.2. Подземные резервуары могут создаваться в отложениях каменной соли всех морфологических типов: пластовых, линзообразных, в куполах и штоках.

2.1.3. В пределах перспективной территории соленосная толща, выбранная для строительства ПХГ независимо от морфологии, должна удовлетворять следующим требованиям:

иметь выдержанные по площади глубину залегания и мощность; максимальная глубина залегания кровли соленосной толщи, как правило, не должна превышать 1500-1700 м, целесообразность строительства ПХГ при большей глубине залегания соленосной толщи определяется технико-экономическим расчетом;

минимально допустимые мощность и глубина залегания соленосной толщи определяется технико-экономической целесообразностью и

экологической безопасностью строительства и эксплуатации ПХГ;

иметь литологическое строение и физико-механические свойства соленосной толщи, позволяющие создавать устойчивые и герметичные подземные выработки требуемых размеров и формы;

не содержать, как правило, легкорастворимых прослоев калийных, магниевых и других солей в интервале заложения подземных выработок;

содержать рассеянного нерастворимого материала не более 35 % по массе;

не содержать линз маточного рассола или внутрисолевых рассолоносных горизонтов.

2.1.6. Участки для размещения ПХГ следует выбирать вблизи источников технического и бытового водоснабжения: поверхностных акваторий (реки, озера, море) или подземных водоносных горизонтов (с пресной или слабоминерализованной водой).

2.1.7. Не допускается выбирать участки для размещения ПХГ непосредственно в зонах тектонических нарушений, развития карста, оползней, селей, обвалов и других процессов, способных привести к разрушению наземных и подземных сооружений хранилища.

## **2.2. Требования к содержанию и детальности исследований района строительства**

2.2.1. На стадии подготовки материалов к технико-экономическому обоснованию (ТЭО) инвестиций в строительство ПХГ в заданном регионе проводятся следующие работы:

по имеющимся литературным, фондовым геологическим, геофизическим, аэрофотокосмическим и другим данным оцениваются геологическое, структурно-тектоническое, литолого-стратиграфическое строение и гидрогеологические условия перспективной соленосной территории;

определяются глубины, условия залегания, площади распространения и мощности соленосных отложений, литологическое строение, химический состав, инженерно-геологические свойства в соответствии с требованиями, предъявляемыми к соленосным территориям;

осуществляется выбор альтернативных участков для постановки геолого-разведочных работ, оценивается полнота и достоверность имеющейся информации по отдельным участкам;

определяются возможные альтернативные способы утилизации или удаления строительного рассола;

оцениваются возможные источники технического и хозяйственно-

питьевого водоснабжения;

определяется наиболее перспективный участок для проведения детальных геологических, структурно-тектонических и гидрогеологических разведочных работ, инженерно-геологических и топографических изысканий, составляется проект разведочных работ.

2.2.6. По результатам разведочных и изыскательных работ осуществляется выбор строительной площадки ПХГ.

## **3. Проектирование ПХГ**

### **3.1. Общие положения**

3.1.1. Проектирование ПХГ осуществляется в два этапа:

I этап (предпроектный), включающий в себя в соответствии с СП 11-101-95 разработку технико-экономических соображений (ТЭС) по строительству ПХГ в рассматриваемом регионе и разработку технико-экономического обоснования (ТЭО) инвестиций в строительство ПХГ в предварительно выбранных геологических структурах;

II этап - проектный.

В соответствии со СНиП 11-01-95 регламентируется следующий порядок разработки проектно-сметной документации:

в одну стадию - рабочий проект строительства ПХГ;

в две стадии - проект и рабочая документация на строительство ПХГ.

3.1.2. Стадийность разработки проектно-сметной документации устанавливается на основании решений, принятых в ТЭС или ТЭО, утвержденных заказчиком.

3.1.3. При проектировании ПХГ в две стадии рабочая документация разрабатывается и выдается заказчику только после утверждения проекта.

3.1.4. Проектно-сметная документация разрабатывается юридическими или физическими лицами, получившими в установленном порядке лицензии на выполнение соответствующих проектных работ.

3.1.5. В ТЭС рассматриваются следующие вопросы:

обоснование целесообразности создания ПХГ;

определение активного объема хранимого газа, максимальной и средней суточной производительности закачки и отбора газа;

геологические и гидрогеологические условия площадки строительства по имеющимся данным;

принципиальные технические решения по строительству и эксплуатации ПХГ;

возможные способы удаления строительного рассола;  
социально-экономические условия района строительства;  
основные природоохранные мероприятия;  
оценка инвестиций по укрупненным показателям;  
программа необходимых для проектирования геолого-разведочных, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

В ТЭС должны быть предложены различные варианты размещения ПХГ и приведены его основные технико-экономические показатели.

3.1.6. На основе принятых в ТЭС основных параметров ПХГ заказчик совместно с генеральным проектировщиком составляет задание на разработку ТЭО инвестиций или проекта.

3.1.7. На основании ТЭС и задания на разработку ТЭО заказчик или по его поручению генеральный проектировщик готовят Декларацию о намерениях, которую передают в региональную администрацию предполагаемого района строительства ПХГ. Декларация о намерениях является основанием для выбора площадок (трасс), размещения объектов ПХГ.

3.1.8. Для разработки ТЭО необходимо иметь следующие основные исходные материалы:

согласование временного землеотвода;  
геологический отчет по результатам разведочного бурения на выбранной промплощадке;  
топографический план промплощадки;  
принципиальные технические решения по строительству и эксплуатации ПХГ;  
технические условия на энерготепловодоснабжение, канализацию, связь и другие данные, предусмотренные СНиП 11-01-95.

3.1.9. ТЭО инвестиций на новое строительство, как правило, должно состоять из следующих разделов:

общая пояснительная записка;  
генеральный план и транспорт;  
технологические решения по созданию подземных резервуаров;  
технологическая схема эксплуатации ПХГ;  
организация труда рабочих и служащих, управление производством;  
строительные решения;  
организация строительства;  
требования безопасности при строительстве и эксплуатации хранилища;  
принципиальные решения по консервации и ликвидации подземных резервуаров, нагнетательных и гидронаблюдательных скважин;

охрана окружающей среды, включая оценку воздействия объекта на окружающую среду (ОВОС);  
жилищно-гражданское строительство;  
сметная документация.

3.1.10. В ТЭО инвестиций в соответствии с требованиями задания на проектирование выделяются пусковые комплексы, в состав которых включаются объекты основного производственного, вспомогательного и обслуживающего назначения, энергетического, транспортного и складского хозяйств, связи, инженерные коммуникации и очистные сооружения, а также объекты, связанные с охраной окружающей природной среды.

3.1.11. На основе принятого ТЭО заказчик с участием генерального проектировщика составляет и утверждает задание на разработку рабочего проекта (проекта).

3.1.12. Разработка рабочего проекта (проекта) на строительство ПХГ осуществляется на основе утвержденного ТЭО, материалов по выбору площадки для строительства и в соответствии с заданием на проектирование.

3.1.13. В рабочем проекте (проекте) осуществляется необходимая доработка и детализация технических решений, принятых в ТЭО, уточняются основные технико-экономические показатели, в том числе стоимость строительства ПХГ.

3.1.14. При появлении новых технических решений и высокоэффективного оборудования может быть разработан рабочий проект на реконструкцию ПХГ с частичной или полной заменой наземного и подземного оборудования, установкой дополнительных средств автоматического управления.

3.1.15. Ответственность за проведение ОВОС и представление его в государственные органы контроля несет Заказчик проекта.

## **3.2. Требования к технологическим решениям по созданию подземных резервуаров и технологической схеме эксплуатации ПХГ**

3.2.1. В разделе ТЭО "Технологические решения по созданию подземных резервуаров" рассматриваются вопросы, связанные с выбором оптимального способа создания подземных выработок, организации строительства, обеспечивающих максимальную вместимость, заданную форму, герметичность и длительную устойчивость подземных резервуаров. Приводятся конструкции скважин и обвязка их устьев на период

строительства, данные о механизации и автоматизации технологических процессов, состав и обоснование применяемого оборудования. Определяются способы удаления строительного рассола, рассматриваются вопросы безопасного ведения работ, мероприятия по охране недр и окружающей среды, табличные и графические данные результатов технологических расчетов. Приводятся регламент создания подземных выработок, технические решения по водорассольному комплексу, организация контроля и наблюдений за созданием подземных выработок и за закачкой строительного рассола в поглощающие горизонты.

В качестве графического материала приводятся: принципиальная технологическая схема водорассольного комплекса, схема размещения технологических, нагнетательных и контрольно-наблюдательных скважин, схемы компоновки технологического оборудования.

На основе полученных данных определяют очередность строительства технологических, нагнетательных и наблюдательных скважин, создания и ввода в эксплуатацию подземных резервуаров.

3.2.2. В разделе ТЭО "Технологическая схема эксплуатации ПХГ" приводятся данные, обосновывающие объемы активного и буферного газа в хранилище, определенные на основе реально существующих режимов и структуры газопотребления; определяются максимальное и минимальное буферное значение давления газа в подземном резервуаре, технология эксплуатации ПХГ, максимально допустимый дебит единичной технологической скважины; выбирается конструкция технологической скважины на период эксплуатации и необходимое скважинное оборудование; определяется мощность компрессорной станции и тип ГПА, соответствие принятых решений новейшим достижениям науки и техники; разрабатывается организация контроля за герметичностью скважин и подземных выработок, мероприятия по противопожарной безопасности, охране окружающей среды, безопасному ведению работ и проведению профилактических и ремонтных работ.

В качестве графических материалов приводятся схемы подводщего газопровода к промплощадке ПХГ, компоновки технологического оборудования компрессорной станции, сбора газа от скважин, компоновки наземного оборудования при отборе газа и подготовки его к транспорту.

3.2.5. Технология эксплуатации ПХГ включает в себя технические решения: по подаче газа к промплощадке ПХГ, по подготовке газа к компримированию и его компримирование, по закачке газа в подземные резервуары и отбору газа из них, по сбору и подготовке газа к транспорту и подаче его потребителю. Приводятся результаты газодинамических

расчетов материального и энергетического балансов процессов закачки, хранения и отбора газа.

3.2.4. При совмещении нескольких технологических процессов, например, одновременное хранение газа и создание подземных выработок, в технологической схеме должны быть учтены вопросы, связанные с эффективным функционированием основного оборудования и сооружений ПХГ.

### 3.3. Подземные резервуары

3.3.1. Подземный резервуар, сооружаемый через скважины геотехнологическим методом в формациях каменной соли, состоит из подземной выработки, соединенной с земной поверхностью одной или несколькими технологическими скважинами.

3.3.2. В качестве подземных резервуаров могут быть использованы искусственные выработки, сооружаемые специально в отложениях каменной соли, или выработки, образующиеся при гидродобыче полезных ископаемых после проведения их специального обследования и обустройства.

3.3.3. Интервал заложения подземного резервуара определяется на основании горно-геологических данных, требуемого геометрического объема выработки, технологических параметров режимов эксплуатации и других факторов.

3.3.6. Устойчивость подземной выработки, размеры защитных целиков в ее кровле и подошве, расстояния между устьями соседних технологических скважин подземных резервуаров следует определять согласно СНиП 2.11.04-85.

3.3.19. Конструкция технологической скважины должна обеспечивать:

- герметичность скважины;
- надежное разобщение и изоляцию подземных водоносных горизонтов;
- защиту от коррозии основной обсадной колонны;
- смену подвесных рабочих колонн, установку скважинного оборудования (клапан-отсекатель, циркуляционный клапан, пакер и др.);
- проведение необходимого комплекса геофизических и исследовательских работ в скважине и в подземной выработке в процессе эксплуатации;
- проведение периодических профилактических и ремонтных работ.

3.3.23. Наземное оборудование (обвязка) устья скважины в процессе строительства должно обеспечивать: ввод воды и нерастворителя в создаваемую выработку в интервале ее заложения, отбор образующегося

рассола на поверхность; возможность изменения направления подачи воды и отбора рассола.

3.3.24. При обустройстве технологической скважины необходимо предусматривать установку комплекса предохранительного оборудования, позволяющего обеспечивать:

защиту от открытого фонтанирования при аварийной ситуации на устье скважины;

герметичное разобщение межтрубного пространства между основной обсадной и подвесной рабочей колоннами;

извлечение оборудования при проведении ремонта скважины;

ввод в скважину ингибиторов гидратообразования и коррозии.

3.3.26. В качестве растворителя используется пресная вода или слабоминерализованный рассол, а в качестве нерастворителя химически инертный по отношению к каменной соли жидкий или газообразный рабочий агент с плотностью, меньшей чем у растворителя (нефтепродукты, воздух, природный газ, инертные газы).

### **3.5. Подготовка подземных резервуаров к эксплуатации**

3.5.1 В рабочем проекте должны быть определены мероприятия по подготовке подземных резервуаров к эксплуатации после окончания строительства, включающие следующие работы:

демонтаж обвязки устья скважины, использовавшегося при строительстве подземной выработки;

извлечение из резервуара подвесных рабочих колонн, использовавшихся при строительстве подземной выработки;

спуск в скважину подвесных рабочих колонн с соответствующим подземным оборудованием;

переоборудование устья скважины для осуществления эксплуатации подземного резервуара.

3.5.2. Конструкция технологической скважины должна обеспечивать закачку газа в подземную выработку с одновременным вытеснением рассола, возможность проведения геофизических исследований в процессе эксплуатации подземного резервуара.

### **3.6. Здания, сооружения и технологическое оборудование наземного комплекса ПХГ**

3.6.1. В состав наземного комплекса ПХГ входят здания, сооружения и оборудование основного производственного и вспомогательного назначения, внутриплощадочные инженерные сети, которые объединя-

ются по группам:

основного производственного назначения (компрессорная станция; пылеуловители, сепараторы, холодильники; узел редуцирования, узел замера расхода газа; градирня; технологические трубопроводы; подводящие и отводящие газовые шлейфы и др.);

временного производственного назначения (артезианские скважины, насосные станции для подачи воды и удаления рассола, закачки жидкого нерастворителя, отстойники для рассола и др.);

вспомогательные здания и сооружения (операторская, электроподстанция, котельная, лаборатория, мехмастерские, гараж, пожарное депо, проходные, склады, административно-хозяйственные здания);

внутриплощадочные инженерные сети (сети хозяйственно-питьевого водоснабжения, канализации, теплосети, электроснабжение, связь, сигнализация).

3.6.2. Монтаж насосного, компрессорного оборудования и трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и ведомственных или заводских инструкций на выполнение указанных монтажных работ.

3.6.3. Строительство очистных сооружений следует производить в соответствии с требованиями СНиП III-15-76 и СНиП III-16-80.

3.6.4. Здания, сооружения и технологическое оборудование наземного комплекса ПХГ следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01-89, СНиП 2.04.08-87, СНиП 2.09.02-85, СНиП 2.09.03-85, СНиП 2.09.04-87, СНиП 2.01.02-85, СНиП II-106-79, СНиП 2.03.11-85, СНиП 2.01.09-91 и других нормативных документов на проектирование соответствующих зданий и сооружений, утвержденных в установленном порядке, а также требованиями настоящих Правил.

3.6.5. Проектирование фундаментов зданий и сооружений наземного комплекса подземных хранилищ, размещаемых на территории распространения вечномерзлых грунтов, следует осуществлять согласно требованиям СНиП 2.02.04-88. При этом грунты оснований следует использовать в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации хранилища.

3.6.6. Проектирование фундаментов зданий и сооружений наземного комплекса ПХГ в районах с повышенной сейсмической активностью следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.09.03-85.

3.6.7. Трубопроводы ПХГ следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП II-106-79, СНиП 2.04.08-87, СН 527-80 и других нормативных документов на трубопроводы, утвержденных в установленном порядке, а также указаний настоящих Правил.

3.6.11. Запорная и регулирующая арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна быть стальной и соответствовать первому классу герметичности затвора по ГОСТ 9544-75.

Запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах для приема и отбора газа, должна предусматриваться с автоматикой, обеспечивающей отключение отдельных звеньев технологического комплекса в случаях утечки газа или аварийного понижения давления в газопроводе.

3.6.12. В комплексе технологического оборудования по приему и отбору газа должна предусматриваться автоматическая система учета получаемого и отпускаемого газа.

3.6.13. Монтаж измерительных приборов и средств автоматизации следует производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.07-85.

3.6.14. Работы по защите трубопроводов и других металлических сооружений от коррозии должны выполняться в соответствии с требованиями СНиП 3.04.03-85 и ГОСТ 9.015-74.

Ввод устройств по электрохимической защите от коррозии в эксплуатацию должен осуществляться после наладки режимов их работы и измерений электрических параметров защиты металлических сооружений от коррозии.

3.6.15. Проектирование водопровода для хозяйственно-питьевого водоснабжения, системы отопления, вентиляции, канализации, электро-снабжения и других коммуникаций наземного комплекса ПХГ следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01-85, СНиП 2.04.03-85, СНиП 2.04.02-84, СНиП 2.04.05-91, СНиП 2.04.07-86 и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, а также настоящих Правил.

Системы отопления и вентиляции в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 следует относить к параметру "Б".

3.6.16. Во всех взрыво- и пожароопасных помещениях и сооружениях ПХГ следует предусматривать рабочее и аварийное освещение, а на приустьевых площадках технологических скважин — рабочее освещение светильниками во взрывобезопасном исполнении.

3.6.17. В проекте ПХГ следует предусматривать следующие виды связи и сигнализации:

административно-хозяйственную телефонную связь, осуществляемую через автоматическую телефонную станцию предприятия;

громкоговорящую производственную связь из операторской хранилища;

пожарную и охранную сигнализацию;

радиофикацию.

3.6.18. Молниезащиту наземных зданий и сооружений следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.02-85, СНиП 2.04.08-87, СНиП II-106-79, СНиП 2.04.09-84, СНиП 2.04.01-85, СНиП II-89-80 и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

3.6.19. Сеть противопожарного водопровода подземных хранилищ следует проектировать закольцованной, рядом с устьем строительно-технологических скважин предусмотреть установку порошковых огнетушителей.

## 3.7. Генеральный план и транспорт

3.7.1. Генеральный план должен включать: краткую характеристику района и площадки размещения объекта строительства; решения по внутриаплощадочному и внешнему транспорту; выбор вида транспорта; основные планировочные решения; мероприятия по благоустройству и обслуживанию территории; решения по расположению инженерных сетей и коммуникаций; организацию охраны предприятия; ситуационный план размещения зданий и сооружений с указанием на нем существующих и проектируемых внешних коммуникаций, инженерных сетей; ситуационный план, на котором наносятся существующие, проектируемые, реконструируемые и подлежащие сносу здания и сооружения; объекты охраны окружающей среды, благоустройства и озеленения; принципиальные решения по расположению внутриаплощадочных инженерных сетей; отметки территории.

3.7.2. ПХГ следует размещать в соответствии с требованиями СНиП II-106-79, СНиП 2.04.08-87, СНиП 2.11.04-85.

3.7.4. При размещении производственных и хозяйственно-административных зданий, инженерных сооружений и коммуникаций на промплощадке необходимо предусматривать разделение территории на производственную и вспомогательную зоны.

3.7.5. При планировке наиболее целесообразно производить объединение и блокировку зданий, если это не противоречит условиям технологического процесса, санитарно-гигиеническим и противопожарным требованиям.

3.7.6. Благоустройство территории и вертикальную планировку промплощадки следует производить в соответствии с нормами проектирования на генеральные планы промышленных предприятий — СНиП II-89-80.

3.7.7. Минимальные расстояния от устьев технологических скважин до зданий и сооружений наземного комплекса хранилища, а также до зданий

и сооружений, не относящихся к ПХГ, следует принимать в соответствии с требованиями СНиП П-106-79 и СНиП 2.11.04-85 (прил. 1).

3.7.8. По границе промплощадки ПХГ следует предусматривать ограждение из железобетонных плит или из стальной сетки. Устье скважины подземного резервуара по границе землеотвода должно иметь ограждение высотой не менее 1,6 м.

3.7.9. Для подземных газохранилищ независимо от их вместимости следует предусматривать два выезда на автомобильные дороги общего назначения или на подъездные пути к хранилищу.

3.7.10. При размещении подземных резервуаров следует предусматривать возможность подъезда техники для проведения на скважине ремонтных работ (монтаж и демонтаж фонтанной арматуры, спуск и подъем рабочих колонн труб и т.д.) и пожарных машин.

3.7.11. Необходимость размещения на промплощадке пожарного депо и количество пожарных автомобилей в нем, а также порядок санитарного обслуживания предприятия устанавливается в рабочем проекте, согласовывается с местными органами пожарного и санитарного надзора в соответствии с СНиП 2.01.02-85, ГОСТ 12.1.004-91.

## **4. Строительство подземных резервуаров**

### **4.1. Строительство и испытание технологических скважин**

4.1.1. Строительство скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Госгортехнадзор России, М., 1993), по "Инструкции о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86, Миннефтепром СССР, 1986) в унифицированной форме (макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ, РД 39-0148052-537-87, М., 1987, текущие версии для ПК), в соответствии с требованиями СНиП 2.11.04-85 (Подземные хранилища нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов, М., 1986), РД 51-98-85 (Строительство скважин на подземных хранилищах газа, М., 1985).

### **4.4. Геофизический контроль технического состояния скважины и формы подземной выработки**

4.4.2. Контроль за техническим состоянием скважины должен обеспечивать:

получение информации об изменении характеристик составляющих элементов конструкции скважины;  
предотвращение возможных аварийных ситуаций.

## **4.5. Испытание подземных резервуаров на герметичность**

4.5.1. По окончании создания подземного резервуара необходимо проверить качество сцепления цементного камня с основной обсадной колонной и стенками скважины методом акустической цементометрии и подвергнуть испытанию на герметичность закрепленную и незакрепленную части ствола скважины и подземную выработку в соответствии с ВСН 51-5-85.

4.5.2. Испытания на герметичность закрепленной и незакрепленной частей ствола технологической скважины производятся с использованием в качестве испытательной среды сжатого воздуха или природного газа, а испытание на герметичность подземной выработки осуществляется рассолом, находящимся в ней.

С целью исключения недонасыщения рассола в подземном резервуаре испытание резервуара следует начинать не ранее, чем через 1,5 месяца после окончания работ по его сооружению.

Межтрубное пространство основной обсадной и внешней подвесной колонн при испытании заполняется сжатым газом с одновременным вытеснением рассола из скважины по межтрубному пространству подвесных колонн или по центральной колонне в приемную (мерную) емкость на поверхности.

Путем закачки газа в межтрубное пространство обсадной и внешней подвесной колонн труб уровень рассола доводится до отметки ниже башмака основной обсадной колонны.

Момент достижения контактом "газ-рассол" заданной отметки устанавливается технологическими или геофизическими методами контроля уровня контакта сред разной плотности.

После доведения границы раздела до заданной отметки осуществляется подкачка природного газа в межтрубное пространство основной обсадной и внешней подвесной колонн до достижения на устье скважины давления, равного испытательному.

Затем подземный резервуар выдерживают под испытательным давлением в течение 48 ч с регистрацией падения давления в межтрубном пространстве основной обсадной и внешней колонн на устье скважины через каждый час.

4.5.3. Результаты испытания закрепленной и незакрепленной частей скважины и подземной выработки следует считать положительными,

если темп падения испытательного давления в течение двухсуточной выдержки снижается, стремясь к постоянной величине, а среднее падение давления за час в течение последних 12 ч выдержки не превышает 0,1% испытательного давления.

4.5.4. По результатам испытания составляется акт согласно приложению 2.

#### 4.6. Контроль качества и приемка выполненных работ

4.6.1. Контроль качества и приемка выполненных буровых и строительно-монтажных работ должны осуществляться в соответствии с требованиями проекта, СНиП 3.01.01-85, СНиП 3.01.04-87, а также в соответствии с требованиями других нормативно-строительных документов и настоящих Правил.

4.6.2. Испытание и приемка технологического оборудования и трубопроводов должны производиться в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84.

4.6.3. В составе исполнительной технической документации на выполненные работы по сооружению объектов наземного и подземного комплексов ПХГ должны представляться следующие материалы:

журналы на производство работ и авторского надзора;

чертежи с подписями о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам и внесенным в них изменениям или исполнительные чертежи;

документы, удостоверяющие качество примененных материалов, конструкций и деталей;

акты о приемке технологических установок, оборудования, трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры;

акты на скрытые работы;

ведомости и акты испытаний контрольных образцов;

результаты лабораторных анализов пород, подземных вод и материалов;

акты на проведение геофизических исследований;

акты о приемке законченных строительством зданий, сооружений и подземного хранилища в целом.

4.6.4. Исходными материалами для составления исполнительных графических документов являются рабочие чертежи и данные контрольных геофизическо-маркшейдерских, геофизических и других измерений, которые должны систематизироваться в течение всего периода строительства объектов подземных хранилищ.

4.6.5. В составе исполнительной технической документации на

выполненные работы по сооружению подземных резервуаров должны представляться следующие материалы:

журнал авторского надзора за строительством резервуара;

проектные данные о максимальных расчетных избыточных наружных и внутренних давлениях в технологической скважине;

акты по результатам гидравлических испытаний труб для комплектования обсадных и подвесных колонн, спуска указанных колонн в скважину, цементированию обсадных колонн и испытанию обсаженной и необсаженной частей скважины на герметичность;

справки о результатах лабораторных анализов тампонажных материалов;

журнал роста объема подземной выработки;

пояснительные записки по проведенным звуколокационным измерениям;

проектная и фактическая конфигурации выработки подземного резервуара по данным локационных измерений;

акты об испытании подземных резервуаров на герметичность;

паспорт на подземные резервуары.

4.6.6. Паспорт подземного резервуара должен содержать следующие сведения:

номер, принадлежность и назначение резервуара;

даты начала и окончания строительства резервуара;

наименование проектных, научно-исследовательских и строительных организаций, выполнявших работы по сооружению резервуара;

конструкцию технологической скважины;

интервалы глубин заложения подземной выработки;

первоначальное расстояние от верхней кромки фланца основной обсадной колонны технологической скважины до дна подземной выработки;

данные о виде применявшегося нерастворителя;

поперечные сечения и конфигурация подземной выработки после окончания строительства по результатам локационной съемки;

полный и полезный объемы подземного резервуара;

перечень подземного скважинного оборудования, установленного в резервуаре, и контрольно-измерительных приборов на его обвязке устья скважины;

даты начала и окончания испытания, исходные данные и результаты испытания резервуара на герметичность;

отклонения от проекта, допущенные при строительстве резервуара;

дата ввода резервуара в эксплуатацию;  
состав приемочной комиссии;  
дата составления паспорта.

## **5. Эксплуатация подземных хранилищ газа**

### **5.1. Общие требования по организации производства на ПХГ**

5.1.1. Строительство наземного технологического комплекса, обеспечивающего эксплуатацию ПХГ, должно быть закончено к моменту окончания создания подземных резервуаров.

5.1.2. Структура и штатное расписание ПХГ определяется проектом и утверждается в установленном порядке руководителем предприятия.

5.1.3. Руководители предприятия несут полную ответственность за хозяйственную деятельность, охрану недр и окружающей среды.

5.1.4. На должностное лицо составляется должностная инструкция, содержащая в развернутом виде его обязанности и права. Должностные инструкции утверждаются руководителем предприятия и вводятся в действие приказом с ознакомлением под роспись должностного лица.

5.1.5. В пределах должностных функций должностное лицо обязано знать и выполнять соответствующие законы РФ, СНиПы и ГОСТы, правила и инструкции по технике безопасности и охране труда.

### **5.2. Порядок приемки и эксплуатация ПХГ**

5.2.1. Порядок приемки в эксплуатацию хранилища, технологических узлов, оборудования, подземных резервуаров и вспомогательных сооружений регламентируется настоящими Правилами и соответствующими инструкциями, утвержденными руководством ПХГ.

5.2.2. Персонал ПХГ должен быть обучен, проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и пожаротушения, спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

5.2.3. В период проведения пусконаладочных работ на ПХГ во время комплексного опробования должно быть организовано круглосуточное дежурство обслуживающего персонала для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер по своевременному устранению выявленных неисправностей и утечек газа, задействованы автоматические средства противоаварийной и противопожарной

защиты.

5.2.4. Для приемки ПХГ в эксплуатацию назначается приемная комиссия. Факт приемки хранилища оформляется соответствующим актом.

5.2.5. Параметры технологических режимов в процессе закачки, хранения и отбора газа рассчитываются на стадии проектирования. Проектом определяются объемы активного и буферного газа, продолжительность режимов закачки, хранения и отбора газа, периодичность циклов, производительность закачки и отбора газа и другие показатели, необходимые для эффективной эксплуатации хранилища.

5.2.6. В процессе эксплуатации хранилища должны строго соблюдаться проектные технологические показатели и требования, предъявляемые к охране окружающей среды, своевременно выполняться работы по ремонту скважин подземных резервуаров, скважинного и устьевого оборудования, компрессорных агрегатов, установок по очистке газа.

5.2.7. Допускается совмещать эксплуатацию хранилища со строительством подземных резервуаров.

5.2.8. Запорная и регулирующая арматура на коммуникациях компрессорной станции должна быть пронумерована согласно присвоенным им номерам в соответствующих принципиальных технологических схемах. Запорные краны должны иметь различные указатели закрытия-открытия.

5.2.9. КС должна отключаться от газопровода на входе и выходе газа стальной запорной арматурой с дистанционным и местным управлением.

5.2.10. В компрессорной станции, а также вне ее, в пределах обслуживания, выхлопные трубопроводы и горячие воздухопроводы, имеющие температуру выше 320 К, должны быть теплоизолированы.

5.2.11. Газоперекачивающие агрегаты (ГПА), компрессорные и силовые цилиндры должны иметь нумерацию. Номер агрегата должен быть на силовой и приводной частях, а также на стене здания со стороны технологической обвязки.

5.2.12. Пусконаладочные работы и вывод КС на технологический режим после строительно-монтажных работ, ремонта или реконструкции оборудования следует осуществлять по инструкции, утвержденной руководством предприятия.

5.2.13. Агрегат разрешается пускать в работу, если оборудование полностью исправно, соблюдены требования безопасности производственных инструкций.

5.2.14. Запрещается оставлять работающие ГПА, кроме полностью

автоматизированных, без надзора обслуживающего персонала.

5.2.15. При обнаружении утечки газа в КС необходимо немедленно предупредить находящихся в помещении людей и принять срочные меры по устранению утечки. Если утечку газа быстро ликвидировать невозможно, из цеха следует удалить людей, открыть окна и двери, не включать рубильники или электродвигатели и принять меры в соответствии с производственными инструкциями по аварийному прекращению работ.

5.2.16. Запрещается устранять обнаруженную неисправность на работающем ГПА, останавливать ГПА в этом случае следует с разрешения начальника КС или лица, его замещающего. Эксплуатацию ГПА должны прекратить в случаях, оговоренных инструкциями по эксплуатации отдельных видов ГПА.

5.2.17. Аварийную остановку ГПА должен осуществлять дежурный персонал при поломках агрегата или в других случаях, когда создается опасность для обслуживающего персонала или сохранности ГПА, появлении металлического звука или шума внутри агрегата, значительной утечке газа или масла, начавшемся пожаре в помещениях, неработающих КИПиА, средств блокировки и других подобных случаях.

5.2.18. Персонал, участвующий в ремонте, необходимо проинструктировать о порядке и правилах безопасного ведения работ.

### **5.3. Эксплуатация подземных резервуаров в каменной соли**

5.3.1. Отбор и закачка газа в подземные резервуары осуществляется только по подвесным рабочим колоннам труб.

5.3.2. Подвесные рабочие колонны, спускаемые в скважину подземного резервуара, должны обеспечивать:

предохранение основной обсадной колонны от коррозии и термобарического воздействия природного газа в процессе циклической эксплуатации хранилища;

спуск подземного скважинного и геофизического оборудования.

5.3.3. На всех действующих скважинах должен быть установлен оптимальный режим закачки и отбора газа, обеспечивающий требуемую производительность с учетом следующих основных факторов:

недопустимость гидратообразования в эксплуатационных колоннах;

обеспечение работоспособности скважинного оборудования;

обеспечение минимальных гидравлических потерь на трение по скважине;

обеспечение оптимального темпа снижения давления в подземном резервуаре.

5.3.4. Для уменьшения износа внутренних поверхностей подвесных эксплуатационных колонн и скважинного оборудования (клапан-отсекатель и др.) принимается, что скорость течения газа не должна превышать 30-35 м/с.

5.3.5. Для обеспечения длительной устойчивости подземной выработки темп снижения давления при отборе газа из резервуара не должен превышать величины 0,3-0,5 МПа/ч.

5.3.6. Для обеспечения требуемого объема выдачи природного газа из хранилища отбор газа осуществляется, как правило, одновременно из нескольких резервуаров. Оптимальное количество скважин, из которых осуществляется одновременный отбор газа, определяется расчетным путем, исходя из максимально допустимого дебита единичной скважины.

5.3.7. Расчетный технологический режим закачки газа из ПХГ составляется с учетом неравномерности подачи газа по магистральному газопроводу и должен включать в себя плановые средние показатели часовой и суточной производительности закачки газа в хранилище с разбивкой по месяцам на весь период закачки.

План-график закачки утверждается руководителем предприятия.

5.3.8. Для снижения энергозатрат закачку газа осуществляют, как правило, одновременно в несколько подземных резервуаров. Оптимальное число подключаемых скважин при заданной производительности закачки, количество работающих компрессорных агрегатов определяется специальными расчетами.

5.3.9. Технологический график работы скважин составляется эксплуатационной службой ПХГ, согласовывается с организацией, осуществляющей авторский надзор, и утверждается руководством предприятия.

5.3.10. При возникновении открытого газового фонтана на скважине подземного резервуара персоналом ПХГ должны быть приняты незамедлительные меры по его ликвидации в соответствии с требованиями Плана ликвидации аварий, Правил безопасности нефтедобывающей промышленности и местных инструкций.

### **5.4. Система контроля и наблюдений при эксплуатации ПХГ**

5.4.1. Порядок контроля за эксплуатацией подземного хранилища газа определяется регламентом эксплуатации, утверждаемым руководителем ПХГ.

5.4.2. В период опытно-промышленной эксплуатации контроль осуществляет эксплуатационная служба ПХГ совместно с организацией — разработчиком проекта.

При этом контролируется состояние технологического оборудования, уточняются режимы закачки и отбора газа, темп изменения давления на устье скважины при эксплуатации.

5.4.3. В период промышленной эксплуатации хранилищ эксплуатационной службой ПХГ продолжают наблюдения за герметичностью скважин, техническим состоянием оборудования, периодически определяется вместимость резервуаров.

5.4.4. При эксплуатации ПХГ вместимость подземных резервуаров определяется термодинамическим методом, заключающимся в закачке или отборе определенной порции газа с замером начальных и конечных значений давления и температуры. Расчет вместимости подземного резервуара проводится в соответствии с Методикой определения вместимости подземного резервуара сжатого газа в каменной соли, утв. зам. министра газовой промышленности С.С. Кашировым 11.09.89.

5.4.5. В процессе эксплуатации необходимо периодически, не реже одного раза в пять лет, уточнять форму и вместимость каждого подземного резервуара, входящего в состав ПХГ.

5.4.6. Для определения формы и вместимости подземных резервуаров должен быть составлен план-график очередности проведения измерений, который утверждается руководителем предприятия.

5.4.7. Наземное оборудование скважин в процессе эксплуатации должно находиться под постоянным контролем операторов эксплуатационной службы. Во время профилактических осмотров особое внимание следует уделять утечкам газа через фланцевые, резьбовые и сварные соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры, межколонным давлениям. При обнаружении неисправностей и пропусков газа скважины должны быть немедленно перекрыты и приняты меры по замене неисправных узлов и деталей или передаче скважины в ремонт.

Периодичность обхода должна устанавливаться руководством предприятия.

5.4.8. Результаты обхода должны отражаться в специальном журнале. В случае выявления неисправностей руководителю предприятия должен вручаться рапорт.

5.4.9. С момента пуска ПХГ в промышленную эксплуатацию должен быть организован замер и учет количества закачиваемого и отбираемого газа, периодический отбор проб закачиваемого отбираемого газа, расход газа на технологические операции, а также определение и учет всех безвозвратных потерь газа.

5.4.10. Замеры суточных расходов газа отдельно по каждой скважине и суммарного количества закачиваемого и отбираемого газа, веде-

ние документации по учету газа производит служба контрольно-измерительных приборов и автоматики. Баланс газа составляет эксплуатационная служба ПХГ.

5.4.11. Учет количества газа, затрачиваемого на собственные нужды, проведение запланированных технологических операций, геофизические и научно-исследовательские работы, величины потерь, вызванных аварийными ситуациями, производят соответствующие службы ПХГ. Сведения по указанным затратам и авариям должны поступать не реже одного раза в месяц в эксплуатационную службу и регистрироваться в журнале баланса газа.

5.4.12. Здание пункта замера газа должно иметь систему отопления, обеспечивающую температуру воздуха в помещении первичных датчиков и вторичных приборов 293 К с отклонением +5°C.

5.4.13. Для помещения расходомерного пункта должна быть предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция, а при необходимости и кондиционирование.

5.4.14. Распределительная сеть системы электроснабжения пункта должна быть выполнена во взрывозащищенном исполнении.

5.4.15. Обслуживающий персонал должен осуществлять контроль за безопасностью и режимом работы оборудования, устройств и систем измерения, обеспечивать своевременное и правильное оформление документации по охране труда.

5.4.16. Техническое обследование подземных стальных газопроводов должно производиться: при продолжительности эксплуатации их до 25 лет — не реже 1 раза в 5 лет, при продолжительности эксплуатации более 25 лет — не реже 1 раза в 3 года. Газопроводы, включенные в план капремонта или замены, должны обследоваться не реже 1 раза в год.

5.4.17. При техническом обследовании подземных стальных трубопроводов должны проверяться герметичность, качество сварных стыков, подверженность коррозионной опасности, состояние защитного покрытия и металла труб.

5.4.18. Внеочередные целевые обследования стальных газопроводов должны проводиться при обнаружении неплотностей или разрыва сварных стыков, сквозного коррозионного повреждения и др.

5.4.19. Допускается проверять герметичность газопроводов воздухом по нормам испытаний, указанным в СНиП 3.05.02-88.

5.4.20. По результатам технического обследования составляется акт, в котором с учетом выявленных дефектов оценки технического состояния следует дать заключение о возможности дальнейшей эксплуатации газопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта или

замены. Акт технического обследования должен утверждаться руководителями предприятия, выполнявшего эти работы.

5.4.21. При эксплуатации КС при достижении содержания горючих газов в воздухе 15% от нижней концентрации предела воспламенения (0,75% объемных по метану) в помещении должна автоматически включаться аварийная вытяжная вентиляция. При содержании горючих газов в воздухе выше 20% (1% объемных по метану) эксплуатация компрессорного цеха должна быть прекращена.

5.4.23. Оборудование и системы компрессорной станции должны подвергаться периодическому освидетельствованию, осмотрам, проверкам, необходимым испытаниям в порядке, установленном соответствующими правилами и инструкциями, акты о проведении которых должны прилагаться к эксплуатационному формуляру.

5.4.24. После отработки каждой единицей технологического оборудования заданного количества часов независимо от ее технического состояния необходимо проводить планово-предупредительный ремонт — текущий или капитальный.

5.4.25. Текущий ремонт включает следующий комплекс работ по контролю состояния подземного резервуара: звуколокацию замера вместимости подземной выработки; геофизическое обследование технического состояния скважины; выявление и устранение дефектов в фонтанной арматуре и скважинном оборудовании; переоборудование скважины при изменении способа эксплуатации.

5.4.26. В капитальный ремонт входят работы, проведение которых связано с достижением предельного износа основных деталей и узлов оборудования и восстановлением их до первоначальных параметров. При капитальном ремонте отдельные узлы технологического оборудования могут быть заменены новыми, более экономичными, повышающими эксплуатационные возможности ремонтируемого объекта.

5.4.27. Территория, на поверхности которой обнаружены газопроявления, должна быть немедленно ограждена от доступа людей, животных и техники. По периметру ограждения, вблизи дорог, должны быть установлены знаки безопасности и плакаты: "Газ, взрывоопасно".

## **ПБ 09-170-97. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ ХИМИЧЕСКИХ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ**

Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России  
от 22.12.97 г. № 52  
Извлечения

### ***Общие положения***

0.1. Настоящие правила распространяются на вновь проектируемые, строящиеся, реконструируемые и действующие предприятия, организации и объекты (независимо от их организационно-правового статуса и форм собственности) химической, нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей промышленности, а также другие объекты (в соответствии с разделом V действующего Перечня организаций, производств, объектов и работ, надзор за которыми осуществляют органы Федерального горного и промышленного надзора России), в которых обращаются вещества, образующие паро-, газо- и пылевоздушные взрывопожароопасные смеси.

0.2. Настоящие Правила имеют статус Технического регламента<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Технический регламент — Соглашением по техническим барьерам в торговле Генерального соглашения по тарифам и торговле Всемирной торговой организации (ВТО) Технический регламент определен как документ, соблюдение требований которого обязательно в международной практике\* (\* — ред. авт.).

0.3. Все предприятия, организации, функционирующие в области эксплуатации, проектирования, разработки нормативно-технической и технологической документации, разработки процессов, монтажа и ремонта оборудования объектов, указанных в п. 0.1, а также участвующие в разработке проектно-конструкторской документации для изготовления оборудования, трубопроводной арматуры и приборной техники, других устройств и изделий, а также в их производстве (изготовлении), для указанных объектов обязаны соблюдать требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", настоящих Правил и других нормативов в области обеспечения промышленной безопасности.

0.6. Все виды деятельности, связанные с проектированием, монтажом, пуско-наладкой, эксплуатацией, разработкой (пересмотром) технологических регламентов, нормативно-технической и технологической документации, разработкой процессов, ремонтом объектов, указанных в п. 0.1, подготовкой кадров, экспертизой безопасности, осуществляемой на территории России, включая иностранные фирмы, а также разработкой проектно-конструкторской документации для изготовления оборудования, трубопроводной арматуры и приборной техники других устройств и изделий, а также их производством (изготовлением) для указанных объектов, могут осуществляться только при наличии лицензии Госгортехнадзора России, оформленной в установленном порядке и в строгом соответствии с предписанными условиями действия лицензии.

0.7. На выпуск и применение оборудования, трубопроводной арматуры, средств защиты, других изделий, а также средств измерения, контроля, управления, связи и автоматизации, изготавливаемых на территории России для объектов, указанных в п. 0.1, требуется разрешение Госгортехнадзора России или его территориальных органов, а для ввозимых из-за рубежа — разрешение Госгортехнадзора России на их применение.

Разрешение на выпуск и применение средств защиты оборудования (предохранительные клапаны, мембранные предохранительные устройства), а также всех элементов, задействованных в системах противоаварийной автоматической защиты, выдается Госгортехнадзором России.

0.9. Объекты, отнесенные в соответствии с Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" к опасным производственным объектам, подлежат регистрации в государственном реестре в установленном порядке. На указанные объекты разрабатывается в установленном порядке декларация безопасности.

0.10. Требования настоящих Правил, иных нормативов, действующих

в их развитии, касающиеся оборудования, трубопроводной арматуры, средств защиты, других изделий, а также средств измерения, контроля, управления, связи и автоматизации, обязательны при разработке, изготовлении, а также при сертификации этого оборудования и изделий.

0.11. В целях организации работы по предупреждению аварий и производственного травматизма предприятия и организации, имеющие в своем составе взрывопожароопасные объекты, разрабатывают систему стандартов предприятия по управлению промышленной безопасностью и обеспечивают их эффективное функционирование и актуализацию.

0.12. Предприятия и организации, осуществляющие проектную деятельность, а также деятельность по монтажу, ремонту оборудования и сооружений, обучению персонала, разрабатывают, обеспечивают эффективное функционирование и актуализацию системы стандартов предприятия по обеспечению качества. Системы качества предприятий должны предусматривать наличие стандартов по обеспечению безопасного ведения работ.

0.13. Руководитель и инженерно-технический персонал подразделения и служб предприятий и организаций, уполномоченный в области промышленной безопасности, должен иметь специальную подготовку по специализации "промышленная безопасность", удостоверенную документом соответствующих высших учебных заведений.

## **1. Общие требования**

1.1. Разработка технологического процесса, разделение технологической схемы на отдельные технологические блоки, ее аппаратурное оформление, выбор типа отключающих устройств и мест их установки, средств контроля, управления и противоаварийной защиты при обоснованной технологической целесообразности должны обеспечивать минимальный уровень взрывоопасности технологических блоков, входящих в эту систему.

1.2. Проектной организацией для каждого технологического блока производится оценка энергетического уровня и определяется расчетом категория его взрывоопасности (приложение 1), дается обоснование эффективности и надежности мер и технических средств защиты, их способности обеспечивать взрывобезопасность данного блока и в целом всей технологической системы.

1.3. Категорию взрывоопасности блоков, определяемую расчетом, следует принимать на одну выше, если обращающиеся в технологическом блоке вещества (сырье, полупродукт, готовый продукт) относятся к I

или II классу опасности по ГОСТ 12.1.007-76 или обладают механизмом остронаправленного действия по ГОСТ 12.1.005-88.

1.4. При наличии в технологической аппаратуре вредных веществ или возможности их образования владельцем предприятия разрабатываются необходимые меры защиты персонала от воздействия этих веществ при взрывах, пожарах и других авариях.

1.5. Проектирование взрывопожароопасных производств, сооружаемых по проектам иностранных фирм, на базе комплектного импортного оборудования или оборудования, изготавливаемого по иностранным лицензиям, может осуществляться в соответствии с требованиями зарубежных норм, но не ниже требований норм, действующих на территории Российской Федерации.

1.6. Надзор за обеспечением промышленной безопасности опасных промышленных объектов, а также за изготовлением оборудования для них осуществляется органами Госгортехнадзора России в соответствии с Положением о Госгортехнадзоре России.

1.7. Ведение взрывопожароопасных технологических процессов осуществляется в соответствии с технологическими регламентами. Требования к разработке и утверждению технологических регламентов, а также внесению в них изменений и дополнений устанавливаются соответствующими нормативами, согласованными с Госгортехнадзором России в части обеспечения промышленной безопасности.

Внесение изменений в технологическую схему, аппаратурное оформление, системы управления, контроля, связи и оповещения и ПАЗ может производиться только при наличии нормативно-технической и проектной документации, согласованной с проектной организацией-разработчиком проекта или с проектной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проектирование аналогичных объектов. Внесенные изменения не должны отрицательно влиять на работоспособность и безопасность всей технологической системы в целом. Согласование не требуется, если изменения внесены проектной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проектирование данного объекта.

1.8. Для производств и отдельных технологических процессов, связанных с получением, переработкой и применением конденсированных взрывчатых веществ (ВВ) в жидкой или твердой фазах, меры взрывозащиты и взрывопредупреждения разрабатываются по соответствующим нормативным документам.

1.9. Предприятие обязано своевременно, до начала работ, извещать органы Госгортехнадзора России о намечаемом новом строитель-

стве, реконструкции или изменении технологической схемы.

Органы Госгортехнадзора России по получении извещения организуют предварительный надзор (преднадзор) и контроль за проведением этих работ.

1.10. В производствах, имеющих в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, проведение опытных работ по отработке новых технологических процессов или их отдельных стадий, испытанию головных образцов вновь разрабатываемого оборудования, опробованию опытных средств и систем автоматизации оформляется специальным решением Госгортехнадзора России.

1.11. Для каждого взрывопожароопасного объекта, с учетом технологических и других специфических особенностей, предприятием разрабатывается план ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС), в котором предусматриваются действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения — по локализации и максимальному снижению тяжести последствий, а также технические системы и средства, используемые при этом.

Планы ликвидации аварийных ситуаций составляются в соответствии с требованиями руководящих документов Госгортехнадзора России.

1.12. Расследование производственных неполадок во взрывопожароопасных производствах, анализ причин опасных отклонений от норм технологического режима и контроля за соблюдением этих норм осуществляются в соответствии с требованиями руководящих документов Госгортехнадзора России.

1.13. Случаи производственного травматизма, аварии, происшедшие на подконтрольных Госгортехнадзору России объектах, подлежат расследованию и учету в установленном порядке.

1.14. Персонал, связанный с эксплуатацией опасных производственных объектов, а также персонал газоспасательных и аварийных служб должен проходить профессиональный отбор с обязательным медицинским освидетельствованием и психологическим тестированием на профессиональную пригодность по методикам, утвержденным Госгортехнадзором России.

1.15. Требования действующего Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, организаций и объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России, обязательны для всех руководящих работников и специалистов, имеющих отношение к организации и эксплуатации производств.

Порядок проведения обучения, инструктажа и аттестации персонала на знание требований нормативно-технической документации по технической безопасности и допуска к самостоятельной работе определяется соответствующими нормативными документами, разрабатываемыми на основе требований государственного стандарта.

Программы обучения технической безопасности персонала, обслуживающего взрывопожароопасные производства (объекты), согласовываются с территориальными органами Госгортехнадзора России.

1.16. Для приобретения практических навыков безопасного выполнения работ, предупреждения аварий и ликвидации их последствий на технологических объектах с блоками I и II категории взрывоопасности все рабочие и инженерно-технические работники, занятые ведением технологического процесса и эксплуатацией оборудования на этих объектах, проходят курс подготовки с использованием современных технических средств обучения и отработки навыков (тренажеров, учебно-тренировочных полигонов и т.д.). С этой целью указанные предприятия должны иметь компьютерные тренажеры, включающие максимально приближенные к реальным динамические модели процессов и реальные средства управления (функциональные клавиатуры, графические экраны и т.д.). Обучение и отработка практических навыков на компьютерных тренажерах должны включать вопросы освоения технологического процесса и системы управления, пуска, планового и аварийного останова, типовых и специфических нештатных и аварийных ситуаций.

Допуск к самостоятельной работе персонала должен осуществляться на основании документально оформленных результатов проведенного обучения и тренинга.

Начальный тренинг должен содержать отработку знаний и навыков по пуску, нормальному функционированию, останову, действию в нештатных и аварийных ситуациях и аварийному останову обслуживаемой установки (объекта). Начальный тренинг должен проходить весь вновь принимаемый на работу на данную установку (объект) персонал перед допуском к работе и все работающие со стажем самостоятельной работы на данной установке менее двух лет.

Повторный тренинг должен содержать отработку навыков по той же программе, как и начальный тренинг, и его проходит весь персонал после перерыва в работе свыше одного месяца.

Периодический тренинг должен содержать отработку навыков по пуску и останову, а также действия в нештатных и аварийных ситуациях и по аварийному останову обслуживаемой установки (объекта). Периодический тренинг проходит весь персонал ежеквартально.

Программы для отработки навыков пуска, нормального функционирования, останова и аварийного останова производства (объекта) создаются на основании технологических регламентов и других технологических нормативов.

Программы для отработки навыков в нештатных и аварийных ситуациях создаются по сценариям. Для вновь создаваемых и реконструируемых объектов сценарии по поручению предприятия должны разрабатываться проектной организацией-разработчиком проекта, а для действующих производств могут быть разработаны самим предприятием по согласованию с проектной организацией-разработчиком проекта или с проектной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России на проектирование данных технологических процессов.

1.17. Организация работ по поддержанию надежного и безопасного уровня эксплуатации и ремонта технологического и вспомогательного оборудования, трубопроводов и арматуры, систем контроля, управления, противоаварийной защиты, средств связи и оповещения, энергообеспечения, а также зданий и сооружений, распределение обязанностей и границ ответственности между техническими службами (технологической, механической, энергетической, КИПиА и др.) по обеспечению требований технической безопасности, перечень и объем эксплуатационной, ремонтной и другой технической документации определяются приказом или иным распорядительным документом предприятия (независимо от организационно-правовых форм), устанавливающим требования безусловного обеспечения промышленной безопасности, основанной на законодательстве Российской Федерации, правилах, нормах и постановлениях и других руководящих документах Госгортехнадзора России, государственных стандартах и других нормативах.

1.18. В производствах, имеющих в своем составе технологические блоки I и II категорий взрывоопасности, должны быть разработаны меры по предотвращению постороннего несанкционированного вмешательства в ход технологических процессов и по противодействию террористическим проявлениям.

## **2. Требования к обеспечению взрывобезопасности технологических процессов**

2.1. Для каждой технологической системы должны предусматриваться меры по максимальному снижению взрывоопасности технологических блоков, входящих в нее:

предотвращение взрывов и пожаров внутри технологического

оборудования;

защита технологического оборудования от разрушения и максимальное ограничение выбросов из него горючих веществ в атмосферу при аварийной разгерметизации;

исключение возможности взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок;

снижение тяжести последствий взрывов и пожаров в объеме производственных зданий, сооружений и наружных установок.

2.2. Технологические процессы организуются так, чтобы исключить возможность взрыва в системе при регламентированных значениях параметров. Регламентированные значения параметров, определяющих взрывоопасность процесса, допустимый диапазон их изменений, организация проведения процесса (аппаратурное оформление и конструкция технологических аппаратов, фазовое состояние обращающихся веществ, гидродинамические режимы и т.п.) устанавливаются разработчиком процесса на основании данных о критических значениях параметров или их совокупности для участвующих в процессе веществ.

2.3. Для каждого технологического процесса определяется совокупность критических значений параметров. Допустимый диапазон изменения параметров устанавливается с учетом характеристик технологического процесса. Технические характеристики системы управления и противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) должны соответствовать скорости изменения значений параметров процесса в требуемом диапазоне (класс точности приборов, инерционность систем измерения, диапазон измерения и т.п.).

2.4. Способы и средства, исключающие выход параметров за установленные пределы, приводятся в исходных данных на проектирование, а также в проектной документации и технологическом регламенте.

2.4.1. Условия взрывопожаробезопасного проведения отдельного технологического процесса или его стадий обеспечиваются:

рациональным подбором взаимодействующих компонентов, исходя из условия максимального снижения или исключения образования взрывопожароопасных смесей или продуктов;

выбором рациональных режимов дозирования компонентов, предотвращением возможности отклонения их соотношений от регламентированных значений и образования взрывоопасных концентраций в системе;

введением в технологическую среду, при необходимости, устанавливаемую его разработчиком, исходя из физико-химических условий процесса, дополнительных веществ (инертных разбавителей-флегмати-

заторов, веществ, приводящих к образованию инертных разбавителей или препятствующих образованию взрывопожароопасных смесей);

рациональным выбором гидродинамических (способов и режима перемещения среды и смешения компонентов, напора и скорости потока) и теплообменных (теплого напора, коэффициента теплопередачи, поверхности теплообмена и т.п.) характеристик процесса, а также геометрических характеристик аппаратов и т.п.;

применением компонентов в фазовом состоянии, затрудняющем или исключающем образование взрывоопасной смеси;

выбором значений параметров состояния технологической среды (состава, давления, температуры), снижающих ее взрывопожароопасность; надежным энергообеспечением.

2.4.2. Оптимальные условия взрывопожаробезопасности технологической системы обеспечиваются;

рациональным выбором технологической системы с минимально возможными относительными энергетическими потенциалами ( $Q_v$ ) входящих в нее технологических блоков, которые определяются на стадии проектирования;

разделением отдельных технологических операций на ряд процессов или стадий (смешение компонентов в несколько стадий, разделение процессов на реакционные и массообменные и т.п.) или совмещением нескольких процессов в одну технологическую операцию (реакционный с реакционным, реакционный с массообменным и т.д.), позволяющим снизить уровень взрывоопасности;

введением в технологическую систему дополнительного процесса или стадии с целью предотвращения образования взрывопожароопасной среды на последующих операциях (очистка от примесей, способных образовывать взрывопожароопасные смеси или повышать степень опасности среды на последующих стадиях, и т.п.).

2.5. Для технологических систем непрерывного действия, в состав которых входят отдельные аппараты периодического действия, предусматриваются меры, обеспечивающие взрывобезопасное проведение регламентированных операций отключения (подключения) периодически действующих аппаратов от (к) непрерывной технологической линии, а также операций, проводимых в них после отключения.

2.6. Технологические установки (оборудование, трубопроводы, аппараты, технологические линии и т.п.), в которых при отклонениях от регламентированного режима проведения технологического процесса возможно образование взрывопожароопасных смесей, обеспечиваются системами подачи в них инертных газов, флегматизирующих добавок

или другими техническими средствами, предотвращающими образование взрывоопасных смесей или возможность их взрыва при наличии источника инициирования. Управление системами подачи инертных газов и флегматизирующих добавок осуществляется дистанционно, вручную или автоматически в зависимости от особенностей проведения технологического процесса. Для производств, имеющих в своем составе блоки I и II категорий взрывоопасности, предусматривается автоматическое управление подачей инертных сред, с блоками III категории — дистанционное, не автоматическое, а при  $Q_v < 10$  допускается ручное управление по месту.

2.7. Для обеспечения взрывобезопасности технологической системы при пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т.п.) предусматриваются специальные меры (в том числе продувка инертными газами), предотвращающие образование в системе взрывоопасных смесей.

В проектной документации разрабатываются с учетом особенностей технологического процесса и регламентируются режимы и порядок пуска и остановки оборудования, способы его продувки инертными газами, исключающие образование застойных зон.

Контроль за эффективностью продувки осуществляется по содержанию кислорода и (или) горючих веществ в отходящих газах с учетом конкретных условий проведения процесса продувки в автоматическом режиме или методом периодического отбора проб.

2.8. Количество инертных газов для каждого технологического объекта и система их транспортирования выбираются с учетом особенностей работы технологической системы, одновременности загрузки и определяются проектом. Параметры инертной среды определяются из условия обеспечения взрывобезопасности технологического процесса.

2.9. Технологические системы оснащаются средствами контроля за параметрами, значения которых определяют взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предаварийной (а при необходимости — предупредительной) сигнализацией их значений, а также средствами автоматического регулирования и противоаварийной защиты.

Требования к системам и средствам автоматизации определяются разделом 5 настоящих Правил.

Если автоматический контроль за тем или иным параметром и его регулирование в заданном диапазоне невозможны, методы и средства, обеспечивающие взрывобезопасность процесса, определяются для каждого конкретного случая с учетом условий проведения процесса.

2.10. Для взрывоопасных технологических процессов предусматриваются системы противоаварийной автоматической защиты, предупреждающие возникновение аварийной ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе.

2.11. Системы противоаварийной автоматической защиты, как правило, включаются в общую систему управления технологическим процессом. Формирование сигналов для ее срабатывания должно базироваться на регламентированных предельно допустимых значениях параметров, определяемых свойствами обращающихся веществ и характером процесса.

2.12. Для систем противоаварийной автоматической защиты объектов, имеющих в своем составе технологические блоки I и II категорий взрывоопасности, предусматривается применение микропроцессорной и вычислительной техники, а для объектов с блоками III категории взрывоопасности достаточно применение микропроцессорной техники.

2.13. Технологические объекты с периодическими процессами, имеющие в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, оснащаются системами контроля, управления и противоаварийной защиты пуска и выхода на режим работы в регламентированном режиме и остановки.

2.14. Энергетическая устойчивость технологической системы с учетом категории взрывоопасности входящих в нее блоков, особенностей технологического процесса обеспечивается выбором рациональной схемы энергоснабжения, количеством (основных и резервных) источников электропитания, их надежностью и должна исключать возможность: нарушения герметичности системы (разгерметизации уплотнений подвижных соединений, разрушения оборудования от превышения давления и т.п.);

образования в системе взрывоопасной среды (за счет увеличения времени пребывания продуктов в реакционной зоне, нарушения соотношения поступающих в нее продуктов, развития неуправляемых процессов и т.п.).

Параметры, характеризующие энергоустойчивость технологического процесса, средства и методы обеспечения этой устойчивости определяются при разработке процесса и регламентируются.

2.15. Запрещается, как правило, проведение технологических процессов при критических значениях параметров, в том числе в области

взрываемости. В случае обоснованной необходимости проведения процесса в области критических значений (области взрываемости) предусматриваются методы и средства, исключающие наличие или предотвращающие возникновение источников инициирования взрыва внутри оборудования с энергией или температурой, превышающей минимальную энергию или температуру зажигания (искры механического и электрического происхождения, нагретых тел и поверхностей и др.) для обрабатываемых в процессе продуктов.

Выбор методов и средств, исключающих образование этих источников зажигания или обеспечивающих снижение их энергий, в каждом конкретном случае определяется с учетом категории взрывоопасности, особенностей технологического процесса и требований настоящих Правил.

2.16. Технологические системы с взрывоопасной средой, в которых невозможно исключение опасных источников зажигания, оснащаются средствами взрывопредупреждения и защиты оборудования и трубопроводов от разрушений (мембранными предохранительными устройствами, взрывными клапанами, системами флегматизации инертным газом, средствами локализации пламени и т.д.).

2.17. Технологические системы, в которых обращаются горючие продукты (газообразные, жидкие, твердые), способные образовывать взрывоопасные смеси с воздухом, должны быть герметизированы и исключать создание опасных концентраций этих веществ в окружающей среде во всех режимах работы. Требования к герметизации с учетом факторов опасности определяются разделом 4 настоящих Правил.

2.18. Мероприятия по предотвращению взрывов и пожаров в оборудовании разрабатываются с учетом показателей взрывопожароопасности обращающихся веществ при рабочих параметрах процесса.

2.19. При разработке мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров в объеме зданий и сооружений дополнительно учитываются требования НПБ 105-95.

2.20. Для технологических систем на стадиях, связанных с применением твердых пылящих и дисперсных веществ, предусматриваются меры и средства, максимально снижающие попадание горючей пыли в атмосферу помещения (рабочей зоны), наружных установок и накопление ее на оборудовании и строительных конструкциях, а также средства и периодичность пылеуборки, как правило, механизированной, контроль запыленности воздуха.

Твердые дисперсные горючие вещества, как правило, должны загружаться в аппаратуру и перерабатываться в виде растворов, паст или в увлажненном состоянии.

2.21. Для каждого технологического блока с учетом его энергетического потенциала проектной организацией разрабатываются меры и предусматриваются средства, направленные на предупреждение выбросов горючих продуктов в окружающую среду или максимальное ограничение их количества, а также предупреждение взрывов и предотвращение травмирования производственного персонала.

Достаточность выбранных мер и средств в каждом конкретном случае обосновывается.

2.21.1. Для производств, имеющих в своем составе технологические блоки I и II категорий взрывоопасности, разрабатываются специальные меры:

размещение технологического оборудования в специальных взрывозащитных конструкциях;

оснащение технологической системы автоматизированными системами управления и противоаварийной защиты с применением микропроцессорной техники, обеспечивающей автоматическое регулирование процесса и безаварийную остановку производства по специальным программам, определяющим последовательность и время выполнения операций отключения при аварийных выбросах, снижающей или исключающей возможность ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске и остановке производства, и другие меры.

2.21.2. Производства, имеющие в своем составе технологические блоки III категории взрывоопасности, оснащаются системами автоматического (с применением вычислительной техники или без нее) регулирования, средствами контроля параметров, значения которых определяют взрывоопасность процесса, эффективными быстродействующими системами приведения технологических параметров к регламентированным значениям или остановке процесса.

Для технологических блоков, имеющих  $Q_v < 10$ , допускается применение ручного регулирования при автоматическом контроле параметров, значения которых определяют взрывоопасность процесса.

2.21.3. Для максимального снижения выбросов в окружающую среду горючих и взрывопожароопасных веществ при аварийной разгерметизации системы предусматривается:

для технологических блоков I категории взрывоопасности — установка автоматических быстродействующих запорных и (или) отсекающих устройств с временем срабатывания не более 12 с;

для технологических блоков II и III категорий взрывоопасности — установка запорных и (или) отсекающих устройств с дистанционным управлением и временем срабатывания не более 120 с;

для блоков с относительным значением энергетического потенциала  $Q_v < 10$  допускается установка запорных устройств с ручным приводом, при этом предусматривается минимальное время приведения их в действие за счет рационального размещения (максимально допустимого приближения к рабочему месту оператора), но не более 300 с.

При этом должны быть обеспечены условия безопасного отсечения потоков и исключены гидравлические удары.

2.21.4. Для технологических блоков всех категорий взрывоопасности и (или) отдельных аппаратов, в которых обращаются взрывопожароопасные продукты, предусматриваются системы аварийного освобождения, которые комплектуются запорными быстродействующими устройствами.

Системы аварийного освобождения технологических блоков I-II категорий взрывоопасности обеспечиваются запорными устройствами с дистанционно и (или) автоматически управляемыми приводами, для III категории допускается применение средств с ручным приводом, размещаемым в безопасном месте, и минимальным регламентированным временем срабатывания.

2.22. Для аварийного освобождения технологических блоков от обращающихся продуктов может использоваться оборудование технологических установок или специальные системы аварийного освобождения. Специальные системы аварийного освобождения должны:

находиться в постоянной готовности; исключать образование взрывоопасных смесей как в самих системах, так и в окружающей их атмосфере, а также развитие аварий;

обеспечивать минимально возможное время освобождения; оснащаться средствами контроля и управления.

Запрещается использовать специальные системы аварийного освобождения для других целей.

2.23. Вместимость специальной системы аварийного освобождения рассчитывается на прием продуктов в количествах, определяемых условиями безопасной остановки технологического процесса.

2.24. Сбрасываемые горючие газы и мелкодисперсные материалы должны направляться в закрытые системы для дальнейшей утилизации или в системы организованного сжигания. Исключение может составлять чистый водород.

2.25. Запрещается объединение газовых выбросов, содержащих вещества, способные при смешивании образовывать взрывоопасные смеси или нестабильные соединения.

При объединении газовых линий сбросов парогазовых сред из

аппаратов с различными давлениями необходимо предусматривать меры, предотвращающие переток сред из аппаратов с высоким давлением в аппараты с низким давлением.

2.26. При наличии жидкой фазы в газовом потоке на линиях сброса газов должны предусматриваться устройства, исключющие ее унос.

2.27. В процессах, в которых при отклонении от заданных технологических режимов возможно попадание взрывопожароопасных продуктов в линию подачи инерттов, на последней устанавливается обратный клапан.

### **3. Специфические требования к отдельным типовым технологическим процессам**

#### **3.1. Перемещение горючих парогазовых сред, жидкостей и мелкодисперсных твердых продуктов**

3.1.1. Допустимые значения скоростей, давлений, температур перемещаемых горючих продуктов устанавливаются разработчиком процесса с учетом взрывоопасных характеристик, физико-химических свойств транспортируемых веществ.

3.1.2. Для насосов и компрессоров (группы насосов и компрессоров), перемещающих горючие продукты, должны предусматриваться их дистанционное отключение и установка на линиях всасывания и нагнетания запорных или отсекающих устройств, как правило, с дистанционным управлением.

Вопрос дистанционного отключения участков трубопроводов со взрывоопасными продуктами, типа арматуры и места ее установки решается при проектировании в каждом конкретном случае в зависимости от диаметра и протяженности трубопровода и характеристики транспортируемой среды.

3.1.3. При перемещении горючих газов и паров по трубопроводам предусматриваются меры, исключющие конденсацию перемещаемых сред или обеспечивающие надежное и безопасное удаление жидкости из транспортной системы, а также кристаллизацию горючих продуктов в трубопроводах и аппаратах.

3.1.4. Для разогрева (плавления) закристаллизовавшегося продукта запрещается применение открытого огня. Перед разогревом обязательно предварительное надежное отключение обогреваемого участка от источника (источников) давления и смежных, связанных с ним технологически, участков систем транспорта (трубопроводов, аппаратов), а так-

же принятие других мер, исключающих возможность динамического (гидравлического и т.п.) воздействия разогреваемой среды на смежные объекты (трубопроводы, аппаратуру) и их разрушение.

3.1.5. Компримирование и перемещение горючих газов производится, как правило, центробежными компрессорами.

3.1.6. Выбор конструкции и конструкционных материалов, уплотнительных устройств для насосов и компрессоров осуществляется в зависимости от свойств перемещаемой среды и требований действующих нормативных документов.

3.1.7. Для насосов и компрессоров определяются способы и средства контроля герметичности уплотняющих устройств и давления в них затворной жидкости.

3.1.8. Для отделения жидкой фазы из перемещаемой газовой среды на всасывающей линии компрессора устанавливается сепаратор.

Сепаратор оснащается приборами контроля уровня, сигнализацией по максимальному уровню и средствами автоматизации, обеспечивающими удаление жидкости из него при достижении регламентированного уровня, блокировками отключения компрессора при превышении предельно допустимого значения уровня.

3.1.9. Всасывающие линии компрессоров, как правило, должны находиться под избыточным давлением. При работе этих линий под разрежением необходимо осуществлять контроль за содержанием кислорода в горючем газе; места размещения пробоотборников и способы контроля определяются проектной организацией; предусматриваются блокировки, обеспечивающие отключение привода компрессора или подачу инертного газа в эти линии в случае повышения содержания кислорода в горючем газе выше предельно допустимого значения.

3.1.10. В системах транспорта горючих веществ, где возможны отложения на внутренних поверхностях трубопроводов и аппаратов продуктов осмоления, полимеризации, поликонденсации и т.п., предусматриваются эффективные и безопасные методы и средства очистки от этих отложений, а также устанавливается периодичность проведения этой операции.

3.1.11. В трубопроводах пневмотранспорта и самотечных линиях перемещения горючих жидкостей и мелкодисперсных твердых горючих продуктов предусматриваются способы контроля за движением продукта и разрабатываются меры, исключающие забивку трубопроводов.

3.1.12. Насосы, применяемые для нагнетания сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, должны оснащаться:

блокировками, исключающими пуск или прекращающими работу насоса при отсутствии перемещаемой жидкости в его корпусе или отклонениях ее уровней в приемной и расходной емкостях от предельно допустимых значений;

средствами предупредительной сигнализации при достижении опасных значений параметров в приемных и расходных емкостях.

3.1.13. Для погружных насосов предусматриваются дополнительные средства блокирования, исключающие их пуск или работу при токовой перегрузке электродвигателя и прекращении подачи инертного газа в аппараты, в которых эти насосы установлены, если по условиям эксплуатации насосов подача инертного газа необходима.

3.1.14. Для исключения опасных отклонений технологического процесса, вызываемых остановкой насоса (насосов), разрабатываются меры по повышению надежности систем подачи горючих жидкостей другими способами.

3.1.15. В системах транспорта жидких продуктов, в которых возможно образование локальных объемов парогазовых смесей, при необходимости предусматриваются устройства для удаления скопившихся газов и паров в закрытые системы.

3.1.16. Перемещение сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей методом передавливания осуществляется с помощью инертных газов; для сжиженных газов допускается их передавливание собственной газовой фазой, а для ЛВЖ и ГЖ при соответствующем обосновании — горючими газами.

3.1.17. Перемещение твердых горючих материалов осуществляется способами, исключающими образование взрывоопасных смесей внутри оборудования и коммуникаций.

При использовании инертного газа для транспортирования или флегматизации предусматриваются способы и средства контроля за содержанием кислорода в системе, а также меры, прекращающие перемещение при достижении предельно допустимой концентрации кислорода.

3.1.18. При обоснованной необходимости перемещения мелкодисперсных горючих материалов с возможным образованием взрывоопасных смесей разрабатываются меры, предотвращающие распространение пламени в системе.

3.1.19. Системы перемещения мелкодисперсных твердых горючих материалов оснащаются блокировками, прекращающими подачу в них продуктов при достижении верхнего предельного уровня этих материалов в приемных аппаратах или при прекращении процесса выгрузки из них.

3.1.20. Запрещается удаление горючей пыли с поверхности с помощью сжатого воздуха или другого сжатого газа, а также иными способами, приводящими к образованию взрывоопасных пылевоздушных смесей.

### **3.2. Процессы разделения материальных сред**

3.2.1. Технологические процессы разделения химических продуктов (горючих или их смесей с негорючими) должны проводиться вне области взрываемости. При этом предусматриваются меры, предотвращающие образование взрывоопасных смесей на всех стадиях процесса. Степень разделения сред и меры взрывобезопасности определяются при разработке технологического процесса и регламентируются.

3.2.2. При разделении горючих паров (газов) и жидкостей предусматриваются средства автоматического контроля и регулирования уровня разделения фаз. Необходимость применения средств контроля уровня разделения фаз определяется на стадии разработки процесса и проектирования производства.

3.2.3. Емкостная аппаратура разделения горючих и негорючих жидких продуктов оснащается закрытыми системами дренирования, исключающими поступление в окружающую среду горючих паров.

3.2.4. При наличии в негорючей жидкости, подлежащей сбросу в канализацию, растворенных горючих газов разрабатываются меры по их выделению. Остаточное содержание растворенных горючих газов в негорючей жидкости должно контролироваться, а периодичность контроля и допустимое содержание газов - регламентироваться.

3.2.5. Системы разделения газожидкостных смесей оснащаются фазоразделителями, предотвращающими попадание газовой фазы в жидкость и унос жидкости с парогазовой фазой.

3.2.6. Оборудование для разделения суспензий оснащается блокировками, исключающими его пуск, обеспечивающими отключение и прекращение подачи суспензий при недопустимых отклонениях параметров инертной среды.

3.2.7. Разработка и ведение процесса разделения суспензий в центрифугах должны исключать образование взрывоопасных смесей как в самой центрифуге, так и в атмосфере рабочей зоны помещения.

3.2.8. Для технологических процессов разделения горючих аэрозолей (газ-твердая фаза) в фильтрах (электрофильтрах) и циклонах предусматриваются меры, обеспечивающие взрывобезопасность при их проведении, в том числе автоматический контроль за разрежением в этих аппаратах, а при необходимости — автоматический контроль за содер-

жением кислорода в исходной аэрозоли или в отходящей газовой фазе, а также меры по исключению возникновения опасных значений напряженности электростатического поля.

3.2.9. Для аппаратов разделения аэрозолей должны предусматриваться надежные и эффективные меры по предотвращению образования отложений твердой фазы на внутренних поверхностях этих аппаратов или их удаление (антиадгезионные покрытия, механические встряхиватели, вибраторы, введение добавок и т.п.). Периодичность и безопасные способы проведения операций по удалению отложений (обеспыливанию) регламентируются.

### **3.3. Массообменные процессы**

3.3.1. При разработке и проведении массообменных процессов, в которых при отклонениях технологических параметров от регламентированных значений возможно образование неустойчивых взрывоопасных соединений, для объектов с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности должны предусматриваться средства автоматического регулирования этих параметров.

Для объектов с технологическими блоками III категории взрывоопасности допускается выполнение операций регулирования вручную (производственным персоналом) при обеспечении автоматического контроля указанных параметров процесса и сигнализации о превышении их допустимых значений.

3.3.2. В колоннах, работающих под разрежением, в которых обрабатываются вещества, способные образовывать с кислородом воздуха взрывоопасные смеси, предусматривается автоматический контроль за содержанием кислорода в парогазовой фазе. Для объектов с технологическими блоками III категории взрывоопасности допускается предусматривать методы и средства периодического контроля; периодичность и способы контроля регламентируются.

3.3.3. Колонны ректификации горючих жидкостей оснащаются средствами контроля и автоматического регулирования: уровня и температуры жидкости в кубовой части; температуры поступающих на разделение продукта и флегмы; средствами сигнализации об опасных отклонениях значений параметров, определяющих взрывобезопасность процесса, и, при необходимости, перепада давления между нижней и верхней частями колонны.

3.3.4. В тех случаях, когда прекращение поступления флегмы в колонну ректификации может привести к опасным отклонениям параметров процесса, предусматриваются меры, обеспечивающие непрерыв-

ность подачи флегмы.

3.3.5. При проведении процессов адсорбции и десорбции предусматриваются меры по исключению самовозгорания поглотителя, а также по оснащению адсорберов средствами автоматического контроля за очагами самовозгорания и устройствами для их тушения.

### 3.4. Процессы смешивания

3.4.1. Методы и режимы смешивания горючих продуктов, конструкция оборудования и перемешивающих устройств должны обеспечивать эффективное перемешивание этих продуктов и исключать возможность образования застойных зон.

3.4.2. В непрерывных процессах смешивания веществ, взаимодействие которых может привести к развитию неуправляемых экзотермических реакций, определяются безопасные объемные скорости дозирования этих веществ, разрабатываются эффективные методы отвода тепла, предусматриваются средства автоматического контроля, регулирования процессов, противоаварийной защиты и сигнализации.

В периодических процессах смешивания при возможности развития самоускоряющихся экзотермических реакций для исключения их неуправляемого течения регламентируются последовательность и допустимые количества загружаемых в аппаратуру веществ, скорость загрузки (поступления) реагентов.

3.4.3. В технологических процессах смешивания горючих продуктов, а также горючих с окислителями предусматривается автоматическое регулирование соотношения компонентов перед смесителями, а для парогазовых сред — дополнительно регулирование давления.

3.4.4. При смешивании горючих парогазовых сред с окислителем в необходимых случаях предусматриваются контроль его регламентированного содержания в материальных потоках на выходе из смесителя или других параметров технологического процесса, определяющих соотношение компонентов в системе, и средства противоаварийной защиты, прекращающие поступление компонентов на смешивание при отклонении концентраций окислителя от регламентированных значений.

3.4.5. В технологических блоках I категории взрывоопасности контроль состава смеси и регулирование соотношения горючих веществ с окислителем, а также содержания окислителя в материальных потоках после смешивания должны осуществляться автоматически.

3.4.6. Подводящие к смесителям коммуникации оснащаются обратными клапанами или другими устройствами, исключающими (при отклонениях от регламентированных параметров процесса) поступление

обратным ходом в эти коммуникации подаваемых на смешивание горючих веществ, окислителей или смесей.

Если попадание реакционной смеси в подводящие коммуникации исключается условиями проведения процесса, установка вышеуказанных устройств не обязательна.

3.4.7. Измельчение, смешивание измельченных твердых горючих продуктов для исключения образования в системе взрывоопасных смесей осуществляются в среде инертного газа.

Оборудование для измельчения и смешивания оснащается средствами контроля за давлением подаваемого инертного газа, сигнализацией об отклонении его давления от регламентированных значений и автоматическими блокировками, недопускающими пуск в работу оборудования без предварительной подачи инертного газа или обеспечивающими остановку этого оборудования при прекращении поступления в него инертного газа.

### 3.5. Теплообменные процессы

3.5.1. Организация теплообмена, выбор теплоносителя (хладагента) и его параметров осуществляются с учетом физико-химических свойств нагреваемого (охлаждаемого) материала с целью обеспечения необходимого теплосъема, исключения возможности перегрева и разложения продукта.

3.5.2. В теплообменном процессе не допускается применение теплоносителей, образующих при химическом взаимодействии с технологической средой взрывоопасные продукты.

3.5.3. При разработке процессов с передачей тепла через стенку предусматриваются методы и средства контроля и сигнализации о взаимном проникновении теплоносителя и технологического продукта в случае, если это может привести к образованию взрывоопасной среды.

3.5.4. В том случае, когда снижение уровня нагреваемой горючей жидкости в аппаратуре и оголение поверхности теплообмена могут привести к перегреву, высушиванию и разложению горючего продукта, развитию неуправляемых процессов, предусматриваются средства контроля и регулирования процесса, а также блокировки, прекращающие подачу греющего агента на случай понижения уровня горючего нагреваемого продукта ниже допустимого значения.

3.5.5. В поверхностных теплообменниках давление негорючих теплоносителей (хладагентов) должно, как правило, превышать давление нагреваемых (охлаждаемых) горючих веществ. В случаях невозможности выполнения этого требования необходимо предусматривать контроль

за содержанием горючих веществ в негорючем теплоносителе.

3.5.6. В теплообменных процессах, в том числе и реакционных, в которых при отклонениях технологических параметров от регламентированных возможно развитие неуправляемых, самоускоряющихся экзотермических реакций, предусматриваются средства, предотвращающие их развитие.

3.5.7. В теплообменных процессах, при ведении которых возможны кристаллизация продукта или образование кристаллогидратов, предусматривается ввод реагентов, предотвращающих образование этих продуктов, применяются и другие меры, обеспечивающие непрерывность, надежность проведения технологических процессов и их взрывобезопасность.

3.5.8. При организации теплообменных процессов с огнем необходимо предусматривать меры и средства, исключающие возможность образования взрывоопасных смесей в нагреваемых элементах, топочном пространстве и рабочей зоне печи.

3.5.8.1. Противоаварийная автоматическая защита топочного пространства нагревательных печей обеспечивается:

системами регулирования заданного соотношения топлива, воздуха и водяного пара;

блокировками, прекращающими поступление газообразного топлива и воздуха при снижении их давления ниже установленных параметров, а также при прекращении электро- (пневмо-) снабжения КИПиА;

средствами сигнализации о прекращении поступления топлива и воздуха при принудительной подаче в топочное пространство;

средствами контроля за уровнем тяги и автоматического прекращения подачи топливного газа в зону горения при остановке дымососа или недопустимом снижении разрежения в печи, а при компоновке печных агрегатов с котлами-утилизаторами — системами по переводу работы агрегатов без дымососов;

средствами автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и в змеевики при прогаре труб.

3.5.8.2. Противоаварийная автоматическая защита нагреваемых элементов (змеевиков) нагревательных печей обеспечивается:

аварийным освобождением змеевиков печи от нагреваемого жидкого продукта при повреждении труб или прекращении его циркуляции;

блокировками по отключению подачи топлива при прекращении подачи сырья;

средствами дистанционного отключения подачи сырья и топлива в случаях аварий в системах змеевиков;

средствами сигнализации о падении давления в системах подачи сырья.

3.5.8.3. Для изоляции печей с открытым огнем процессом от газовой среды при авариях на наружных установках или в зданиях печи должны быть оборудованы паровой завесой, включающейся автоматически и (или) дистанционно. При включении завесы должна срабатывать сигнализация.

3.5.9. Топливный газ для нагревательных печей должен соответствовать регламентированным требованиям по содержанию в нем жидкой фазы, влаги и механических примесей. Предусматриваются средства, исключающие наличие жидкости и механических примесей в топливном газе, поступающем на горелки.

3.5.10. При организации теплообменных процессов с применением высокотемпературных органических теплоносителей (ВОТ) — ароматических масел и других предусматриваются системы удаления летучих продуктов, образующихся в результате частичного их разложения.

При ведении процесса вблизи верхнего допустимого предела применения ВОТ должен устанавливаться контроль за изменением состава теплоносителя; допустимые значения показателей состава ВОТ регламентируются.

3.5.11. Сушильный агент и режимы сушки выбираются с учетом взрывопожароопасных свойств высушиваемого материала, теплоносителя и возможности снижения взрывоопасности блока.

3.5.11.1. При проведении процесса сушки в атмосфере инертного газа необходимо предусматривать автоматический контроль содержания кислорода в инертном газе на входе и (или) выходе из сушилки (в зависимости от особенностей процесса).

На случай возможного превышения допустимой концентрации кислорода предусматривается автоматическая блокировка по остановке процесса сушки и разрабатываются другие меры, исключающие возможность образования взрывоопасных смесей в аппаратуре.

3.5.11.2. В сушильных агрегатах предусматриваются меры, исключающие поступление взрывоопасной смеси из сушилки в нагревательное устройство обратным ходом.

3.5.11.3. При обоснованной необходимости проведения процесса сушки в газо-воздушной среде предусматриваются меры взрывопреждения процесса и взрывозащиты оборудования:

оснащение устройствами, исключающими искробразование фрикционного (удар, трение) и электрического происхождения;

поддержание режима сушки, исключающего местные перегревы,

образование застойных зон, увеличение времени нахождения высушиваемого материала в области высоких температур и отложение продукта на стенках сушильных камер;

оснащение распылительных сушилок средствами автоматического отключения подачи высушиваемого материала и сушильного агента при прекращении поступления одного из них;

для предупреждения термодеструкции и (или) загорания горючих продуктов сушильные агрегаты оснащаются средствами автоматического регулирования температур высушиваемого материала и сушильного агента, а также блокировками, исключающими возможность повышения этих температур выше допустимых значений (отключение подачи сушильного агента, включение подачи хладагента и т.д.);

осуществление подачи хладагента (холодного газа, воды и т.п.) автоматически или дистанционно при достижении температуры высушиваемого материала выше допустимых значений.

3.5.12. При проведении процессов сушки горючих веществ под вакуумом предусматривается, как правило, подача в рабочее пространство инертного газа (продувка инертным газом) перед пуском сушилки в работу, а также при ее остановке. Продолжительность подачи инертного газа определяется с учетом конкретных условий проведения технологического процесса и регламентируется. Кроме того, сушильные агрегаты оснащаются системами автоматизации, исключающими возможность включения их обогрева при отсутствии или снижении вакуума в рабочем пространстве ниже допустимого.

3.5.13. Сушильные агрегаты для сушки горючих веществ оснащаются средствами пожаротушения. Способы пожаротушения должны исключать пылеобразование, выброс горючих продуктов в окружающую среду и образование взрывоопасных смесей как в аппаратуре, так и в рабочей зоне установки.

3.5.14. Сушильные установки, имеющие непосредственный контакт высушиваемого продукта с сушильным агентом, должны оснащаться устройствами очистки отработанного сушильного агента от пыли высушиваемого продукта и средствами контроля очистки. Способы очистки и периодичность контроля регламентируются.

### 3.6. Химические (реакционные) процессы

3.6.1. Технологические системы, совмещающие несколько процессов (гидродинамических, теплообменных, реакционных), оснащаются приборами контроля регламентированных параметров. Средства управления, регулирования и противоаварийной защиты должны обес-

печивать стабильность и взрывобезопасность процесса.

3.6.2. Технологическая аппаратура реакционных процессов для блоков всех категорий взрывоопасности оснащается средствами автоматического контроля, регулирования и защитными блокировками одного или группы параметров, определяющих взрывоопасность процесса (количество и соотношение поступающих исходных веществ, содержание компонентов в материальных потоках, концентрация которых в реакционной аппаратуре может достигать критических значений, давление и температура среды; количество, расход и параметры теплоносителя - хладагента и др.). При этом технологическое оборудование, входящее в состав установки с технологическими блоками I категории взрывоопасности, оснащается не менее чем двумя датчиками на каждый опасный параметр (на зависимые параметры по одному датчику на каждый), средствами регулирования и противоаварийной автоматической защиты, а при необходимости — дублирующими системами управления и защиты.

3.6.3. Срабатывание автоматических систем противоаварийной защиты должно осуществляться по заданным программам (алгоритмам).

3.6.4. В системах управления реакционными процессами в технологических блоках, имеющих  $Q_v < 10$ , допускается использование средств ручного регулирования при условии автоматического контроля опасных параметров и сигнализации, срабатывающей при выходе их за допустимые значения.

3.6.5. В реакционных процессах, протекающих с возможным образованием промежуточных перекисных соединений, побочных взрывоопасных продуктов осмоления и уплотнения (полимеризации, поликонденсации) и других нестабильных веществ с вероятным их отложением в аппаратуре и трубопроводах, предусматриваются:

контроль за содержанием в поступающем сырье примесей, способствующих образованию взрывоопасных веществ, а также за наличием в промежуточных продуктах нестабильных соединений и обеспечением заданного режима;

ввод ингибиторов, исключающих образование в аппаратуре опасных концентраций нестабильных веществ; выполнение особых требований, предъявляемых к качеству применяемых конструкционных материалов и чистоте обработки поверхностей аппаратов, трубопроводов, арматуры, датчиков приборов, контактирующих с обрабатываемыми в процессе продуктами;

непрерывная циркуляция продуктов, сырья в емкостной аппаратуре для предотвращения или снижения возможности отложения твердых взрывоопасных нестабильных продуктов;

вывод обогатщенной опасными компонентами реакционной массы из аппаратуры;

обеспечение режимов и времени хранения продуктов, способных полимеризоваться или осмоляться, включая сроки их транспортирования.

Выбор необходимых и достаточных условий организации процесса определяется разработчиком процесса.

Способы и периодичность контроля за содержанием примесей в сырье, нестабильных соединений в реакционной массе промежуточных и конечных продуктов, порядок вывода реакционной массы, содержащей опасные побочные вещества, режимы и время хранения продуктов устанавливаются разработчиком процесса, отражаются в проектной документации и технологическом регламенте.

3.6.6. При возможности отложения твердых продуктов на внутренних поверхностях оборудования и трубопроводов, их забивки, в том числе и устройств аварийного слива из технологических систем, предусматриваются контроль за наличием этих отложений и меры по их безопасному удалению, а в необходимых случаях - резервное оборудование.

3.6.7. При применении катализаторов, в том числе металлоорганических, которые при взаимодействии с кислородом воздуха и (или) водой могут самовозгораться и (или) взрываться, необходимо предусматривать меры, исключающие возможность подачи в систему сырья, материалов и инертного газа, содержащих кислород и (или) влагу в количествах, превышающих предельно допустимые значения. Допустимые концентрации кислорода и влаги, способы и периодичность контроля за их содержанием в исходных продуктах определяются с учетом физико-химических свойств применяемых катализаторов, категории взрывоопасности технологического блока и регламентируются.

3.6.8. Дозировка компонентов в реакционных процессах должна быть преимущественно автоматической и осуществляться в последовательности, исключающей возможность образования внутри аппаратуры взрывоопасных смесей или неуправляемого хода реакций, что определяется разработчиком процесса.

3.6.9. Для исключения возможности перегрева участвующих в процессе веществ, их самовоспламенения или термического разложения с образованием взрывопожароопасных продуктов в результате контакта с нагретыми элементами аппаратуры определяются и регламентируются температурные режимы, оптимальные скорости перемещения продуктов, предельно допустимое время пребывания их в зоне высоких температур.

3.6.10. Для исключения опасности неуправляемого развития про-

цесса следует принимать меры по его стабилизации, аварийной локализации или освобождению аппаратов.

3.6.11. Использование остаточного давления среды в реакторе периодического действия для передавливания реакционной массы в другой аппарат допускается в отдельных, обоснованных случаях.

3.6.12. Аппаратура жидкофазных процессов оснащается системами контроля и регулирования в ней уровня жидкости и (или) средствами автоматического отключения подачи этой жидкости в аппаратуру при превышении заданного уровня или другими средствами, исключающими возможность перелива.

3.6.13. Реакционные аппараты взрывоопасных технологических процессов с перемешивающими устройствами, как правило, оснащаются средствами автоматического контроля за надежной работой и герметичностью уплотнений валов мешалок, а также блокировками, предотвращающими возможность загрузки в аппаратуру продуктов при неработающих перемешивающих устройствах в тех случаях, когда это требуется по условиям ведения процесса и обеспечения безопасности.

3.6.14. Реакционная аппаратура, в которой отвод избыточного тепла реакции при теплопередаче через стенку осуществляется за счет испарения охлаждающей жидкости (хладагента), оснащается средствами автоматического контроля, регулирования и сигнализации уровня хладагента в теплообменных элементах.

3.6.15. В системах охлаждения реакционной аппаратуры сжиженными газами:

температура хладагента (температура кипения сжиженного газа) обеспечивается поддержанием равновесного давления, значение которого должно регулироваться автоматически;

предусматриваются меры, автоматически обеспечивающие освобождение (слив) хладагента из теплообменных элементов реакционной аппаратуры, а также меры, исключающие возможность повышения давления выше допустимого в системах охлаждения при внезапном ее отключении.

3.6.16. Разработка и проведение реакционных процессов при получении или применении продуктов, характеризующихся высокой взрывоопасностью (ацетилена, этилена при высоких параметрах, пероксидных, металлоорганических соединений и др., склонных к термическому разложению или самопроизвольной спонтанной полимеризации, саморазогреву, а также способных самовоспламеняться или взрываться при взаимодействии с водой и воздухом, должны осуществляться с учетом этих свойств и предусматривать дополнительные специальные меры безопас-

ности.

3.7. Процессы хранения и слива-налива сжиженных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

3.7.1. Устройство складов сжиженных газов (СГ), легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ), а также сливноналивных эстакад (пунктов), резервуаров (сосудов) для хранения и транспортирования СГ, ЛВЖ и ГЖ должно соответствовать требованиям соответствующих нормативов для этих объектов и настоящих Правил.

3.7.2. Порядок выполнения технологических операций по хранению и перемещению горючих жидких веществ (СГ, ЛВЖ и ГЖ), заполнению и опорожнению передвижных и стационарных резервуаров-хранилищ, выбор параметров процесса, значения которых определяют взрывобезопасность выполнения этих операций (давление, скорости перемещения, предельно допустимые максимальные и минимальные уровни, способы снятия вакуума и т.п.), осуществляются с учетом физико-химических свойств горючих продуктов и регламентируются.

3.7.3. Резервуары для хранения и сливноналивные эстакады СГ, ЛВЖ и ГЖ оборудуются средствами контроля и управления опасными параметрами процесса, указанными в п. 3.7.2.

3.7.4. При хранении СГ, ЛВЖ и ГЖ и проведении сливноналивных операций стационарные и передвижные резервуары (сосуды) и сливноналивные устройства следует использовать только для тех продуктов, для которых они предназначены. При этом разрабатываются и осуществляются необходимые меры, исключающие возможность случайного смешивания продуктов на всех стадиях выполнения операций слива-налива.

В необходимых случаях допускается заполнение порожних специально подготовленных емкостей другими продуктами, сходными по физико-химическим характеристикам и показателям хранения с теми жидкими горючими продуктами, для которых они предназначены. В этих случаях должна исключаться возможность превышения допустимых для емкости давлений. Порядок подготовки емкостей к заполнению (освобождение от остатков ранее находившихся в них продуктов, промывка, очистка, обезвреживание емкостей и т.п.) и проведению работ по переключению (подсоединению) трубопроводов, арматуры регламентируется.

3.7.5. При хранении и проведении сливноналивных операций с веществами, способными в условиях хранения к образованию побочных нестабильных соединений, накоплению примесей, повышающих взрывоопасность основного продукта, должны предусматриваться меры, исключающие возможность или уменьшающие скорость образования и на-

копления примесей и побочных соединений, а также контроль за их содержанием в трубопроводах, стационарных, передвижных резервуарах и другом оборудовании и способы своевременного их удаления.

3.7.6. При подготовке к заполнению СГ и ЛВЖ стационарных и (или) передвижных резервуаров после монтажа, ремонта, очистки и выполнения аналогичных работ должны предусматриваться меры, исключающие возможность взрыва в этом оборудовании. Порядок подготовки к наливу, контроль за концентрацией кислорода в оборудовании, а также за другими параметрами, определяющими взрывоопасность, регламентируются.

3.7.7. Вместимость стационарных резервуаров сжиженных горючих газов, хранящихся под давлением, устанавливается соответствующими нормативными документами с учетом энергетических показателей взрывоопасности и конкретных условий. При необходимости применения единичных емкостей, имеющих физический объем выше 100 м<sup>3</sup>, как правило, должны предусматриваться изотермические или комбинированные методы хранения.

3.7.8. Резервуары СГ, ЛВЖ и ГЖ для освобождения их в аварийных случаях от горючих продуктов оснащаются, как правило, быстродействующей отключающей арматурой с дистанционным управлением из мест, доступных для обслуживания в аварийных условиях. Быстродействие отключающей арматуры определяется в соответствии с требованиями п. 2.21.3 настоящих Правил.

3.7.9. Конструкция резервуаров с плавающими крышами (понтонными), порядок проведения операций по их наполнению, освобождению и система отбора продукта должны исключать местные перегревы, искрообразование за счет трения перемещаемых деталей и их возможных соударений, а при неисправностях крыш (понтонных) предотвращать их разрушение и возможные взрывы в резервуарах.

3.7.10. Цистерны, предназначенные для налива и перевозки по железным дорогам СГ, ЛВЖ и ГЖ, должны оснащаться арматурой, средствами контроля, сливноналивными, защитными и другими устройствами с учетом физико-химических свойств перевозимых продуктов, требований государственных и отраслевых нормативных документов и в соответствии с Правилами безопасности при перевозке опасных грузов железнодорожным транспортом.

3.7.11. Порядок установки (подачи) железнодорожных цистерн под слив-налив горючих продуктов должен обеспечивать безопасность проведения этих операций и определяться специальными отраслевыми нормативно-техническими документами. При сливе-наливе железнодо-

рожных цистерн должны предусматриваться меры, предотвращающие возможность самопроизвольного перемещения находящихся под наливом цистерн, разгерметизации наливных устройств и выброса в атмосферу горючих продуктов, а также исключают наличие постоянных или случайных источников зажигания (механического, электрического и другого происхождения) в зоне возможной загазованности.

3.7.12. Запрещается использовать железнодорожные цистерны с СГ, ЛВЖ и ГЖ, находящиеся на железнодорожных путях, в качестве стационарных, складских (расходных) емкостей.

3.7.13. Слив из цистерн и налив в них СГ, ЛВЖ и ГЖ должны осуществляться на специальных сливноналивных пунктах. Для каждого вида наливаемого продукта, когда недопустимо его смешивание с другими продуктами, предусматриваются самостоятельные сливноналивные пункты или отдельные наливные устройства на этих пунктах. Запрещается использовать наливные пункты для попеременного налива несовместимых между собой продуктов.

3.7.14. На сливноналивных пунктах должны предусматриваться методы и средства, в том числе специально оборудованные места, для выполнения операций по аварийному освобождению неисправных цистерн. Меры безопасности при выполнении этих операций излагаются в инструкциях.

3.7.15. Цистерны, резервуары, трубопроводы и другое оборудование систем слива-налива СГ, ЛВЖ и ГЖ должны быть надежными, простыми и удобными в эксплуатации. Их устройство должно исключать возможность проливов и поступления горючих паров и газов в атмосферу при проведении сливноналивных операций.

3.7.16. В сливноналивных системах не допускается применение устройств, изготовленных из нестойких к перекачиваемым средам материалов.

3.7.17. Для исключения перелива цистерн сливноналивные пункты СГ, ЛВЖ и ГЖ оборудуются надежными, преимущественно автоматическими устройствами.

3.7.18. При проведении операций налива СГ, ЛВЖ и ГЖ насосами предусматриваются средства их дистанционного отключения. Отключающие устройства должны быть расположены в местах, легко доступных и удобных при эксплуатации и обслуживании этих устройств, и выбираться с учетом требований по обеспечению безопасности.

3.7.19. На трубопроводах, по которым поступают на эстакаду СГ, ЛВЖ и ГЖ, устанавливаются быстродействующие запорные устройства или задвижки с дистанционным управлением для отключения этих

трубопроводов на случай возникновения аварии на эстакаде.

Управление этими устройствами должно быть местным и дистанционным (из безопасного места).

3.7.20. Для безопасного проведения операций налива (слива) сжиженных газов и низкокипящих горючих жидкостей (с температурой кипения ниже температуры окружающей среды) в цистерны (из цистерн) должны предусматриваться меры, исключаящие возможность парообразования в трубопроводах, кавитации, гидравлических ударов и других явлений, способных привести к механическому разрушению элементов системы слива-налива.

3.7.21. При проведении сливноналивных операций должны предусматриваться меры защиты от атмосферного и статического электричества.

3.7.22. На сливноналивных эстакадах следует обеспечивать возможность подключения системы слива-налива к установкам организованного сбора и утилизации парогазовой фазы при необходимости освобождения системы от этих продуктов. Для исключения образования взрывоопасных смесей в системах трубопроводов и коллекторов слива и налива необходимо предусматривать подвод к ним инертного газа и пара, а также возможность полного и надежного удаления из этих систем горючих веществ.

## **4. Аппаратурное оформление технологических процессов**

### **4.1. Общие требования**

4.1.1. Выбор оборудования осуществляется в соответствии с исходными данными на проектирование, требованиями действующих нормативных документов и настоящих Правил. Исходя из категории взрывоопасности технологических блоков, входящих в технологическую систему, осуществляется выбор оборудования по показателям надежности.

4.1.2. Для технологического оборудования и трубопроводной арматуры устанавливается допустимый срок службы с учетом конкретных условий эксплуатации. Данные о сроке службы должны приводиться изготовителем в паспортах оборудования и трубопроводной арматуры. Для трубопроводов проектной организацией устанавливается расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и внесено в паспорт трубопроводов.

Для фланцевых соединений технологических объектов, подвергающихся по условиям технологического процесса периодической раз-

борке и сборке, разрабатываются соответствующие нормативные документы, утверждаемые Госгортехнадзором России, определяющие срок эксплуатации, порядок контроля за состоянием и периодичность замены всех элементов, обеспечивающих нормированные прочностные характеристики крепежных деталей и герметичность соединений.

Эксплуатация технологического оборудования, трубопроводной арматуры и трубопроводов, выработавших установленный срок службы, допускается при получении технического заключения о возможности его дальнейшей работы (выдается независимой экспертной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России) и разрешения в порядке, устанавливаемом Госгортехнадзором России.

4.1.3. Для оборудования (аппаратов и трубопроводов), где невозможно исключить образование взрывоопасных сред и возникновение источников энергии, величина которой превышает минимальную энергию зажигания обращающихся в процессе веществ, предусматриваются методы и средства по взрывозащите и локализации пламени, а в обоснованных случаях — повышение механической прочности в расчете на полное давление взрыва.

Эффективность и надежность средств взрывозащиты, локализации пламени и других противоаварийных устройств должна подтверждаться испытанием промышленных образцов оборудования на взрывозащищенность.

4.1.4. Обеспечение оборудования противоаварийными устройствами не исключает необходимости разработки мер, направленных на предотвращение образования в нем источников зажигания.

4.1.5. Не допускается применять для изготовления оборудования и трубопроводов материалы, которые при взаимодействии с рабочей средой могут образовывать нестабильные соединения - инициаторы взрыва перерабатываемых продуктов.

4.1.6. Качество изготовления технологического оборудования и трубопроводов должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, паспортным данным и сертификатам завода-изготовителя.

Устройство аппаратов, работающих под избыточным давлением, должно соответствовать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и настоящих Правил.

4.1.7. Монтаж технологического оборудования и трубопроводов производится в соответствии с проектом, требованиями строительных норм и правил, стандартов и других нормативных документов.

Оборудование и трубопроводы, материалы и комплектующие из-

делия не могут быть допущены к монтажу при отсутствии документов, подтверждающих качество их изготовления и соответствие требованиям нормативно-технических документов.

4.1.8. В паспортах оборудования, трубопроводной арматуры, средств защиты и приборной техники должны указываться показатели надежности, предусмотренные государственными стандартами.

4.1.9. На установках с технологическими блоками I категории взрывоопасности все сварные соединения трубопроводов, транспортирующих взрывопожароопасные продукты, подлежат 100%-ному контролю неразрушающими методами (ультразвуковая дефектоскопия, просвечивание проникающим излучением или другие равноценные методы).

4.1.10. Технологические системы должны быть герметичными. В обоснованных случаях для оборудования, в котором по паспортным данным возможны регламентированные утечки горючих веществ, в технической документации на это оборудование должны указываться допустимые величины этих утечек в рабочем режиме, а в проектной документации — определяться порядок их сбора и отвода.

4.1.11. Для герметизации подвижных соединений технологического оборудования, работающих в контакте с легковоспламеняющимися жидкостями и сжиженными газами, применяются преимущественно уплотнения торцевого типа.

4.1.12. При необходимости устройства наружной теплоизоляции технологических аппаратов и трубопроводов предусматриваются меры защиты от попадания в нее горючих продуктов.

Температура наружных поверхностей оборудования и (или) кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, быть не более 45°C внутри помещений и 60°C на наружных установках.

4.1.13. Конструкция и надежность теплообменных элементов технологического оборудования должны исключать возможность взаимного проникновения теплоносителя и технологической среды. Требования к устройству, изготовлению и надежности, порядок испытаний, контроля за состоянием и эксплуатацией теплообменных элементов определяются отраслевыми нормативными документами (нормами).

4.1.14. Для аппаратуры с газофазными процессами и газопроводов, в которых по условиям проведения технологического процесса возможна конденсация паров, при необходимости следует предусматривать устройства для сбора и удаления жидкой фазы.

4.1.15. Для проведения периодических, установленных регламен-

том работ по очистке технологического оборудования, как правило, предусматриваются средства гидравлической, механической или химической чистки, исключающие пребывание людей в оборудовании.

4.1.16. Аппараты со взрывопожароопасными продуктами оборудуются устройствами для подключения линий воды, пара, инертного газа. Аппараты могут быть оснащены устройствами для проветривания.

4.1.17. Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации по роду работы подвергаются вибрации, предусматриваются меры и средства по исключению ее воздействия на уплотнительные элементы и снижению воздействия на смежные элементы технологической системы и строительные конструкции.

Допустимые уровни вибрации для отдельных видов оборудования и его элементов (узлов и деталей), методы и средства контроля этих величин и способы снижения их значений должны соответствовать требованиям государственных стандартов, нормативных документов и отражаться в технической документации на оборудование.

## 4.2. Размещение оборудования

4.2.1. Размещение технологического оборудования, трубопроводной арматуры и т.д. в производственных зданиях и на открытых площадках должно обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций или локализации аварий.

4.2.2. Размещение технологического оборудования и трубопроводов в помещениях, на наружных установках и трубопроводов на эстакадах должно осуществляться с учетом возможности проведения визуального контроля за их состоянием, выполнением работ по обслуживанию, ремонту и замене.

4.2.3. Запрещается размещать технологическое оборудование взрывопожароопасных производств: над и под вспомогательными помещениями; под эстакадами технологических трубопроводов с горючими, едкими и взрывоопасными продуктами;

над площадками открытых насосных и компрессорных установок, кроме случаев применения герметичных бессальниковых насосов или при осуществлении специальных мер безопасности, исключающих попадание взрывопожароопасных веществ на нижеустановленное оборудование.

4.2.4. Оборудование, выведенное из действующей технологической системы, должно быть демонтировано, если оно расположено в од-

ном помещении с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности, во всех остальных случаях — изолировано от действующих систем.

## 4.3. Меры антикоррозионной защиты аппаратуры и трубопроводов

4.3.1. При эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов взрывопожароопасных производств, в которых обращаются коррозионно-активные вещества, предусматриваются методы их защиты с учетом скорости коррозионного износа применяемых конструкционных материалов.

4.3.2. Технологическое оборудование и трубопроводы, контактирующие с коррозионными веществами, преимущественно изготавливаются из коррозионно-стойких металлических конструкционных материалов.

Допускается в обоснованных случаях для защиты оборудования и трубопроводов применять коррозионно-стойкие неметаллические покрытия (фторопласт, полиэтилен и т.п.), а на установках с технологическими блоками III категории взрывоопасности использовать оборудование и трубопроводы из неметаллических коррозионно-стойких материалов (стекло, фарфор, фторопласт, полиэтилен и т.п.) при соответствующем обосновании, подтвержденном результатами исследований, и разработке мер безопасности.

4.3.3. Порядок контроля за степенью коррозионного износа оборудования и трубопроводов с использованием неразрушающих методов, способы, периодичность и места проведения контрольных замеров определяются в производственной инструкции с учетом конкретных условий эксплуатации (для новых производств по результатам специальных исследований) и выполняются в соответствии с требованиями Госгортехнадзора России.

## 4.4. Насосы и компрессоры

4.4.1. Устройство и эксплуатация компрессоров и насосов должны отвечать требованиям действующих нормативных документов и настоящих Правил. Компрессоры и насосы, используемые для перемещения горючих, сжатых и сжиженных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, по надежности и конструктивным особенностям выбираются с учетом критических параметров, физико-химических свойств перемещаемых продуктов и параметров технологического процесса. При

этом количество насосов и компрессоров определяется из условия обеспечения непрерывности технологического процесса; в обоснованных (подтвержденных расчетом обеспечения надежности) случаях предусматривается их резервирование.

4.4.2. Порядок срабатывания систем блокировок насосов и компрессоров определяется программой (алгоритмом) срабатывания системы противоаварийной автоматической защиты технологической установки.

4.4.3. Запорная арматура, устанавливаемая на нагнетательном и всасывающем трубопроводах насоса или компрессора, должна быть к нему максимально приближена и находиться в зоне, удобной для обслуживания.

На нагнетательном трубопроводе предусматривается установка обратного клапана, если нет другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом.

4.4.4. Насосы и компрессоры технологических блоков взрывопожароопасных производств, остановка которых при падении напряжения или кратковременном отключении электроэнергии может привести к отклонениям технологических параметров процесса до критических значений и развитию аварии, должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода параметров за предельно допустимые значения.

4.4.5. Компрессорные установки взрывопожароопасных производств должны проходить испытания и приемку на соответствие их дополнительным требованиям согласно специальным отраслевым нормативам.

4.4.6. Запрещается эксплуатация компрессорных установок при отсутствии или неисправном состоянии средств автоматизации, контроля и системы блокировок, указанных в паспорте завода-изготовителя и предусмотренных конструкцией установки в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации и настоящих Правил.

4.4.7. Для нагнетания легковоспламеняющихся жидкостей применяются, как правило, центробежные бессальниковые, с двойным торцевым, а в обоснованных случаях — одинарным торцевым с дополнительным уплотнением, насосы. Для сжиженных углеводородных газов применяются, как правило, центробежные герметичные (бессальниковые) насосы. Допускается применение центробежных насосов с двойным

торцевым уплотнением типа тандем. В качестве затворной жидкости должны использоваться, как правило, негорючие и (или) нейтральные к перекачиваемой среде жидкости. Для ГЖ насосы подбираются в соответствии с требованиями отраслевых нормативов.

В исключительных случаях для нагнетания ЛВЖ и ГЖ при малых объемных скоростях подачи, в том числе в системах дозирования, допускается применение поршневых насосов.

4.4.8. Центробежные насосы с двойным торцевым уплотнением должны оснащаться системами контроля и сигнализации утечки уплотняющей жидкости. Последовательность операций по остановке насосов, переключению на резерв и необходимость блокировок в систему ПАЗ определяется разработчиком проекта.

4.4.9. В установках с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности центробежные компрессоры и насосы с торцевыми уплотнениями должны оснащаться системами контроля за состоянием подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировками в систему ПАЗ при превышении этого параметра. Последовательность операций по остановке насоса и переключению на резерв определяется разработчиком проекта. Конструкция компрессоров и насосов должна предусматривать установку датчиков температуры подшипников.

За уровнем вибрации должен быть установлен периодический контроль.

## 4.5. Трубопроводы и арматура

4.5.1. Изготовление, монтаж и эксплуатация трубопроводов и арматуры для горючих и взрывоопасных продуктов осуществляются с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемых сред, а также требований действующих нормативно-технических документов.

4.5.2. Запрещается применять во взрывопожароопасных технологических системах гибкие шланги (резиновые, пластмассовые и т.п.) в качестве стационарных трубопроводов для транспортирования горючих сжиженных газов, веществ в парогазовом состоянии, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Для выполнения вспомогательных операций (продувка участков трубопроводов, насосов, отвод отдувочных газов и паров, освобождение трубопроводов от остатков СГ, ЛВЖ, ГЖ и т.д.) должны использоваться специально для этого предназначенное оборудование и стационарные линии.

Разрешается применение гибких шлангов для проведения опе-

раций слива и налива в железнодорожные цистерны и другое нестационарное оборудование. Выбор шлангов осуществляется с учетом свойств транспортируемого продукта и параметров проведения процесса; срок службы шлангов устанавливается действующими государственными стандартами и нормативными документами и продлению не подлежит.

4.5.3. Во взрывопожароопасных технологических системах, в которых при отклонениях от регламентированных параметров возможен детонационный взрыв в трубопроводах, должны приниматься меры по предупреждению детонационных явлений и предотвращению передачи взрыва в аппараты, связанные этими трубопроводами.

4.5.4. Прокладка трубопроводов должна обеспечивать наименьшую протяженность коммуникаций, исключать провисания и образования застойных зон.

4.5.5. При прокладке трубопроводов через строительные конструкции зданий и другие препятствия принимаются меры, исключающие возможность передачи дополнительных нагрузок на трубы.

4.5.6. Трубопроводы, как правило, не должны иметь фланцевых или других разъемных соединений.

Фланцевые соединения допускаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

4.5.7. Фланцевые соединения размещаются в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа. Не допускается располагать фланцевые соединения трубопроводов с пожаровзрывоопасными, токсичными и едкими веществами над местами, предназначенными для прохода людей, и рабочими площадками.

Материал фланцев, конструкция уплотнения принимаются по соответствующим нормам и стандартам с учетом условий эксплуатации. При выборе фланцевых соединений трубопроводов для транспортирования веществ в условиях, не указанных в этих документах, материал фланцев и конструкция уплотнения принимаются по рекомендациям проектных, конструкторских или научно-исследовательских организаций.

Для технологических трубопроводов со взрывоопасными продуктами на объектах, имеющих в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, не допускается применение фланцевых соединений с гладкой уплотняющей поверхностью, за исключением случаев применения спирально-навитых прокладок.

4.5.8. Конструкция уплотнения, материал прокладок и монтаж

фланцевых соединений должны обеспечивать необходимую степень герметичности разъемного соединения в течение межремонтного периода эксплуатации технологической системы.

4.5.9. В местах подсоединения трубопроводов с горючими продуктами к коллектору предусматривается установка арматуры для их периодического отключения.

При подключении к коллектору трубопроводов технологических блоков I категории взрывоопасности в обоснованных случаях для повышения надежности предусматривается установка дублирующих отключающих устройств.

4.5.10. На междублочных трубопроводах горючих и взрывоопасных сред устанавливается запорная арматура с дистанционным управлением, предназначенная для аварийного отключения каждого отдельного технологического блока. Арматура устанавливается в местах, удобных для обслуживания и ремонта, а также визуального контроля за ее состоянием. Арматура с ручным приводом на трубопроводах технологических блоков, имеющих  $Q_v < 10$ , устанавливается с учетом обеспечения минимального времени приведения ее в действие.

В технологических системах с блоками I категории взрывоопасности должна применяться стальная запорная и запорно-регулирующая арматура.

4.5.11. В технологических системах с блоками II и III категорий взрывоопасности, как правило, применяется стальная арматура, стойкая к коррозионному воздействию рабочей среды в условиях эксплуатации и отвечающая требованиям государственных и отраслевых стандартов, нормативов и настоящих Правил.

Допускается в технологических блоках, имеющих  $Q_v < 10$ , применение арматуры из чугуна и неметаллических конструкционных материалов (пластических масс, стекла и т.п.) при соответствующем обосновании (по результатам специальных исследований), разработке дополнительных мер безопасности в условиях эксплуатации. Меры безопасности должны регламентироваться отраслевыми нормативными документами, согласованными с Госгортехнадзором России.

4.5.12. Арматура с металлическим уплотнением в затворе, применяемая для установки на трубопроводах взрывопожароопасных продуктов, должна соответствовать классу герметичности "А" по ГОСТ 9544-93.

4.5.13. На трубопроводах технологических блоков I категории взрывоопасности с давлением среды  $P > 2,5$  МПа, температурой, равной температуре кипения при регламентированном давлении, и повышен-

ными требованиями по надежности и плотности соединений следует применять арматуру под приварку.

#### 4.6. Противоаварийные устройства

4.6.1. В технологических системах для предупреждения аварий, предотвращения их развития необходимо применять противоаварийные устройства: запорную, запорно-регулирующую арматуру, клапаны, отсекающие и другие отключающие устройства, предохранительные устройства от превышения давления, средства подавления и локализации пламени, автоматические системы подавления взрыва.

4.6.2. Выбор методов и средств, разработка последовательности срабатывания элементов системы защиты, локализация и предотвращение развития аварий определяются в проектной документации по результатам анализа схем (сценариев) возможного развития этих аварий с учетом особенностей технологического процесса и категории взрывоопасности технологических блоков, входящих в объект, и отражаются в технологическом регламенте.

4.6.3. В технологических блоках всех категорий взрывоопасности и во всех системах регулирования соотношения горючих сред с окислителями для аварийного отключения в качестве отсекающих устройств допускается применение запорно-регулирующей арматуры, соответствующей требованиям по быстрдействию и надежности.

4.6.4. Запорная арматура, клапаны, отсекатели и другие устройства, предназначенные для аварийного отключения блока, по быстрдействию должны отвечать следующим требованиям:

быстрдействие отключающих устройств, устанавливаемых на трубопроводах теплоносителя, используемого для испарения горючей жидкости, устанавливается проектом;

источники давления установок с технологическими блоками I-II категорий взрывоопасности должны отключаться одновременно со срабатыванием отсекающей арматуры на линиях нагнетания, быстрдействие которой определяется проектом;

при аварийной разгерметизации оборудования время срабатывания отключающих устройств должно соответствовать требованиям п. 2.21.3 настоящих Правил.

4.6.5. Арматура, клапаны и другие устройства, используемые в системах подачи в технологическую аппаратуру ингибирующих и инертных веществ, по быстрдействию и производительности должны:

в системах подачи инертного газа в технологические блоки всех категорий взрывоопасности обеспечивать объемные скорости ввода

инертного газа, исключая образование взрывоопасных смесей во всех возможных случаях отклонений процесса от регламентированных значений;

в системах ввода ингибирующих веществ технологических блоков всех категорий взрывоопасности обеспечивать необходимые объемные скорости подачи ингибиторов для подавления неуправляемых экзотермических реакций;

на коммуникациях организованного сброса горючих парогазовых и жидких сред технологических блоков всех категорий взрывоопасности исключать возможность выброса этих сред в атмосферу.

4.6.6. При срабатывании средств защиты, устанавливаемых на оборудовании, должна быть предотвращена возможность травмирования обслуживающего персонала, выброса взрывоопасных продуктов в рабочую зону и окружающую среду.

4.6.7. Применяемая для взрывозащиты технологических систем арматура, предохранительные устройства, средства локализации пламени должны изготавливаться специализированными предприятиями в соответствии с требованиями действующей нормативной документации на изготовление, испытание и монтаж этих устройств. К эксплуатации допускаются устройства, прошедшие испытания и имеющие паспорта завода-изготовителя.

4.6.8. Выбор, расчет и эксплуатация средств защиты аппаратов и коммуникаций от превышения давления производятся в соответствии с действующей нормативной документацией.

При установке предохранительных устройств на технологических аппаратах (трубопроводах) с взрывопожароопасными продуктами предусматриваются меры и средства (в том числе и автоматического регулирования процесса), обеспечивающие минимальную частоту их срабатывания.

4.6.9. Средства защиты от распространения пламени (огнепреградители, пламяотсекатели, жидкостные затворы и т.п.) должны устанавливаться на дыхательных и стравливающих линиях аппаратов и резервуаров с ЛВЖ и ГЖ, а также на трубопроводах ЛВЖ и ГЖ, в которых возможно распространение пламени, в том числе работающих периодически или при незаполненном сечении трубопровода, на трубопроводах от оборудования с раскаленным катализатором, пламенным горением и другими источниками зажигания.

Средства защиты от распространения пламени могут не устанавливаться при условии подачи в эти линии инертных газов в количествах, исключая образование в них взрывоопасных смесей. Порядок пода-

чи инертных газов регламентируется.

Конструкция огнепреградителей и жидкостных предохранительных затворов должна обеспечивать надежную локализацию пламени с учетом условий эксплуатации.

4.6.10. Для огнепреградителей и жидкостных предохранительных затворов предусматриваются меры, обеспечивающие надежность их работы в условиях эксплуатации, в том числе при возможности кристаллизации, полимеризации и замерзания веществ.

4.6.11. В резервуары с ЛВЖ, работающие под давлением и относящиеся к блокам I категории взрывоопасности, при возможности возникновения в них вакуума для его гашения и исключения образования взрывоопасной среды должна предусматриваться подача газа инертного по отношению к находящейся в резервуаре среде.

Для резервуаров с ЛВЖ, работающих без давления в блоках I категории взрывоопасности, следует предусматривать меры, предотвращающие образование взрывоопасных смесей либо исключающие источники воспламенения.

4.6.12. Запрещается эксплуатация взрывопожароопасных технологических установок с неисправными или отключенными противоаварийными устройствами и системами подачи инертных и ингибирующих веществ.

Состояние средств противоаварийной защиты, систем подачи инертных и ингибирующих веществ должно периодически контролироваться.

Периодичность и методы контроля определяются проектом и регламентируются.

## **5. Системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной автоматической защиты технологических процессов**

### **5.1. Общие требования**

5.1.1. Системы контроля технологических процессов, автоматического и дистанционного управления (системы управления), системы противоаварийной автоматической защиты (системы ПАЗ), а также системы связи и оповещения об аварийных ситуациях (системы СИО), в том числе поставляемые комплектно с оборудованием, должны отвечать требованиям настоящих Правил, действующей нормативно-технической документации, проектам, регламентам и обеспечивать заданную точ-

ность поддержания технологических параметров, надежность и безопасность проведения технологических процессов.

5.1.2. Выбор систем контроля, управления и ПАЗ, а также СИО по надежности, быстродействию, допустимой погрешности измерительных систем и другим техническим характеристикам осуществляется с учетом особенностей технологического процесса и в зависимости от категории взрывоопасности технологических блоков, входящих в объект.

5.1.3. Оптимальные методы и средства противоаварийной автоматической защиты технологических объектов выбираются на основе анализа их опасностей, условий возникновения и развития возможных аварийных ситуаций, особенностей технологических процессов и аппаратурного оформления. Методики и программные продукты, применяемые для моделирования аварийных ситуаций, должны быть утверждены (согласованы) Госгортехнадзором России.

5.1.4. Размещение электрических средств и элементов систем контроля, управления и ПАЗ, а также связи и оповещения во взрывоопасных зонах производственных помещений и наружных установок, степень взрывозащиты должны соответствовать требованиям ПУЭ.

5.1.5. Во взрывоопасных помещениях и снаружи, перед входными дверями, предусматривается устройство световой и звуковой сигнализации о загазованности воздушной среды.

5.1.6. Средства автоматики, используемые по плану ликвидации аварийных ситуаций, должны быть выделены и обозначены по месту их размещения, в технологическом регламенте и инструкциях.

5.1.7. Системы контроля, управления и ПАЗ, а также связи и оповещения маркируются с нанесением соответствующих надписей, четко отражающих их функциональное назначение, величины уставок защиты, критические значения контролируемых параметров.

5.1.8. Размещение систем контроля, управления и ПАЗ, а также связи и оповещения осуществляется в местах, удобных и безопасных для обслуживания. В этих местах должны быть исключены вибрация, загрязнение продуктами технологии, механические и другие вредные воздействия, влияющие на точность, надежность и быстродействие систем.

При этом предусматриваются меры и средства демонтажа систем и их элементов без разгерметизации оборудования и трубопроводов.

### **5.2. Системы управления технологическими процессами**

5.2.1. Процессы, имеющие в своем составе объекты с технологическими блоками I категории взрывоопасности, оснащаются, как правило, автоматическими системами управления на базе электронных сред-

ств контроля и автоматики, включая средства вычислительной техники.

5.2.2. Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) на базе средств вычислительной техники должна соответствовать требованиям ГОСТ 24.104-85, техническому заданию на них и обеспечивать:

постоянный контроль за параметрами процесса и управление режимом для поддержания их регламентированных значений;

регистрацию срабатывания и контроль за работоспособным состоянием средств ПАЗ;

постоянный контроль за состоянием воздушной среды в пределах объекта;

постоянный анализ изменения параметров в сторону критических значений и прогнозирование возможной аварии;

действие средств управления и ПАЗ, прекращающих развитие опасной ситуации;

действие средств локализации аварийной ситуации, выбор и реализацию оптимальных управляющих воздействий;

проведение операций безаварийного пуска, остановки и всех необходимых для этого переключений;

выдачу информации о состоянии безопасности на объекте в вышестоящую систему управления.

5.2.3. В помещениях управления должна предусматриваться световая и звуковая сигнализация предупредительных значений параметров процесса, которые определяют его взрывоопасность.

### 5.3. Системы противоаварийной автоматической защиты

5.3.1. Надежность и время срабатывания систем противоаварийной автоматической защиты определяются разработчиками систем ПАЗ с учетом требований технологической части проекта. При этом учитываются категория взрывоопасности технологических блоков, входящих в объект, и время развития возможной аварии.

Время срабатывания системы защиты должно быть таким, чтобы исключалось опасное развитие процесса.

В системах ПАЗ запрещается применение многоточечных приборов контроля параметров, определяющих взрывоопасность процесса.

5.3.2. Для взрывоопасных технологических объектов системы контроля, управления и ПАЗ должны проходить комплексное опробование по специальным программам. Серийно выпускаемые приборы проходят специальную отбраковку по результатам дополнительных стендовых испытаний на предприятиях-изготовителях приборов (с соответствующей

отметкой в паспортах) и должны удовлетворять следующим требованиям по надежности:

закон распределения вероятностей отказов должен быть нормальным (гауссовским);

среднеквадратическое отклонение отказов  $[X]$  — не более 0,2 величины математического ожидания  $M[X]$ ;

период приработки приборов — не менее 360 ч непрерывной работы, что подтверждается соответствующей документацией;

эксплуатация элементов и приборов осуществляется в период от момента окончания приработки до 0,3 величины математического ожидания  $M[X]$ .

5.3.3. Выбор системы ПАЗ технологических объектов и ее элементов осуществляется исходя из условий обеспечения ее работы при выполнении требований по эксплуатации, обслуживанию и ремонту в течение всего межремонтного пробега защищаемого объекта.

Нарушение работы системы управления не должно влиять на работу системы ПАЗ.

5.3.4. Системы ПАЗ и управления технологическими процессами должны исключать их срабатывание от случайных и кратковременных сигналов нарушения нормального хода технологического процесса, в том числе и в случае переключений на резервный или аварийный источник электропитания.

5.3.5. В случае отключения электроэнергии или прекращения подачи сжатого воздуха для питания систем контроля и управления системы ПАЗ обеспечивают перевод технологического объекта в безопасное состояние. Необходимо исключить возможность произвольных переключений в этих системах при восстановлении питания.

Возврат технологического объекта в рабочее состояние после срабатывания ПАЗ выполняется обслуживающим персоналом по инструкции.

5.3.6. В проектной документации, технологических регламентах и перечнях систем ПАЗ объектов с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности наряду с уставками защиты по опасным параметрам указываются границы критических значений параметров.

5.3.7. Значения уставок систем защиты определяются с учетом погрешностей срабатывания сигнальных устройств средств измерения, быстрого действия системы, возможной скорости изменения параметров и категории взрывоопасности технологического блока. При этом время срабатывания систем защиты должно быть меньше времени, необходимого для перехода параметра от предупредительного до предельно до-

пустимого значения.

Значения уставок приводятся в проекте и технологическом регламенте.

5.3.8. Для объектов с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности предусматривается предаварийная сигнализация по предупредительным значениям параметров, определяющих взрывоопасность объектов.

5.3.9. Исполнительные механизмы систем ПАЗ, кроме указателей крайних положений непосредственно на этих механизмах, должны иметь устройства, позволяющие выполнять индикацию крайних положений в помещении управления.

5.3.10. Надежность систем ПАЗ обеспечивается аппаратурным резервированием различных типов (дублирование, троирование), временной и функциональной избыточностью и наличием систем диагностики и самодиагностики. Достаточность резервирования и его тип обосновываются разработчиком проекта.

5.3.11. Надежность контроля параметров, определяющих взрывоопасность процесса, на объектах с технологическими блоками I и II категорий взрывоопасности обеспечивается дублированием систем контроля параметров, наличием систем самодиагностики с индикацией рабочего состояния, контролем значений технологически связанных (косвенно) параметров.

Технические решения по обеспечению надежности контроля параметров, имеющих критические значения, на объектах с технологическими блоками III категории взрывоопасности разрабатываются и обосновываются разработчиком проекта.

5.3.12. Установка деблокирующих ключей в схемах ПАЗ объектов с блоками всех категорий взрывоопасности допускается только для обеспечения пуска, остановки или переключений. Количество таких ключей должно быть минимальным. При этом предусматриваются устройства, регистрирующие все случаи отключений параметров защиты и их продолжительность.

5.3.13. Контроль за параметрами, определяющими взрывоопасность технологических процессов с блоками I категории взрывоопасности, осуществляется не менее чем от двух независимых датчиков с раздельными точками отбора.

5.3.14. Перечень контролируемых параметров, определяющих взрывоопасность процесса в каждом конкретном случае, составляется разработчиком процесса.

## 5.4. Автоматические средства газового анализа

5.4.1. Для контроля загазованности (по ПДК и НКПВ) в производственных помещениях, рабочей зоне открытых наружных установок предусматриваются, как правило, средства автоматического газового анализа с сигнализацией предельно допустимых величин. При этом все случаи загазованности должны фиксироваться приборами.

5.4.2. Места установки и количество датчиков или пробоотборных устройств анализаторов определяются в проекте.

## 5.5. Энергетическое обеспечение систем контроля, управления и ПАЗ

5.5.1. Системы контроля, управления и ПАЗ объектов с технологическими блоками I категории взрывоопасности по обеспечению надежности электроснабжения относятся к особой группе электроприемников I категории в соответствии с ПУЭ.

Необходимость отнесения систем контроля, управления и ПАЗ объектов с технологическими блоками II и III категорий взрывоопасности к электроприемникам особой группы определяется проектом.

5.5.2. Мощность третьего независимого источника электроснабжения, предназначенного для питания систем контроля, управления и ПАЗ объектов с технологическими блоками I категории взрывоопасности, должна обеспечить работу всех элементов системы, задействованных в безаварийной остановке технологического объекта.

5.5.3. Для пневматических систем контроля, управления и ПАЗ предусматриваются отдельные установки и отдельные сети сжатого воздуха.

5.5.4. Воздух для воздушных компрессоров и систем КИПиА должен быть очищен от пыли, масла, влаги.

Качество сжатого воздуха должно соответствовать ГОСТ 17433-80 и быть не ниже I класса загрязненности.

5.5.5. Системы обеспечения сжатым воздухом средств управления и ПАЗ должны иметь буферные емкости (реципиенты), обеспечивающие питание воздухом систем контроля, управления и ПАЗ при остановке компрессоров в течение времени, достаточного для безаварийной остановки объекта, что должно быть подтверждено расчетом, но не менее 1 ч. Запрещается использование сжатого воздуха не по назначению.

5.5.6. На вводе в цех предусматриваются пробоотборные устройства для анализа загрязненности сжатого воздуха. Периодичность анализов определяется действующей нормативно-технической документацией.

5.5.7. Помещения управления технологическими объектами и установки компримирования воздуха должны оснащаться световой и звуковой сигнализацией падения давления сжатого воздуха в сети до буферных емкостей (реципиентов).

5.5.8. Запрещается использование инертного газа для питания систем КИПиА.

## **5.6. Метрологическое обеспечение систем контроля, управления и ПАЗ**

5.6.1. На предприятии должна иметься служба обеспечения единства и точности измерений технологических параметров в соответствии с ГОСТ 1.25-76 "Метрологическое обеспечение. Основные положения".

5.6.2. Средства измерения, входящие в систему контроля, управления и ПАЗ, проходят государственные испытания и поверку.

5.6.3. Информационно-измерительные системы (ИИС) проходят аттестацию и метрологическую поверку в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

5.6.4. Анализаторы состава газов и жидкостей подвергаются метрологической аттестации и поверке совместно с устройствами подготовки и отбора пробы, если они влияют на результаты анализа.

Средства газового анализа обеспечиваются аттестованными поверочными газовыми смесями.

## **5.7. Размещение и устройство помещений управления и анализаторных помещений**

5.7.1. Объемно-планировочные решения, конструкция зданий, помещений и вспомогательных сооружений для систем контроля, управления, ПАЗ и газового анализа, их размещение на территории взрывопожароопасных объектов осуществляются на основе требований действующих строительных норм и правил, ПУЭ, других нормативно-технических документов и настоящих Правил.

5.7.2. Помещения управления и анализаторные помещения устраиваются, как правило, отдельно стоящими, вне взрывоопасной зоны. Допускается в отдельных случаях при соответствующем обосновании пристраивать их к зданиям с взрывоопасными зонами. При этом запрещается:

размещение над (или под) взрывопожароопасными помещениями, помещениями с химически активной и вредной средой, приточными и вытяжными венткамерами, помещениями с мокрыми процессами;

размещение в них оборудования и других устройств, не связанных с системой управления технологическим процессом;

транзитная прокладка трубопроводов, воздухопроводов, кабелей и т.п. через помещения управления; устройство парового или водяного отопления; ввод пожарных водопроводов, импульсных линий и других трубопроводов с горючими, взрывоопасными и вредными продуктами.

5.7.3. Помещения управления должны удовлетворять следующим требованиям:

иметь воздушное отопление и установки для кондиционирования воздуха (в обоснованных случаях допускается устройство водяного отопления в помещениях управления, не имеющих электронных приборов);

воздух, подаваемый в помещения управления, должен быть очищен от газов, паров и пыли и соответствовать требованиям по эксплуатации устанавливаемого оборудования и санитарным нормам;

полы в помещениях управления должны быть теплыми и неэлектропроводными, кабельные каналы и двойные полы должны соответствовать требованиям п. 2.3.115 ПУЭ;

средства или системы пожаротушения должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации;

в помещении управления предусматривается световая и звуковая сигнализация о загазованности производственных помещений и территории управляемого объекта.

5.7.4. Для систем ПАЗ в обоснованных случаях необходимо предусматривать щиты (или панели) с мнемосхемами структуры блокировок, которые должны оснащаться световыми устройствами, сигнализирующими о состоянии блокировок, источников энергопитания и исполнительных органов.

5.7.5. Анализаторные помещения должны соответствовать следующим требованиям:

иметь предохраняющие конструкции<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Предохраняющие конструкции — конструктивные элементы здания, которые при взрыве внутри помещения обеспечивают высвобождение энергии взрыва, предотвращая от разрушения основные элементы здания\* (\* — ред. авт.).

объем анализаторного помещения и технические характеристики систем вентиляции определяются исходя из условий, при которых в помещении в течение 1 ч должна быть исключена возможность образования взрывоопасной концентрации анализируемых продуктов при полном разрыве газоподводящей трубки одного анализатора независимо от их числа в помещении при наличии ограничителей расхода и давления этих продуктов; при невозможности обеспечения этого условия, кроме обще-

обменной вентиляции, в помещении должна предусматриваться аварийная вентиляция, которая автоматически включается в случае, когда концентрация обращающихся веществ в воздухе помещения достигает 20% нижнего концентрационного предела взрываемости.

5.7.6. Запрещается вводить в анализаторное помещение пробоотборные трубки с давлением выше, чем это требуется для работы анализатора.

Ограничители расхода и давления на пробоотборных устройствах должны размещаться в безопасном месте, вне анализаторного помещения.

Избыток анализируемого вещества после завершения анализа должен, как правило, возвращаться в технологическую систему или утилизироваться.

5.7.7. Баллоны с поверочными газами и смесями, газами-носителями, эталонами и т.п. должны отвечать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

Запрещается их размещение в зданиях. Места и порядок размещения, хранения и использования баллонов определяются проектом.

5.7.8. В анализаторных помещениях запрещается постоянное пребывание людей.

5.7.9. Анализаторы должны иметь защиту от воспламенения и взрыва по газовым линиям.

## **5.8. Системы связи и оповещения**

5.8.1. Объекты, имеющие в своем составе технологические блоки всех категорий взрывоопасности, а также технологически связанные с ними другие объекты оборудуются системами двусторонней громкоговорящей и телефонной связи.

Двусторонняя громкоговорящая связь в обоснованных случаях предусматривается для объектов с технологическими блоками I категории взрывоопасности с персоналом диспетчерских пунктов, штабом ГО промышленного объекта, службами ВГСС, ВПЧ, сливноналивными пунктами, складами и насосными горючих, сжиженных и вредных продуктов.

Перечень производственных подразделений, с которыми устанавливается связь, вид связи определяются разработчиком проекта в зависимости от особенностей технологического процесса, условий производства с учетом категории взрывоопасности технологических блоков, входящих в них, и других факторов.

5.8.2. В технологических блоках всех категорий взрывоопасности предусматриваются технические средства, обеспечивающие оповещение

об обнаружении, локализации и ликвидации опасных залповых и других химических выбросов, при этом информация, включая данные прогнозирования о путях возможного распространения взрывоопасного (или вредного химического) облака, должна передаваться службе ВГСС, ГО промышленного объекта и диспетчеру предприятия, а также в вышестоящую систему управления.

5.8.3. В помещениях управления производствами, имеющими в своем составе блоки I категории взрывоопасности, на наружных установках, в помещении диспетчера предприятия, штабе ГО промышленного объекта и ближайшего населенного пункта предусматривается установка постов управления и сирен для извещения об опасных выбросах химических веществ.

Средства оповещения по внешнему оформлению должны отличаться от аналогичных средств промышленного использования, их размещение и устройство — исключать доступ посторонних лиц и возможность случайного использования. Сигнальные устройства систем оповещения пломбируются.

5.8.4. Организация и порядок оповещения производственного персонала и гражданского населения об аварийной ситуации, ответственность за поддержание в состоянии готовности технических средств и соответствующих служб и ликвидацию угрозы химического поражения определяются планами ликвидации аварийных ситуаций.

## **5.9. Эксплуатация систем контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения**

5.9.1. За правильностью эксплуатации систем контроля, управления и ПАЗ устанавливается контроль.

5.9.2. Запрещаются ведение технологических процессов и работа оборудования с неисправными или отключенными системами контроля, управления и ПАЗ.

5.9.3. Допускается в исключительных случаях для непрерывных процессов по письменному разрешению руководителя предприятия кратковременное отключение защиты по отдельному параметру только в дневную смену. При этом разрабатываются организационно-технические мероприятия и проект организации работ, обеспечивающие безопасность технологического процесса и производства работ. Продолжительность отключения должна определяться проектом организации работ.

Отключение предаварийной сигнализации в этом случае не допускается.

Запрещается ручное деблокирование в системах автоматического

управления технологическими процессами.

5.9.4. На период замены элементов системы контроля или управления предусматриваются меры и средства, обеспечивающие безопасное проведение процесса в ручном режиме.

В проекте, технологическом регламенте и инструкциях определяются стадии процесса или отдельные параметры, управление которыми в ручном режиме не допускается.

5.9.5. Для объектов с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности в системах контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения запрещается использовать приборы, устройства и другие элементы, отработавшие свой назначенный срок службы.

5.9.6. Сменному технологическому персоналу разрешается производить только аварийные отключения отдельных приборов и средств автоматизации в соответствии с указаниями инструкций для работающих.

Наладку и ремонт систем контроля, управления и ПАЗ производят работники службы КИПиА.

### **5.10. Монтаж, наладка и ремонт систем контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения**

5.10.1. Запорная регулирующая арматура, исполнительные механизмы, участвующие в схемах контроля, управления и ПАЗ технологических процессов, после ремонта и перед установкой по месту должны проходить периодические испытания на быстродействие, прочность и плотность закрытия с оформлением актов или с записью в паспорте, журнале. Периодичность испытаний регламентируется.

5.10.2. Работы по монтажу, наладке, ремонту, регулировке и испытанию систем контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения должны исключать искрообразование. На проведение таких работ во взрывоопасных зонах оформляется наряд-допуск, разрабатываются меры, обеспечивающие безопасность организации и проведения работ.

5.10.3. При снятии средств контроля, управления и ПАЗ, связи и оповещения в ремонт, наладку или поверку должна производиться немедленная замена снятых средств на идентичные по всем параметрам.

5.10.4. Ремонт взрывозащищенного электрооборудования должен осуществляться в соответствии с требованиями РД 16.407-95 "Ремонт взрывозащищенного и рудничного электрооборудования", системой ТО и ремонта систем измерения и автоматизации и другой действующей нормативно-технической документацией.

## **6. Электрообеспечение и электрооборудование взрывоопасных технологических систем**

6.1. Устройство, монтаж, обслуживание и ремонт электроустановок должны соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок, Правил технической эксплуатации и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, строительных норм и правил, государственных стандартов и настоящих Правил.

6.2. На взрывозащищенное электрооборудование, закупаемое по импорту, в Госгортехнадзоре России оформляется в установленном порядке разрешение на его применение.

6.3. Электроснабжение объектов, имеющих в своем составе технологические блоки I категории взрывоопасности, осуществляется не ниже, чем по I категории надежности. При этом должна быть обеспечена возможность безаварийного перевода технологического процесса в безопасное состояние во всех режимах функционирования производства, в том числе и при одновременном прекращении подачи электроэнергии от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

6.4. Электроприемники технологических систем, имеющих в своем составе блоки II и III категорий взрывоопасности, в зависимости от конкретных условий эксплуатации и особенностей технологического процесса по обеспечению надежности электроснабжения должны относиться к электроприемникам I или II категории.

6.5. Линии электроснабжения от внешних источников, независимо от класса напряжения, питающие потребителей особой группы I категории надежности электроснабжения, не должны оборудоваться устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР).

6.6. Прокладку кабелей по территории предприятий и установок рекомендуется выполнять открыто: по эстакадам, в галереях и на кабельных конструкциях.

Допускается также прокладка кабелей в каналах, засыпанных песком, и траншеях. Кабельные эстакады и галереи могут быть как самостоятельными, так и на общих строительных конструкциях с технологической эстакадой. Размещать кабельные сооружения на технологических эстакадах следует с учетом обеспечения монтажа и демонтажа трубопроводов в соответствии с требованиями глав 2.3 и 7.3 ПУЭ и Инструкции по проектированию электроснабжения промышленных предприятий СН 174-75.

Кабели, прокладываемые по территории технологических установок и производств, должны иметь изоляцию и оболочку из материалов, не распространяющих горение. Выбор изоляции и оболочек кабелей

должен производиться с учетом вредного воздействия на них паров продуктов, имеющих в зоне прокладки. Запрещается применение проводов и кабелей с полиэтиленовой изоляцией или оболочкой.

6.7. Электроосвещение наружных технологических установок должно иметь дистанционное включение из операторной и местное — по зонам обслуживания.

6.8. При проведении ремонтных работ в условиях стесненности, возможной загазованности, в том числе внутри технологических аппаратов, освещение, как правило, обеспечивается с помощью переносных взрывозащищенных аккумуляторных светильников в соответствующем месте исполнения или переносных светильников во взрывобезопасном исполнении, отвечающих требованиям ПУЭ.

6.9. Электроснабжение аварийного освещения рабочих мест, с которых при необходимости осуществляется аварийная остановка производства, относящегося к особой группе I категории надежности, должно осуществляться по той же категории надежности.

6.10. На высотных колоннах, аппаратах и другом технологическом оборудовании заградительные огни должны быть во взрывозащищенном исполнении.

6.11. Технологические установки и производства оборудуются стационарной сетью для подключения сварочного электрооборудования.

6.12. Для подключения сварочных аппаратов должны применяться коммутационные ящики (шкафы).

6.13. Сеть для подключения сварочных аппаратов нормально должна быть обесточена. Подача напряжения в эту сеть и подключение сварочного электрооборудования выполняются в соответствии с требованиями ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей при наличии разрешения на проведение огневых работ.

6.14. Должны быть предусмотрены меры, исключающие возможность подачи напряжения в сеть по п. 6.16 без наличия разрешения.

6.15. Порядок проведения электросварочных работ должен соответствовать требованиям Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, утвержденной Госгортехнадзором России.

6.16. Устройства для подключения передвижного и переносного электрооборудования размещаются вне взрывоопасных зон.

## **7. Отопление и вентиляция**

7.1. Системы отопления и вентиляции по назначению, устройству, техническим характеристикам, исполнению, обслуживанию и условиям эксплуатации должны соответствовать требованиям строительных норм и правил, санитарных норм проектирования промышленных предприятий, государственных стандартов и настоящих Правил.

7.2. Устройства систем вентиляции, в том числе аварийной, кратность воздухообмена определяются условиями обеспечения надежного и эффективного проветривания.

Для помещений с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности оценка возможности использования всех видов вентиляции при аварийных, залповых максимально возможных выбросах горючих и токсичных продуктов из технологического оборудования в помещение осуществляется при проектировании и отражается в технологической и эксплуатационной документации.

7.3. Порядок эксплуатации, обслуживания, ремонта, наладки и проведения инструментальной проверки на эффективность работы систем вентиляции определяется отраслевыми положениями и инструкциями по эксплуатации промышленной вентиляции.

7.4. Устройство воздухозабора для приточных систем вентиляции необходимо предусматривать из мест, исключающих попадание в систему вентиляции взрывоопасных паров и газов во всех режимах работы производства.

7.5. Устройство выбросов воздуха от систем общеобменной и аварийной вытяжной вентиляции должно обеспечивать эффективное рассеивание и исключать возможность взрыва в зоне выброса и образования взрывоопасных смесей над территорией предприятия, в том числе у стационарных источников зажигания.

7.6. Система местных отсосов, удаляющая взрывопожароопасные пыль и газы, должна быть оборудована блокировками, исключающими пуск и работу конструктивно связанного с ней технологического оборудования при неработающем отсосе.

7.7. Для систем аварийной вентиляции предусматривается их автоматическое включение по срабатыванию установленных в помещении сигнализаторов до взрывных концентраций или от газоанализаторов при превышении предельно допустимых концентраций взрывоопасных паров и газов.

7.8. В системах вентиляции предусматриваются меры и средства, исключающие поступление взрывопожароопасных паров и газов по воз-

духоводам из одного помещения в другое.

7.9. Исполнение вентиляционного оборудования, воздуховодов, элементов для вытяжных вентиляционных систем (шиберы, заслонки, клапаны) должно предусматривать исключение источника зажигания механического (удар, трение) или электрического (статическое электричество) происхождения.

Вентиляторы должны отвечать требованиям Правил устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов.

7.10. Воздуховоды систем вентиляции, места соединений их участков друг с другом и с вентиляторами должны быть герметизированы и исключать поступление воздуха, содержащего взрывоопасные пары и газы, в систему приточной вентиляции.

7.11. Для вытяжных вентиляционных систем, на внутренних поверхностях воздуховодов и оборудования (вентиляторов) которых возможно образование (конденсация, осаждение) жидких или твердых взрывопожароопасных продуктов, предусматриваются периодическая очистка систем от этих продуктов, а также оснащение в случае необходимости стационарными системами пожаротушения. Периодичность и порядок выполнения работ по очистке определяются отраслевыми нормативами.

7.12. Электрооборудование вентиляционных систем, устанавливаемое в производственных помещениях, снаружи здания и в помещениях вентиляционного оборудования (венткамерах), по уровням и видам взрывозащиты, группам и температурным классам выбирается в соответствии с требованиями ПУЭ.

7.13. Все металлические воздуховоды и оборудование вентиляционных систем (приточных и вытяжных) необходимо заземлять согласно требованиям Правил защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности и ПУЭ.

7.14. В помещениях управления и в производственных помещениях следует предусматривать сигнализацию об исправной работе вентиляционных систем.

7.15. В помещениях со взрывопожароопасными технологическими процессами преимущественно предусматривается воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. Допускается применение водяного или парового отопления помещений при условии, что обращающиеся в процессе вещества не образуют с водой взрывоопасных продуктов. Максимальная температура поверхностей нагрева систем отопления не должна превышать 80% температуры самовоспламенения вещества,

имеющего самую низкую температуру самовоспламенения из обращающихся в процессе веществ.

7.16. Устройство системы отопления (водяного, парового), применяемые элементы и арматура, расположение при прокладке их над электропомещениями и помещениями КИПиА должны исключать попадание влаги в эти помещения при всех режимах эксплуатации и обслуживания этих систем.

7.17. Узел ввода теплоносителя может располагаться: в помещениях систем приточной вентиляции (в вентиляционной камере);

в самостоятельном помещении с отдельным входом с лестничной клетки или из невзрывопожароопасных производственных помещений;

в производственных помещениях, в которых допускается применение водяного или парового отопления.

## **8. Водопровод и канализация**

8.1. Проектирование, строительство и эксплуатация водопровода и канализации взрывопожароопасных производств выполняются в соответствии с требованиями санитарных и строительных норм и правил, отраслевых нормативов и настоящих Правил.

Состав сбрасываемых с общезаводских очистных сооружений стоков регламентируется в соответствии с требованиями санитарных норм, а при их отсутствии — в соответствии с отраслевыми нормативами.

8.2. По каждому технологическому объекту должны определяться возможные составы, температура и количество направляемых в канализацию промышленных стоков. Организация отвода стоков от различных объектов должна исключать образование осадков и забивку канализации, а при смешивании — возможность образования взрывоопасных продуктов и твердых частиц.

8.3. Обслуживание, ремонт и другие работы на системах водопровода и канализации, относящиеся к газоопасным, выполняются в соответствии с требованиями Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором России.

8.4. Системы канализации технологических объектов должны обеспечивать удаление и очистку химически загрязненных технологических, смывных и других стоков, образующихся как при регламентированных режимах работы производства, так и в случаях аварийных выбросов.

Запрещается сброс этих стоков в магистральную сеть канализации

без предварительной очистки, за исключением случаев, когда магистральная сеть предназначена для приема таких стоков.

8.5. Меры по очистке стоков и удалению взрывопожароопасных продуктов должны исключать возможность образования в системе канализации взрывоопасной концентрации паров и газов.

8.6. Для технологических объектов, как правило, необходимо предусматривать локальные очистные сооружения.

8.7. Сооружения локальной очистки на входе и выходе потоков сбросов должны оснащаться средствами контроля содержания взрывоопасных продуктов и сигнализации превышения допустимых значений.

8.8. Для очистных сооружений объектов с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности при возможности залповых сбросов взрывопожароопасных продуктов в канализацию предусматриваются автоматические системы контроля и сигнализации. Способы контроля, его периодичность выбираются с учетом конкретных условий производства, обеспечения эффективности этого контроля и регламентируются.

8.9. Запрещается располагать колодцы на сетях канализации под эстакадами технологических трубопроводов и в пределах отбортовок и обвалований оборудования наружных установок, содержащих взрывоопасные продукты.

8.10. Водоснабжение технологических объектов в каждом конкретном случае предусматривается с учетом особенностей технологического процесса и исключения аварий и выбросов взрывопожароопасных продуктов в окружающую среду.

Для объектов с технологическими блоками I категории взрывоопасности в зависимости от конкретных условий проведения процесса могут предусматриваться резервные источники водоснабжения с системой их автоматического включения.

8.11. Водоснабжение технологических систем предусматривается преимущественно с использованием замкнутой системы водооборота.

Электроснабжение водооборотной системы обеспечивается по той же категории надежности, как и наиболее ответственный потребитель оборотной воды.

Для технологических объектов с блоками всех категорий взрывоопасности и технологических объектов с повышенными требованиями по теплосъему (аппараты с экзотермическими процессами и др.) обратное водоснабжение предусматривается с использованием систем водоподготовки, исключающих снижение эффективности теплообмена и забивку теплообменной аппаратуры.

8.12. Для систем оборотного водоснабжения технологических объектов при возможности попадания в воду взрывопожароопасных и токсичных веществ предусматриваются средства контроля и сигнализации их содержания на выходе из технологических аппаратов (на коллекторе), а также меры, исключающие попадание этих веществ в водооборотную систему.

8.13. Запрещается прямое соединение канализации химически загрязненных стоков с хозяйственно-бытовой канализацией без гидрозатворов. При возможности попадания в стоки взрывопожароопасных и токсичных веществ предусматриваются средства контроля и сигнализации за их содержанием на выходе с установок (на коллекторе), а также меры, исключающие попадание этих веществ в хозяйственно-бытовую канализацию.

## **9. Планировочные решения**

9.1. Размещение предприятия, имеющего в своем составе взрывоопасные технологические объекты, планировка его территории, объемно-планировочные решения строительных объектов должны осуществляться в соответствии с требованиями строительных норм и правил, норм технологического проектирования, ведомственных норм и настоящих Правил.

9.2. На территории предприятия, имеющего в своем составе взрывопожароопасные производства, не допускается наличие природных оврагов, выемок, низин и устройство открытых траншей, котлованов, приямков, в которых возможно скопление взрывопожароопасных паров и газов; запрещается траншейная и наземная в искусственных или естественных углублениях прокладка трасс трубопроводов с ЛВЖ, ГЖ и сжиженными горючими газами.

9.3. Технологические объекты, помещения производственного, административно-хозяйственного, бытового назначения и места постоянного или временного пребывания людей на территории, находящейся при аварии в пределах опасной зоны, оснащаются эффективными системами оповещения персонала об аварийной ситуации на технологическом объекте.

Планами ликвидации аварийных ситуаций должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварийной ситуации.

9.4. Для вновь проектируемых взрывопожароопасных объектов необходимо обеспечить следующие требования:

здания, в которых расположены помещения управления (операторные), должны находиться вне зон разрушения или быть устойчивы к воздействию ударной волны и иметь в этом случае автономные средства обеспечения в аварийной ситуации нормального функционирования систем и жизнеобеспечения людей;

административно-бытовые и другие здания, в которых предусмотрено постоянное пребывание людей, должны находиться вне зон разрушения;

объекты общезаводского назначения (электроснабжения, пароснабжения, водоснабжения и др.) должны располагаться вне зон разрушения или быть устойчивы к воздействию ударной волны.

9.5. Для каждого объекта с технологическими блоками всех категорий взрывоопасности определяются расчетным путем зоны, в границах которых концентрация парогазового облака, образовавшегося в результате аварии, сохраняет нижний предел взрываемости. В плане ликвидации аварийных ситуаций должны быть определены действия персонала предприятия при аварии, исключающие образование источников зажигания парогазового облака в границах установленной зоны.

## **10. Обслуживание и ремонт технологического оборудования и трубопроводов**

10.1. Порядок организации и проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования с учетом конкретных условий его эксплуатации определяется отраслевыми Положениями (Системами) по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования.

10.2. Техническое обслуживание предусматривает комплекс работ по обеспечению работоспособности оборудования между ремонтами, в том числе при устранении неполадок, не требующих остановки производства, и осуществляется обслуживающим и технологическим персоналом в соответствии с требованиями нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и эксплуатации оборудования.

10.3. Ремонт технологического оборудования проводится как при полностью остановленных объектах (установках), так и при их эксплуатации в зависимости от вида оборудования, наличия резерва, продолжительности межремонтного пробега, вида и объема ремонта (в том числе и при устранении выявленных неполадок).

10.4. Проведение ремонтов отдельных видов оборудования на объектах с технологическими блоками I-II категорий взрывоопасности в

условиях действующего производства осуществляется в соответствии с требованиями отраслевых инструкций о порядке безопасного проведения ремонтных работ.

10.5. Оборудование к ремонту должно подготавливаться технологическим персоналом и сдаваться руководителю ремонтных работ с отметкой в журнале или акте сдачи оборудования в ремонт о выполненных подготовительных работах и мероприятиях с обязательным оформлением наряда-допуска.

10.6. Порядок сдачи оборудования в ремонт должен отвечать требованиям государственных стандартов и других нормативных документов и инструкций, разработанных отраслевыми министерствами (ведомствами) и предприятиями.

10.7. Все материалы, применяемые в ремонте, подлежат входному контролю и на них должны быть документы, подтверждающие требуемое качество.

10.8. Газоопасные работы, связанные с подготовкой оборудования к ремонту и проведением ремонта, должны производиться в соответствии с требованиями имеющейся на предприятии Инструкции по организации газоопасных работ, разработанной на основании Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором России.

10.9. Ремонтные работы с применением открытого огня должны производиться в соответствии с требованиями имеющейся на предприятии Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, разработанной на основании Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, утвержденной Госгортехнадзором России, и Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ-01-93).

10.10. В процессе ремонта оборудования технологических блоков всех категорий взрывоопасности проводятся соответствующие виды контроля с применением наиболее эффективных средств диагностики, промежуточные и индивидуальные испытания. Результаты контроля и испытаний отражаются в соответствующих исполнительных документах.

При положительных результатах индивидуального испытания (обкатки) оборудования и при соответствии исполнительной документации нормативным требованиям производится оценка качества ремонта по каждой единице оборудования и приемка его в эксплуатацию.

10.11. Оценка качества ремонта оборудования (кроме техобслуживания и текущего ремонта) определяется заказчиком и исполнителем ре-

монта с участием работника технического надзора предприятия и указывается в акте на сдачу оборудования из ремонта.

10.12. Отремонтированное оборудование допускается к эксплуатации, если в процессе ремонта соблюдены все требования нормативно-технических документов, показатели технических параметров (разрешенное давление в аппарате, производительность и напор компрессора или насоса и т.д.) и показатели надежности соответствуют паспортным данным и обеспечивается установленный для данного оборудования режим работы.

10.13. Законченный ремонт объект (блок, установка) принимается по акту комиссией и допускается к эксплуатации после тщательной проверки сборки технологической схемы, снятия заглушек, испытания систем на герметичность, проверки работоспособности систем сигнализации, управления и ПАЗ, эффективности и времени срабатывания междублочных отключающих (отсекающих) устройств, наличия и исправного состояния средств локализации пламени и предохранительных устройств, соответствия установленного электрооборудования требованиям ПУЭ, исправного состояния и требуемой эффективности работы вентиляционных систем; комиссией также проверяются полнота и качество исполнительной ремонтной документации, состояние территории объекта и рабочих мест, готовность обслуживающего персонала к осуществлению своих основных обязанностей и другие требования, предусмотренные нормативно-технической документацией.

Акт о приемке из ремонта объекта, разрешающий его пуск в эксплуатацию, утверждается главным инженером предприятия.

10.14. Ремонт аппаратуры, оборудования в действующих производствах должен осуществляться с привлечением минимально обоснованной численности ремонтного персонала и при разработке специальных мер безопасности.

10.15. Вывод установок из эксплуатации на длительный период и ввод этих установок в эксплуатацию после длительных остановок должны осуществляться в соответствии с нормативами, регламентирующими эти процедуры.

## **ПРАВИЛА ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ**

Утверждено Российской государственной нефтегазовой корпорацией  
"Роснефтегаз" 6 июня 1992 г.  
Извлечения

### **1. Общие положения**

#### **1.1. Область применения Правил**

1.1.1. Настоящие Правила распространяются на производственные объекты магистральных нефтепродуктопроводов компании "Транснефть" и обязательны для всех предприятий и организаций, в ведении которых находятся магистральные нефтепроводы и объекты транспортирования ШФЛУ.

1.1.2. Объекты магистральных нефтепроводов и ШФЛУ должны эксплуатироваться в соответствии с проектом, исполнительной документацией (паспортом), техническим регламентом и настоящими Правилами.

1.1.3. При ремонте и реконструкции объектов должны также выполняться требования нормативных и нормативно-технических документов (НД и НТД), правил пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ и других правил.

1.1.4. На объектах магистральных нефтепродуктопроводов, расположенных на территории Гослесфонда, кроме настоящих Правил должны выполняться требования, установленные Правилами пожарной безопасности в лесах СССР.

1.1.5. По вопросам, не оговоренным в настоящих Правилах следует руководствоваться Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85, ГОСТ 12.1.004-91, Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий, правилами по эксплуатации объектов и другими НТД.

## 1.2. Организация работы по обеспечению пожарной безопасности на производстве

1.2.1. Руководители объединений, предприятий и организаций (далее по тексту — предприятий) обязаны:

обеспечивать выполнение действующих законов, постановлений и распоряжений руководящих органов, предписаний Государственного пожарного надзора (ГПН);

организовать на подведомственных объектах изучение и выполнение настоящих Правил всеми работниками предприятий;

организовать на объектах обучение и инструктаж рабочих, инженерно-технических работников и служащих по вопросам пожарной безопасности;

предусматривать необходимые ассигнования на выполнение противопожарных мероприятий и приобретение средств пожаротушения;

решать в установленном порядке вопросы организации ведомственной или вневедомственной пожарной охраны объектов;

назначать приказом по предприятию с записью в должностных инструкциях ответственных лиц за пожарную безопасность конкретных объектов, содержание и эксплуатацию средств противопожарной защиты, средств аварийной и пожарной сигнализации, средств контроля загазованности помещений, стационарных установок пожаротушения;

организовать на предприятии пожарно-техническую комиссию и обеспечить ее работу;

разрабатывать (по согласованию с ГПН) и обеспечивать выполнение годовых и перспективных планов внедрения средств пожаротушения и противопожарных мероприятий, комплектования объектов средствами пожарной и охранно-пожарной сигнализации;

обеспечивать согласно утвержденным графикам профилактическое обслуживание, ремонт и испытание средств пожаротушения и пожарной автоматики, а также обеспечивать их надлежащую эксплуатацию;

периодически проверять состояние пожарной безопасности объекта, наличие и исправность средств противопожарной защиты и боеготовность объектовых пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

обеспечивать разработку планов или карточек пожаротушения на объекты магистральных нефтепродуктопроводов, организовывать плановые тренировки и учения по их отработке;

обеспечивать своевременное выполнение всех противопожарных мероприятий.

1.2.2. На каждом предприятии и подведомственных объектах, не-

зависимо от наличия ведомственной или вневедомственной пожарной охраны, должны быть организованы добровольные пожарные дружины (ДПД) из числа рабочих, ИТР и служащих. Состав ДПД назначается приказом руководителя предприятия.

Деятельность ДПД осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и Положением о добровольных пожарных дружинах на промышленных предприятиях и других объектах министерств и ведомств.

1.2.3. На каждом предприятии для осуществления контроля и проведения пожарно-профилактической работы должна быть создана пожарно-техническая комиссия (ПТК).

Комиссия назначается приказом руководителя предприятия в составе главного инженера (председателя), начальника пожарной охраны или ДПД, технолога, энергетика, механика, инженера по технике безопасности, других специалистов, а также представителей общественных организаций.

В своей деятельности ПТК руководствуется настоящими Правилами, Положением о ПТК на промышленных предприятиях, ГОСТ и отраслевыми правилами пожарной безопасности.

1.2.4. Руководители структурных подразделений и отдельных объектов обязаны:

знать пожарную опасность технологического процесса производства и обеспечивать выполнение правил пожарной безопасности на объекте;

обеспечивать в производственных и административных зданиях, помещениях, а также на территории объекта строгий противопожарный режим, оборудовать места для курения, обеспечивать четкий порядок проведения ремонтных и огневых работ, порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы;

назначать ответственных лиц за пожарную безопасность в каждом помещении и производственном участке. Таблички с указанием ответственного за пожарную безопасность должны быть вывешены на видных местах;

следить за строгим выполнением обслуживающим персоналом установленных требований пожарной безопасности;

не допускать работ с применением открытого огня (огневых работ) на пожаровзрывоопасных объектах без письменного разрешения, оформленного в установленном порядке;

обеспечивать исправное состояние и постоянную готовность к действию имеющихся средств пожаротушения, пожарной связи и сигнализации;

обеспечивать рабочие места инструкциями и плакатами по технике безопасности;

вызывать немедленно пожарную охрану и ДПД в случае возникновения пожара или опасной ситуации, создавшейся вследствие аварии или других причин, одновременно приступив к эвакуации людей и ликвидации пожара или аварии имеющимися в наличии силами и средствами.

1.2.5. Руководители предприятий на основе настоящих Правил и других действующих положений обязаны организовать разработку, согласование с местной пожарной охраной и утверждение инструкций о мерах пожарной безопасности для предприятий в целом (общеобъектовые) и каждого отдельного объекта (цеховые). Инструкции изучаются в системе производственного обучения, при проведении противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, вывешиваются на видные места.

В инструкциях по пожарной безопасности должны быть отражены:

требования к содержанию территории, дорог и проездов к зданиям, сооружениям и водоемам;

порядок допуска на территорию объекта транспорта и спецтехники;

требования пожарной безопасности при нахождении работников на территории объекта;

порядок выполнения ремонтных и огневых работ на объектах;

требования к хранению пожароопасных веществ и материалов в складах, производственных и вспомогательных помещениях, лабораториях и других участках;

требования к содержанию производственного оборудования и к особопожароопасным участкам производства;

порядок осмотра помещений, уборки пролитых продуктов, хранения промасленных обтирочных материалов и спецодежды;

порядок применения средств пожаротушения и вызова пожарной охраны при обнаружении пожара;

действия обслуживающего персонала объекта при пожаре;

порядок эвакуации людей, горючих веществ и материальных ценностей;

вопросы устройства и расположения мест курения.

1.2.6. Общеобъектовые и цеховые инструкции о мерах пожарной безопасности на объектах подлежат пересмотру не реже одного раза в три года, а также при изменении технологического процесса и условий работы, при изменении руководящих документов, положенных в основу

инструкций и на основании анализа происшедших на объекте аварий, взрывов и пожаров.

1.2.7. Каждый работник предприятия обязан четко знать и выполнять утвержденные правила и инструкции по пожарной безопасности, содержать в исправном состоянии закрепленные за рабочим местом или участком средства пожаротушения.

1.2.8. При обнаружении нарушения противопожарного режима, неисправностей оборудования или некомплектности противопожарных средств работник обязан принять меры к их устранению в соответствии со своими должностными обязанностями.

1.2.9. На каждом объекте магистральных нефтепроводов должны быть планы ликвидации возможных аварий и пожаров, а также графики проведения тренировок обслуживающего персонала объекта по отработке этих планов.

### **1.3. Обучение и инструктаж рабочих, ИТР и служащих по вопросам пожарной безопасности**

1.3.1. Все рабочие, ИТР и служащие предприятий магистральных нефтепроводов должны проходить специальную подготовку по пожарной безопасности, состоящую из противопожарных инструктажей (первичного и вторичного) и занятий по пожарно-техническому минимуму.

1.3.2. На каждом предприятии с учетом требований ГОСТ 12.0.004 приказом руководителя устанавливаются:

порядок и сроки проведения противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума;

перечень объектов и профессий, работники которых должны проходить обучение по пожарно-техническому минимуму;

перечень должностных лиц, на которых возлагается проведение противопожарных инструктажей (первичного и вторичного) и занятий по пожарно-техническому минимуму;

место проведения инструктажей и занятий по пожарно-техническому минимуму;

перечень инструкций и правил, подлежащих изучению.

1.3.3. Первичный инструктаж по пожарной безопасности проводят со всеми вновь принимаемыми на работу рабочими, ИТР и служащими, независимо от их образования, стажа работы по данной профессии или должности, а также с командированными и прибывшими на предприятие для прохождения практики или выполнения временных работ.

Лица, не прошедшие первичный и вторичный инструктажи, к самостоятельной работе не допускаются.

1.3.4. Первичный инструктаж проводится с целью ознакомления инструктируемых с действующими на предприятии правилами и инструкциями по пожарной безопасности, с наиболее пожаровзрывоопасными объектами, возможными причинами пожаров и взрывов, практическими действиями в случае возникновения пожара, приемами пользования первичными средствами пожаротушения

Программа первичного инструктажа разрабатывается с учетом особенностей производства, согласовывается с местной пожарной охраной и утверждается руководителем предприятия.

1.3.5. Первичный инструктаж следует проводить в специальном помещении, оборудованном наглядными пособиями по пожарной безопасности (плакатами, инструкциями, макетами) и образцами первичных средств пожаротушения, схемами стационарных установок пожаротушения, пожарной связи и сигнализации, имеющимися на объектах.

1.3.6. О проведении первичного инструктажа производят запись в журнале регистрации с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего (см. Приложение 1)

1.3.7. Вторичный инструктаж по пожарной безопасности проводят на рабочем месте со всеми вновь принятыми на предприятие, переводимыми с одного объекта (цеха, участка) на другой, а также с командированными и прибывшими на предприятие для прохождения практики или выполнения временных работ. Вторичный инструктаж проводит лицо, ответственное за пожарную безопасность объекта (участка), индивидуально с каждым работником.

1.3.8. О проведении вторичного инструктажа делается запись в Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

1.3.9. Занятия по пожарно-техническому минимуму проводятся с рабочими, служащими и ИТР, с целью более глубокого изучения мер пожарной безопасности на объекте и рабочем месте, особенностей технологического процесса, а также детального ознакомления с противопожарным оборудованием и средствами пожаротушения, приемами их использования, действиями работников при аварии и пожаре.

1.3.10. Занятия по пожарно-техническому минимуму должны проводиться непосредственно на объекте не реже одного раза в год по утвержденным программам. Группы обучающихся комплектуются с учетом категории специалистов (газоэлектросварщики, электрики, операторы и др.). К проведению занятий по пожарно-техническому минимуму следует привлекать специалистов предприятия и работников пожарной охраны.

1.3.11. По окончании обучения по программе пожарно-технического минимума ИТР, рабочие и служащие должны сдать зачеты. Результаты зачетов оформляются соответствующим документом (протоколом, ведомостью) с указанием оценки по изученным темам.

Зачет принимает комиссия, назначенная приказом руководителя предприятия, под председательством главного инженера или руководителя объекта.

## **1.4. Ответственность административно-технического персонала, рабочих и служащих за пожарную безопасность**

1.4.1. Ответственность за обеспечение пожарной безопасности предприятия в целом возлагается персонально на руководителя предприятия.

1.4.2. Ответственность за пожарную безопасность отдельных объектов несут руководители этих объектов или лица, исполняющие их обязанности согласно приказу, а на рабочем месте — руководители и исполнители работ.

## **1.5. Обеспечение безопасности людей при пожаре**

1.5.1. Руководители подразделений (отдельных объектов), и лица, ответственные за пожарную безопасность участков (цехов), несут персональную ответственность за своевременное выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность людей при возможных пожарах на них.

1.5.2. Из всех производственных, вспомогательных и административных зданий и помещений должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей на случай возникновения пожара.

## **2. Содержание территории объекта**

2.1. Территория объекта должна иметь освещение, соответствующее проекту, постоянно содержаться в чистоте, быть оборудована пожарными постами и указателями согласно проекту.

2.2. Территория объекта должна иметь звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

2.3. Все въезды на территорию объекта, дороги и проезды по территории необходимо содержать в исправном состоянии, своевременно ремонтировать, в темное время суток освещать для обеспечения безопасного проезда. При производстве ремонтных работ на отдельных участках дорог следует обеспечить возможность объезда. Работы должны

быть согласованы с пожарной охраной. Загромождать дороги не допускается.

2.4. Ко всем зданиям и сооружениям объекта должен обеспечиваться свободный доступ. Проезды и подъезды к зданиям, пожарным водоемам, гидрантам, а также подходы к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть свободными.

2.5. В зимнее время дороги, проезды, подъезды, пожарные гидранты необходимо очищать от снега и льда. Гидранты, пожарные водоемы должны быть утеплены.

Пожарная техника (автомобили и мотопомпы, установки пожаротушения и др.) должны соответствовать ГОСТ 12.4.009-83, а места расположения обозначаться сигнальными цветами и знакам безопасности.

2.6. Загромождать пространство между зданиями, использовать их под складирование материалов, оборудования, а также для стоянки автотранспорта не разрешается.

2.7. При наличии на территории объекта и в радиусе до 500 м от него естественных водоисточников (рек, озер, прудов) к ним должны быть выполнены подъезды и устройства, позволяющие осуществлять забор воды пожарными автомобилями.

2.8. На территории объекта по согласованию с пожарной охраной должны быть определены места для курения. Места, специально отведенные для курения в помещениях и на территории) и согласованные с пожарной охраной, должны быть оборудованы урнами или емкостями (бочками) с водой, и обозначены табличками с надписью "Место для курения". Сжигание мусора и отходов на территории объекта запрещается

2.9. На участках территории объектов, где возможно скопление горючих паров или газов, проезд автомашин, тракторов и другого транспорта запрещается. На этих участках должны устанавливаться знаки, запрещающие проезд.

Разрешение на въезд транспорта в такие опасные места в каждом случае выдается руководителем объекта после согласования с пожарной охраной и оформления специального пропуска.

### **3. Содержание производственных помещений и открытых установок**

3.1. Различные производственные отходы, случайно разлитая нефть, нефтепродукты и другие ЛВЖ и ГЖ, необходимо своевременно убирать и удалять в безопасное в пожарном отношении место.

Промасленный, либо пропитанный нефтепродуктами обтирочный материал необходимо собирать в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками и удалять по окончании смены.

3.2. В производственных помещениях все проходы, эвакуационные выходы, коридоры, тамбуры, лестницы, подступы к производственному оборудованию и машинам, к материалам, средствам пожаротушения, связи и пожарной сигнализации всегда должны быть свободными. Двери на эвакуационных путях должны свободно открываться в направлении выхода из здания.

3.3. Запрещается на лестничных клетках зданий и под ними устраивать рабочие, складские и иного назначения помещения, а также устанавливать оборудование, препятствующее передвижению людей.

3.4. Чердачные помещения должны быть закрыты на замок; ключи необходимо хранить в определенном месте, доступном для получения их в любое время. Не разрешается использовать чердачные помещения в производственных целях или для хранения материальных ценностей.

3.5. Запрещаются ремонтные работы на оборудовании, находящемся под давлением, подтягивание фланцев на работающих насосах, а также уплотнение фланцев на аппаратах и трубопроводах без снятия избыточного давления и отключения участка или агрегата (насоса, компрессора) от других аппаратов и трубопроводов.

3.6. Отогревание замерзших трубопроводов отопления, водопроводных и канализационных труб, а также замерзшей арматуры (задвижек, клапанов) разрешается производить только горячей водой, водяным паром и другими пожаробезопасными средствами.

3.7. Запрещается хранение баллонов с газами, горючих и полимерных материалов в подвальных помещениях и цокольных этажах производственных и административных зданий.

3.8. Защитные устройства против распространения огня и, продуктов горения через проемы в противопожарных стенах, перегородках и перекрытиях (противопожарные двери, заслонки, шиберы, (противодымные устройства) должны быть всегда исправными. Их работоспособность необходимо проверять в сроки, установленные местными инструкциями.

3.9. Устройства против растекания нефти, выполненные в виде обвалований, барьеров и бортиков по периметру групп резервуаров и открытых площадок (наружных установок), а также пандусы в дверных проемах помещений необходимо содержать в исправности.

3.10 Запрещается мойка полов и оборудования, а также стирка спецодежды ЛВЖ и ГЖ.

Промасленную спецодежду разрешается временно хранить в развешенном виде в металлических шкафах\*. Для лучшего проветривания дверцы шкафов должны иметь отверстия в верхней и нижней части.

\* Металлические шкафы должны размещаться в санбытовых помещениях.

3.11. Перепланировка помещений, изменение технологии или инженерных систем допускается только при наличии проекта и по согласованию с проектной организацией.

3.12. Все производственные, складские, подсобные и административные помещения зданий и сооружений объекта, резервуарный парк и открытые взрывопожароопасные установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (Приложение 2).

Для помещений и открытых установок, не указанных в Приложении 2, первичные средства пожаротушения следует принимать с учетом пожароопасности этих объектов.

3.13. Дороги, проезды, проходы, лестницы, подступы к производственному оборудованию, материалам и средствам пожаротушения, к средствам связи и пожарной сигнализации всегда должны быть свободны.

3.14. Для местного освещения, в том числе переносными светильниками, во взрывоопасных зонах допускается применять приборы только взрывозащищенного исполнения, соответствующие категории и группе взрывоопасной смеси.

Запрещается применение светильников невзрывозащищенного исполнения для освещения резервуарных парков, сливо-наливных эстакад, причалов и других взрывопожароопасных производственных объектов.

3.15. Нельзя допускать повреждения защитной теплоизоляции металлических опор аппаратов, металлических колонн и несущих конструкций. Поврежденные участки теплоизоляции необходимо сразу же восстанавливать.

На каждом объекте должна быть проведена классификация помещений и наружных установок по степени взрывопожароопасности в соответствии с требованиями норм технологического проектирования ОНТП 24-86, ПУЭ, ВНТП-8-88 и настоящих Правил (Приложение 3).

На наружной стороне дверей помещений должны быть надписи об этом, выполненные в соответствии с ГОСТ.

## **4. Основные производственные объекты**

### **4.1. Линейная часть магистральных нефтепроводов**

4.1.1. Трасса магистральных нефтепроводов должна быть обозначена опознавательными знаками высотой 1,5-2,0 м через каждый километр, а также в местах поворота трассы. На пересечениях дорог должны устанавливаться предупреждающие плакаты "Огнеопасно, нефтепровод" с номером телефона эксплуатирующей организации и указанием ширины охранной зоны.

4.1.2. В местах пересечения магистрального нефтепровода с железными и автомобильными дорогами всех категорий устанавливается соответствующий дорожный знак, запрещающий остановку транспортных средств в пределах охранной зоны, а также щит-указатель с наименованием эксплуатирующей организации и номером телефона.

4.1.3. При осмотре переходов нефтепроводов через железные и автомобильные дороги всех категорий необходимо уделять особое внимание выявлению возможной утечки продукта.

4.1.4. Линейные обходчики, персонал службы эксплуатации нефтепроводов, обнаружив выход продукта или повышенную загазованность на трассе, должны немедленно сообщить об этом по радиации или с ближайшего пункта связи оператору перекачивающей станции, диспетчеру ЛПДС, установить на месте выхода продукта знаки безопасности. При разливе нефти вблизи населенного пункта, железной или шоссейной дороги обходчик должен принять первоочередные меры против взрывов, пожаров и предупреждения несчастных случаев. До прибытия аварийной бригады он должен организовать из лиц населенного пункта оцепление опасной зоны, соблюдение противопожарного режима, объезд опасных участков дорог, оповещение местных органов власти.

4.1.5. Сооружения защиты от разлива продукта (обвалования, траншеи, сборники) должны содержаться в исправности, своевременно ремонтироваться, очищаться от продукта и заиливания.

4.1.6. Линейный персонал АВП, обслуживающий конкретные участки магистральных нефтепроводов, должен иметь утвержденные руководством районного нефтепроводного управления и согласованные с местными органами власти планы ликвидации аварий (ПЛА) на данных участках нефтепроводов.

4.1.7. Трасса нефтепроводов и линейные сооружения должны содержаться в исправном состоянии и чистоте. Утечка продукта должна своевременно устраняться, а сборники нефти систематически очищаться. Замазученный грунт необходимо удалять в места, согласованные с орга-

нами охраны природы и землепользователем.

4.1.8. Запорная арматура на магистральных нефтепродуктопроводах должна иметь защитные ограждения и защитные устройства, предупреждающие доступ к ней посторонних лиц.

4.1.9. Работники службы эксплуатации магистрального нефтепровода должны систематически проводить с населением, проживающим вблизи нефтепровода, разъяснительную работу о соблюдении мер пожарной безопасности в охранной зоне трубопровода, а также при выявлении утечки нефти.

4.1.10. При обнаружении выхода нефти на акватории водоемов и судоходных рек диспетчерские службы нефтепродуктопроводов должны оповещать об этом бассейновые управления.

4.1.11. При возникновении аварий вблизи железных и автомобильных дорог должны обеспечиваться в первую очередь оповещение диспетчерских служб и предприятий, ответственных за прекращение движения поездов и других транспортных средств на участках возможных аварий, а также передача сведений водителям транспортных средств и поездов о разливе вблизи дороги продукта или о зонах загазованности. Соответствующие требования следует отражать в ЯЛА.

4.1.12. В случае повреждения нефтепровода или обнаружения выхода нефти при выполнении ремонтных работ на трассе, руководитель работ должен отвести технические средства на безопасное расстояние, известить оператора или диспетчера ближайшей нефтеперекачивающей станции и вызвать аварийную бригаду.

4.1.13. Сооружения и оборудование линейной части (здвижки, краны, вантузы и др. оборудование), а также их ограждения должны содержаться в исправном состоянии, а растительность в пределах ограждения систематически убираться.

## **4.2. Насосные нефтеперекачивающих станций**

4.2.1. В помещениях нефтеперекачивающих насосных полы, лотки, прямки, трапы должны содержаться в чистоте, регулярно промываться водой.

4.2.2. Электрооборудование и электроустановки, находящиеся во взрывопожароопасных помещениях насосных станций, запрещается эксплуатировать при нарушении взрывозащиты.

4.2.3. Разделительные перегородки, в том числе их нижняя часть, расположенная ниже уровня пола, и места пропуска валов, трубопроводов, кабелей через них должны быть исправными и герметичными. Их герметичность и исправность должны постоянно контролироваться.

Эксплуатация насосных при их неисправности не допускается.

4.2.4. Производственная канализация машинного зала насосной станции должна обеспечивать отвод промстоков и аварийно разлитой нефти в специальные сборники, размещенные вблизи насосной, или в нефтеловушки. Сборники и нефтеловушки должны систематически освобождаться от промстоков и продукта, постоянно должна обеспечиваться возможность приема аварийно разлитой нефти.

4.2.5. Система производственной канализации должна периодически проверяться. Исправность гидрозатворов и уровень в них воды необходимо проверять ежедневно.

4.2.6. Насосные станции должны быть оснащены переносными аккумуляторными взрывозащищенными фонарями.

4.2.7. Технологические трубопроводы и насосы, размещенные в помещениях насосных станций и манифольдных должны быть оборудованы дренажными устройствами для их опорожнения.

4.2.8. Автоматизированные нефтенасосные должны иметь автоматическую защиту от затопления продуктом с контролем уровня продукта в приемке и автоматическим отключением насосной при его переполнении и автоматическую систему контроля загазованности насосных.

4.2.9. Двигатели нефтеперекачивающих насосных агрегатов должны быть оборудованы дублирующими выключателями, установленными снаружи помещения вблизи дверей, а также около каждого агрегата.

4.2.10. Работы в насосных допускается выполнять только искробезопасным инструментом при включенной системе вытяжной вентиляции.

4.2.11. Помещения нефтеперекачивающих насосных должны быть оборудованы телефонной связью и звуковой сигнализацией для оповещения обслуживающего персонала.

4.2.12. При выполнении ремонтных работ в помещениях манифольдных, узлов регулирования и колодцах их следует систематически очищать от замазученности и проверять на отсутствие взрывоопасных концентраций паров и газов.

## **4.3. Резервуарные парки**

4.3.1. Обвалование резервуаров, переходы, лестницы через него, въезды в обвалование для механизированных средств пожаротушения необходимо содержать в исправном состоянии. Территория внутри обвалования должна быть спланирована.

Производственная канализация должна периодически промывать-

ся, а приемные колодцы — очищаться. Не реже одного раза в неделю необходимо проверять исправность хлопушек с отметкой в журнале.

4.3.2. На каждый резервуарный парк должны быть составлены технологическая карта и оперативный план тушения пожара.

4.3.3. Администрацией должен быть установлен постоянный контроль за герметичностью резервуаров и их оборудованием. Обнаруженные неисправности должны немедленно устраняться.

4.3.4. При закачке нефти в резервуары в безветренную погоду при температуре наружного воздуха выше 20°C необходимо осуществлять проверку загазованности резервуарного парка. При достижении ПДВК должны приниматься меры по определению опасной зоны и изменению режима работы резервуаров.

4.3.5. При наличии в резервуаре змеевиков-подогревателей подачу пара в них необходимо осуществлять после удаления из змеевиков конденсата с постепенным повышением давления до нормальных рабочих значений. При этом уровень продукта в резервуаре должен быть не менее чем на 0,5 м выше поверхности змеевиков-подогревателей.

4.3.6. Резервуары для хранения нефтей следует оборудовать непримерзающими дыхательными клапанами. Дыхательная арматура должна быть отрегулирована согласно паспорту.

4.3.7. При осмотрах дыхательной арматуры, огнепреградителей и гидравлических клапанов необходимо следить за их исправностью, очищать от грязи, а в зимних условиях и ото льда, проверять уровень жидкости в гидравлических клапанах.

4.3.8. Гидравлический предохранительный клапан необходимо заполнять только трудноиспаряющейся и незамерзающей жидкостью. Контроль уровня жидкости следует производить не реже одного раза в 10 дней, а также после каждого выброса.

Огнепреградители следует осматривать не реже одного раза в месяц в теплое время года и не реже двух раз в месяц при температурах ниже нуля.

4.3.9. Замер уровня нефти в резервуарах следует производить дистанционными приборами. При ручном замере уровня и отборе проб через замерный люк для исключения разрядов статического электричества и искр удара необходимо использовать гибкие тросики из металлов, не дающих искр.

Замер уровня и отбор проб вручную во время грозы, а также во время закачки или откачки нефти запрещается.

4.3.10. Под крышкой замерного люка должна быть проложена алюминиевая, свинцовая или резиновая прокладка, исключая обра-

зование искр при резком закрытии люка.

Отверстие люка резервуара, через которое замеряется уровень нефти или осуществляется отбор проб, по внутренней окружности должно быть защищено кольцом или колодкой из материала, не дающего искр трения при движении замерной ленты.

Лот рулетки и пробоотборник должны быть изготовлены из материала, не дающего искр при ударе.

4.3.11. При отборе проб нефти нельзя допускать ее разлива. При случайном разливе нефти на крыше резервуара, ее следует немедленно убрать. Оставлять на крыше ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

4.3.12. Очистку резервуаров следует производить пожаровзрывобезопасными механизированными способами. При ручной очистке должен применяться инвентарь, исключающий искрообразование.

4.3.13. Во время осмотра резервуара, при изменении уровня и отбора проб нефти в темное время суток допускается использовать только аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Фонарь должен включаться и выключаться за обвалованием на расстоянии не менее 20 м от ближайшего резервуара с нефтью.

4.3.14. Для проведения операций по осмотру и обслуживанию резервуаров с нефтью, а также по измерению уровня и отбору проб допускается обслуживающий персонал в обуви, не имеющей стальных накладок и гвоздей, и в одежде из несинтетических тканей.

4.3.15. При обнаружении превышения допустимого уровня разлива или перелива резервуара необходимо направить поток нефти в другие резервуары с более низкими разливами, а разлитую нефть удалить.

4.3.16. При эксплуатации резервуаров, в которых хранятся высокосернистые и сернистые нефти, необходимо осуществлять очистку их внутренних поверхностей от пирофорных отложений согласно специально разработанному графику, утвержденному главным инженером предприятия.

4.3.17. Для предупреждения самовозгорания пирофорных отложений при эксплуатации резервуаров с высокосернистыми и сернистыми нефтями необходимо осуществлять периодический контроль наличия в них пирофорных отложений. Работы, связанные с отбором проб и испытанием их на активность к самовозгоранию, должны проводиться в соответствии с Инструкцией по предотвращению взрывов и пожаров от самовозгорания пирофорных отложений при добыче и транспортировке сернистых нефтей и газов ИБТВ1-102-83.

4.3.18. Необходимо осуществлять контроль за исправностью

молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой на омическое сопротивление не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением соответствующих документов.

#### **4.4. Железнодорожные сливо-наливные эстакады, причалы и пирсы**

4.4.1. Открытый слив нефти, а также использование неисправных сливных приборов не допускается.

4.4.2. Площадки железнодорожных эстакад, причалов или пирсов, на которых расположены сливо-наливные устройства, должны обеспечивать беспрепятственный сток разлитой нефти в отводные колодцы, соединенные через гидравлические затворы со сборником и производственной канализацией.

На площадках должен быть обеспечен смыв разлившейся нефти водой.

4.4.3. Перед началом слива-налива нефтей должны быть проверены на герметичность стояки, шланги, сальники, фланцевые соединения, задвижки.

4.4.4. Перед наливом нефти судно, пришвартованное к причалу (пирсу), должно быть осмотрено с учетом пожарной безопасности представителями морского (речного) транспорта при участии представителей береговых сооружений и пожарной охраны, для определения готовности к сливу-наливу нефти.

4.4.5. Откачку нефти из коллекторов железнодорожной эстакады в резервуары рекомендуется производить одновременно с началом слива нефти из железнодорожных вагоно-цистерн.

4.4.6. При сливе-наливе нефти на одном пути эстакады запрещается подача цистерн на соседние (параллельные) пути эстакад. Подачу цистерн на параллельные пути необходимо производить до начала слива на первом пути. Сливо-наливные операции на путях допускается начинать только после отвода тепловозов за ограничительные столбики на безопасное расстояние, но не менее 100 м.

4.4.7. Для обеспечения герметизации устройств нижнего слива высота столба запирающей жидкости в гидрозатворах должна быть не менее 100 мм.

4.4.8. Подачу вагонов-цистерн под слив-налив на эстакаду следует проводить со скоростью не более 5 км/ч.

4.4.9. Налив нефти в вагоны-цистерны и нефтеналивные суда должен производиться без разбрызгивания жидкости, для чего конец шланга или трубы должен быть опущен до дна цистерны. Наконечники шлангов

должны быть выполнены из неискрящего материала.

Во избежание перелива необходимо следить, чтобы количество нефти в вагоне-цистерне не превышало установленного уровня.

4.4.10. Налив нефти в неисправные вагоны-цистерны не допускается. При обнаружении течи в процессе налива нефти в вагон-цистерну налив должен быть немедленно приостановлен до полного устранения неисправности. В случае невозможности устранения течи вагон-цистерна должна быть освобождена от налитой нефти. Ремонт цистерн на эстакаде не допускается.

4.4.11. По окончании налива нефти в железнодорожные вагоны-цистерны, шланги и стояки должны быть освобождены от остатков нефти. Шланги наливных стояков должны быть заведены в специальные воронки системы сбора утечек.

Крышки люков после налива и замера уровня нефти в вагоне-цистерне должны быть герметически закрыты (на прокладках). Крышку следует закрывать осторожно, без удара.

4.4.12. Отогревание остатков застывшей нефти в цистернах, приборах или трубопроводах допускается только паром, горячей водой и другими пожаробезопасными способами. Температура нефти при подогреве не должна превышать 90°C, а температура поверхности подогревателя должна быть ниже не менее чем на 50°C температуры самовоспламенения нефти.

4.4.13. Не разрешается превышать допустимую скорость налива. Максимальная скорость потока нефти в стояке не должна превышать 1,2 м/с.

4.4.14. Запрещается проведение операций слива-налива нефти во время грозы.

4.4.15. По завершении слива-налива и отвода цистерн с эстакады пролитая нефть должна быть удалена.

Запрещается подача последующих составов до окончания очистки эстакад от пролитой нефти.

4.4.16. Запрещается для торможения железнодорожных цистерн использовать металлические башмаки. Для этой цели должны применяться только подкладки, не образующие искр при ударе.

4.4.17. Переезды через железнодорожные пути должны быть всегда свободными для пропуска пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне с головками рельсов. Стоянка на переездах вагонов-цистерн и платформ без локомотивов запрещается.

4.4.18. Шланги, соединяющие судовой трубопровод со сливо-наливными устройствами причалов (пирсов), должны иметь длину, обеспечивающую возможность осадки судна в процессе налива.

4.4.19. Обслуживающий персонал железнодорожной эстакады причала (пирса) и нефтеналивного судна обязан вести постоянное наблюдение за ходом сливо-наливных работ и состоянием оборудования. Образовавшуюся течь нефти необходимо немедленно устранить. При невозможности устранения течи операции по сливу-наливу нефти должны быть приостановлены до устранения неисправности.

4.4.20. При сливе-наливе нефти вблизи причала (пирса) должно находиться дежурное судно (буксир), оснащенное необходимыми средствами пожаротушения.

4.4.21. Запрещаются ремонтные работы на эстакадах, судах и причалах во время сливо-наливных операций. В исключительных случаях по согласованию с пожарной охраной могут быть разрешены отдельные работы по ремонту судна без применения открытого огня.

4.4.22. При возникновении пожара необходимо немедленно прекратить все операции по сливу-наливу и подаче нефти на эстакаду или нефтеналивное судно, сообщить о пожаре в пожарную охрану и приступить к его ликвидации в соответствии с планами тушения пожара и ликвидации аварии.

4.4.23. Проведение сливо-наливных операций запрещается при неисправности сливо-наливных стояков, шлангов, задвижек на подводящих и отводящих трубопроводах, электропривода на них, кнопок отключения насосов и закрытия задвижек, переполнении приемных емкостей, в том числе дренажных, неисправности систем пожаротушения.

4.4.24. Сливо-наливные эстакады, причалы и пирсы должны иметь надежную селекторную и телефонную связь с пожарной охраной и насосной слива-налива нефти.

## **4.5. Установки подогрева нефти (трубчатые печи)**

4.5.1. Система аварийного слива нефти из трубчатой печи должна быть исправной и приводиться в действие для освобождения змеевика при прекращении циркуляции нефти, прогаре труб и в других аварийных случаях. При сливе нагретой нефти в аварийную емкость необходимо предварительно подать в нее водяной пар для предотвращения возможного самовоспламенения нефти.

4.5.2. На работающей печи камеры ретурбендов (двойников) должны быть плотно закрыты.

4.5.3. Запрещается эксплуатировать печь при наличии прогара и вздутая на трубах, деформации кладки и подвесок.

4.5.4. При аварийном выбросе нефти на территорию трубчатой печи необходимо в первую очередь печь остановить (потушить горелки),

подать водяной пар, принять меры против разлива горючей жидкости и в дальнейшем действовать согласно плана ликвидации аварий.

4.5.5. Защитное ограждение вокруг трубчатой печи против растекания нефти и топлива должно содержаться в исправности.

4.5.6. Запрещается эксплуатация трубчатой печи при неисправности системы пенотушения территории печи, внутреннего паротушения в камерах печи, в камерах двойников, в боровах и дымовой трубе.

## **5. Транспортирование ШФЛУ**

### **5.1. Линейная часть продуктопроводов**

5.1.1. Трассы магистральных продуктопроводов для широкой фракции легких углеводородов (нестабильный газовый бензин) и нестабильного конденсата должны удовлетворять требованиям, изложенным в разделе 4.1.

5.1.2. Знаки, запрещающие остановку транспорта на трассах магистральных продуктопроводов, необходимо установить:

на переходах через реки не ближе 100 м от оси продуктопровода и кабельной связи;

на пересечениях с автомобильными дорогами всех классов на расстоянии не менее 300 м от оси продуктопровода;

на пересечениях с проселочными и прочими дорогами на расстоянии не менее 100 м от оси продуктопровода.

Виды знаков и их установка должны отвечать требованиям правил эксплуатации соответствующих дорог и соответствовать государственному стандарту на знаки.

5.1.3. На магистральных продуктопроводах помимо визуальных осмотров, должны периодически проводиться обследования состояния изоляционного покрытия и металла труб продуктопровода с помощью дефектоскопии, искателей повреждений, течеискателей (детекторов газа), а также тепловизуальными и лазерными приборами с вертолетов (самолетов). При этом наличие следов газа следует проверять в атмосфере вдоль трассы, в кожухах и других защитных оболочках и сооружениях, в колодцах коммуникаций и других заглубленных (подземных) сооружениях в зоне, на расстоянии не менее 100 м от продуктопровода и его сооружений. Периодичность проверок устанавливается графиком, утвержденным руководством РНУ (ПОМН), но не реже одного раза в год в агрессивных грунтах и районах деловой активности и не реже одного раза в три года в прочих районах.

5.1.4. Эксплуатация продуктопроводов, находящихся в аварийном

состоянии или при появлении утечек продукта не допускается.

5.1.5. Непосредственно перед первым заполнением ШФЛУ, а также при заполнении после ремонта технологическое оборудование и трубопроводы должны продуваться инертным газом. Продувка считается законченной при концентрации кислорода в продувочных газах не выше 5% минимального взрывоопасного содержания кислорода (МВСК).

5.1.6. При освобождении от ШФЛУ резервуары, трубопроводы и другое технологическое оборудование должны продуваться инертным газом или водяным паром до полного вытеснения продукта. Окончание продувки определяется анализом продувочных газов на наличие в них остаточной концентрации горючих компонентов не выше 5% НКПР.

5.1.7. Освобождать участки трубопроводов от продуктов через продувочные патрубки следует с их сжиганием на горизонтальном факеле, выполненном в соответствии с Правилами, в амбаре, размещенном на расстоянии не менее 30 м от продуктопровода и не менее 500 м от зданий и сооружений. Факел должен иметь систему дистанционного поджигания с подачей газа поджига от автономного источника.

Режим истечения газа и паров из продувочного патрубка необходимо установить таким, чтобы исключить опасность газодинамического отрыва пламени от струи, а также унос продукта и воды за пределы амбара.

О проведении отказанных работ должны быть заблаговременно предупреждены территориальные подразделения пожарной охраны и пожарная охрана предприятия.

5.1.8. В течение всего периода эксплуатации продуктопровода, в том числе и в период его заполнения продуктом (газом) или водой, должна быть обеспечена надежная телефонная или радиосвязь насосной станции с дежурным персоналом на продувочном узле и на предыдущем узле линейной арматуры.

5.1.9. При продувке продуктопровода на расстояниях не менее 300 м от продувочного патрубка и 100 м от продувочного узла и амбара должны быть установлены знаки, предупреждающие об опасности. В наиболее опасных местах, где возможно внезапное появление людей и транспортных средств, на весь период продувки следует устанавливать посты.

5.1.10. Предварительное опорожнение участка продуктопровода для производства ремонтных работ осуществляется путем выдавливания продукта в следующие участки с помощью природного газа или воды.

Выдавливание продукта сжатым воздухом не разрешается во избежание образования в трубопроводе устойчивой взрывоопасной газо-

воздушной смеси.

5.1.11. Продувание сжатым воздухом допускается для вытеснения из продуктопровода природного газа или остатков воды после опорожнения его от продукта. При этом вытеснение природного газа производится с применением механического разделителя с водяной пробкой и с ограничением скорости продувания до 3 м/с.

5.1.12. После выдавливания продукта водой трубопровод следует тщательно прочистить с применением механического разделителя (поршня) и продуть сжатым воздухом от передвижного компрессора, пока не прекратится вынос воды, а содержание паров углеводородов в воздухе, выходящем из конца продуваемого участка, будет не более 5% НКПР.

## 5.2. Резервуарные парки ШФЛУ

5.2.1. В процессе эксплуатации емкостей для хранения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) следует контролировать состояние стенок, запорных, предохранительных и измерительных устройств, теплоизоляции или защитной окраски. В случае выявленных неисправностей необходимо принимать срочные меры к их устранению.

5.2.2. Эксплуатация резервуаров, цистерн с неисправными манометрами, отключенными предохранительными клапанами или неисправными отводными трубами запрещается.

5.2.3. В зимних условиях следует систематически спускать воду, скапливающуюся в емкостях с углеводородными газами. Во время слива воды нельзя допускать сброса ШФЛУ.

5.2.4. Необходимо следить за состоянием ограждения резервуаров или цистерн ШФЛУ, не допускать повреждения защитных валов и стенок, своевременно исправлять поврежденные места, иметь исправные переходы через ограждения.

5.2.5. Запрещается наполнять ШФЛУ резервуары, цистерны или другие емкости, если истек срок их освидетельствования, нет установленного клейма, отсутствует надлежащая окраска.

5.2.6. Не разрешается заполнять емкости ШФЛУ падающей струей. Налив должен производиться под уровень (слой) жидкости.

5.2.7. Резервуары следует заполнять ШФЛУ не выше предельно допустимого уровня, который должен быть указан в технологическом регламенте. Устройства для контроля уровня продукта в емкостях должны быть всегда исправными.

При неисправности уровнемеров местного и дистанционного действия емкости эксплуатировать не разрешается.

5.2.8. В случае появления утечек продуктов при повреждении

резервуаров, трубопроводов ШФЛУ необходимо произвести их аварийное отключение, соблюдая при этом порядок, предусмотренный инструкцией.

5.2.9. Необходимо контролировать наличие и исправность установленных на наполнительных (подводящих) трубопроводах обратных клапанов, своевременно выполнять их ревизию и испытание.

5.2.10. Резервуарные парки ШФЛУ должны быть обеспечены системами пожаротушения в соответствии с нормами. Системы охлаждения резервуаров и тушения пожаров необходимо проверять и испытывать в сроки, установленные производственными инструкциями.

5.2.11. При возникновении пожара в резервуарном парке ШФЛУ следует в первую очередь отключить аварийный резервуар, прекратить доступ продуктов к месту горения, интенсивно охлаждать водой оборудование, сооружения, подвергающиеся воздействию пламени и светового излучения. В дальнейшем действовать согласно ПЛА.

### **5.3. Дополнительные требования к насосным станциям но перекачке ШФЛУ**

5.3.1. Отвод от продувочных и дренажных кранов насосов по перекачке ШФЛУ допускается только по закрытым линиям в сборную емкость, расположенную вне здания насосной, газы и пары углеводородов от которой должны отводиться на факел. Утечки продуктов продувки и дренажа в помещение насосной не допускаются.

5.3.2. Насосы должны быть немедленно остановлены в следующих аварийных случаях:

- при утечке продукта;
- при вибрации агрегата или появлении стука;
- при повышении температуры подшипников или торцового уплотнения выше 60°C;
- при остановке вентиляторов приточно-вытяжной системы вентиляции;
- при внезапном падении давления в нагнетательной линии насоса более чем на 5%;
- при снижении давления воздуха в системе охлаждения электродвигателей.

## **6. Вспомогательные производственные объекты**

### **6.1. Цехи ремонта и стоянки автотранспорта и спецтехники**

6.1.1. В помещениях ремонтной зоны и стоянки автотранспорта запрещается:

- пользоваться открытым огнем, переносными горнами, паяльными лампами;

хранить легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, а также тару из-под них;

ставить автотранспорт и спецтехнику на ремонт с неслитым топливом;

производить заправку транспортных средств горючим; хранить чистые обтирочные материалы вместе с использованными; промасленные обтирочные материалы должны храниться в закрытых металлических ящиках.

6.1.2. Промывать детали и узлы ремонтируемой техники необходимо в специальных моечных машинах или ваннах, оборудованных вытяжной вентиляцией. Для обезжиривания деталей и удаления нагара следует применять негорючие моющие средства (эмульсионные растворы, синтетические средства).

6.1.3. Зарядка аккумуляторов допускается только при исправной вентиляции и наличии естественной вытяжки из верхней зоны помещения. Зарядка аккумуляторов в вытяжном шкафу должна производиться при работающей вентиляции.

Подсоединение к аккумуляторам проводов под напряжением не допускается.

6.1.4. Автомобили в помещениях стоянки автотранспорта (гаражах) должны расставляться в соответствии с требованиями, предусмотренными нормами для автотранспортных предприятий.

6.1.5. В гаражах, где более 10 автомобилей, для создания условий их эвакуации при пожаре должен быть разработан и утвержден начальником цеха план расстановки автомобилей с описанием очередности и порядка эвакуации.

В плане должен быть предусмотрен порядок вызова водителя в ночное время, в выходные и праздничные дни, а также определен порядок хранения ключей зажигания.

6.1.6. Помещения для хранения автомобилей нельзя загромождать предметами и оборудованием, которые могут препятствовать быстрой эвакуации автомобилей в случае пожара.

6.1.7. Места расстановки автомобилей должны быть обеспечены буксирными тросами или штангами из расчета один трос (штанга) на 10 автомобилей.

6.1.8. Помещения и открытые площадки для хранения и ремонта автомобилей должны быть обеспечены установками и устройствами пожаротушения по установленным нормам.

6.1.9. В помещениях и на открытых площадках для хранения автомобилей не разрешается производить кузнечные, термические, свароч-

ные, малярные, деревоотделочные работы, а также промывку и обезжиривание деталей с использованием легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Эти работы должны производиться в специально оборудованных помещениях или соответствующих мастерских предприятий.

6.1.10. В помещениях, под навесами и на открытых площадках, предназначенных для стоянки и ремонта автомобилей, запрещается:

а) устанавливать автомобили в количествах, превышающих нормы, нарушать порядок их расстановки, уменьшать расстояние между автомобилями и элементами зданий и сооружений;

б) держать автомобили с открытой горловиной топливных баков, а также при наличии течи топлива или масла;

в) хранить топливо (бензин, дизельное топливо, баллоны с газом) и смазочные масла, за исключением топлива в баках, газа в баллонах, масел в емкостях, смонтированных на автомобилях на автозаводе.

г) подогревать двигатели открытым огнем (костры, факелы, паяльные лампы, горелки и т. д.), а также пользоваться открытыми источниками огня для освещения во время техосмотров, проведения ремонтных и других работ;

д) оставлять в автомобилях промасленные обтирочные материалы и спецодежду по окончании работ;

е) оставлять автомобили с включенным зажиганием;

ж) производить ремонт автомобилей с баками и баллонами, наполненными топливом и с картерами, заполненными маслами (за исключением работ по ТО-1). По окончании работ помещения должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и различных жидкостей;

з) оставлять на местах стоянки автомобили, груженые горючими веществами и материалами;

и) хранить тару из-под легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;

к) загромождать выездные и пожарные ворота и проезды.

6.1.11. Обтирочные материалы (концы, ветошь и др.) необходимо хранить в плотно закрывающейся металлической таре в специально отведенных местах.

## 6.2. Материальные склады

6.2.1. На складах должны соблюдаться правила совместного хранения материальных ценностей (ЛВЖ и ГЖ хранят отдельно от других материалов; азотную, серную кислоты и окислители — отдельно от органических веществ и т. п.).

6.2.2. На таре с химическими веществами должна быть надпись или бирка с названием вещества и датой его поступления на склад.

6.2.3. В местах хранения запрещается проводить расфасовку горючих веществ. Их расфасовку нужно производить в специальных помещениях.

6.2.4. Установка в помещениях складов газовых плит, бытовых электронагревательных приборов и печей запрещается.

6.2.5. Складирование веществ и материалов около отопительных приборов не допускается. Стеллажи, на которых хранятся химикаты и материалы, должны быть несгораемыми, устойчивыми и находиться от нагревательных приборов на расстоянии не менее 1 м.

6.2.6. Хранение грузов и погрузочных механизмов на рампах складов запрещается. Материалы, загруженные на рампу, к концу работы склада должны быть убраны.

6.2.7. При погрузочных и разгрузочных работах нельзя допускать повреждения тары, ударов, бросков, проливания жидкостей, рассыпания веществ и т. д.

6.2.8. До окончания работы электросеть складов должна быть обесточена электровыключателем, установленным вне помещения склада.

## 6.3. Лаборатории

6.3.1. В лаборатории не допускается совместное хранение веществ, химическое взаимодействие которых может вызвать взрыв или пожар.

6.3.2. Для лаборатории должен быть разработан план эвакуации людей на случай пожара. Оборудование лаборатории следует устанавливать так, чтобы оно не препятствовало эвакуации людей. Ширина проходов между оборудованием должна быть не менее 1 м.

6.3.3. Для работы с горючими веществами, кислотами, щелочами и другими химически активными веществами, столы и шкафы надо выполнять из негорючих материалов, устойчивых к воздействию этих веществ, с устройством бортиков во избежание пролива жидкости за пределы шкафа или стола.

6.3.4. Баллоны со сжатыми, сжиженными и растворенными горючими газами независимо от их вместимости необходимо устанавливать вне здания лаборатории в металлических шкафах, которые должны иметь прорези и жалюзи для проветривания. Подача газа из баллонов в газовую сеть должна осуществляться через понижающий редуктор.

6.3.5. Количество горючих веществ и химреактивов в рабочих помещениях лаборатории не должно превышать суточной потребности. Горючие жидкости и жидкие химреактивы следует хранить в толстосте-

нной посуде вместимостью не более 1 л в металлических шкафах (ящиках), размещаемых с противоположной стороны по отношению к выходу из помещения.

6.3.6. Все работы в лаборатории, связанные с выделением токсичных и взрывопожароопасных паров и газов, следует выполнять только в вытяжных шкафах при работающей вентиляции.

6.3.7. Запрещается пользоваться вытяжными шкафами с разбитыми стеклами, неисправной вентиляцией, а также загромождать вытяжные шкафы посудой и приборами, не связанными с проводимой в данное время работой.

6.3.8. Для хранения горючих жидкостей и веществ должны применяться только технологические холодильники, не имеющие внутри холодильной камеры осветительной и пускорегулирующей аппаратуры.

Для питания холодильников, термостатов и других круглосуточно работающих электроустановок должна быть предусмотрена отдельная электросеть.

6.3.9. На столах и в вытяжных шкафах, где проводятся работы с открытым огнем и электронагревательными приборами, запрещается хранение горючих жидкостей, переливание их, загрузка ими аппаратуры.

6.3.10. Запрещается нагревать на открытом огне, а также в открытых электронагревательных приборах, сосуды, содержащие горючие жидкости.

6.3.11. В случае внезапного прекращения подачи воды на охлаждение приборов и аппаратов с горючими жидкостями необходимо немедленно потушить горелки, а электронагревательные приборы выключить.

6.3.12. В случае разлива горючей жидкости (бензина, керосина, нефти и других), а также при утечке горючих газов, необходимо немедленно выключить источники открытого огня, электронагревательные приборы, принять меры к устранению причин утечки, а разлитую жидкость засыпать песком, убрать и место разлива промыть горячей водой.

6.3.13. В помещениях лаборатории запрещается:  
хранить обтирочный материал, одежду и другие предметы, пропитанные легковоспламеняющимися и горючими жидкостями;

сушить спецодежду, горючие материалы, химреактивы на нагревательных приборах и батареях парового отопления.

6.3.14. За пределами помещений лаборатории должен быть установлен общий выключатель, которым следует отключать внутреннюю электросеть помещений после окончания рабочего дня.

6.3.15. Автоматическая пожарная сигнализация помещений лаборатории должна содержаться в исправном состоянии.

## 6.4. Котельные установки

6.4.1. Лицам, обслуживающим неавтоматизированные котельные установки (машинистам, кочегарам и др.), во время дежурства запрещается оставлять котлы без надзора.

6.4.2. Расходные топливные баки должны быть закрытыми, сообщаться с наружным воздухом трубой диаметром не менее 50 мм с огнепреградителем, иметь устройства для слива топлива в аварийную емкость в случае пожара и переливные трубы. Запрещается пользоваться расходными топливными баками, не оборудованными аварийными сливными устройствами.

6.4.3. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи продувкой не реже одного раза в месяц.

6.4.4. В помещениях котельной запрещается:  
выполнять работы, не связанные с обслуживанием котельных установок, допускать в котельную посторонних лиц и поручать им наблюдение за работой котлов;

хранить смазочные масла и горючие жидкости;  
сушить спецодежду и горючие материалы на котлах и паропроводах.

6.4.5. Перед растопкой топки котлов и газоходы необходимо тщательно проветрить в течение 20 минут, открыв заслонки газоходов естественной тяги, а при наличии дымососов путем их включения на 3-5 минут.

6.4.6. Запрещается подогревать топливо выше его температуры вспышки. Предельно допустимая температура предварительного нагрева топлива должна быть на 10°C ниже его температуры вспышки.

6.4.7. Расходный бак должен быть оборудован безопасным в пожарном отношении указателем уровня (применение мерных стекол не допускается), системой блокировки.

6.4.8. Запрещается применять в качестве топливопроводов резиновые шланги и подавать топливо на сжигание при потухших форсунках или газовых горелках.

6.4.9. На трубопроводах жидкого топлива должно быть не менее двух запорных вентилей (один — около топливного бака, другой — у форсунки) для обеспечения аварийного прекращения подачи топлива к котлам.

В случае разлива жидкого топлива необходимо его смыть водой или засыпать песком. Загрязненный песок собрать лопатой или совком.

6.4.10. При повреждении газопровода и выходе газа в помещение, поврежденный участок должен быть немедленно отключен перекрытием задвижек со стороны поступления газа, должна быть приостановлена

работа котла, прекращены все работы в помещении котельной и устранены возможные источники зажигания газа. После ликвидации утечки газа помещение следует проветрить.

6.4.11. Обслуживающий персонал обязан немедленно приостановить работу котла и доложить руководству цеха:

при повреждении газовых вентилей, мазутопроводов, паропроводов, измерительных и указательных приборов или при повреждении предохранительных клапанов;

при обнаружении в основных элементах котла (барабане, коллекторе, камере, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке и т. д.) трещин, отдулин, неплотностей сварных швов, разрывов труб;

при возникновении пожара в котельной или загорании сажи и частиц топлива в газоходах.

## **7. Требования пожарной безопасности при ремонтных работах**

### **7.1. Общие требования**

7.1.1. К огневым работам относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температур, способных вызвать воспламенение веществ, материалов, конструкций (электросварка, газосварка, газорезка, применение кумулятивных зарядов, абразивная очистка, механическая обработка металлов с выделением искр и т. п.).

7.1.2. На каждом предприятии на основании Типовой инструкции, настоящих Правил, Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности должны быть разработаны инструкции по безопасному проведению сварочных и других огневых работ с учетом специфики производства и местных условий.

7.1.3. К проведению огневых работ разрешается допускать лиц, прошедших специальную подготовку, имеющих классификационное удостоверение по технике безопасности.

7.1.4. Места проведения огневых работ могут быть постоянными и временными.

Постоянные места огневых работ должны быть оборудованы в соответствии с проектом или паспортом объекта.

В помещении или участке, отведенном для проведения постоянных огневых работ, должны быть: перечень видов разрешенных огневых работ, инструкция о мерах пожарной безопасности, первичные средства

пожаротушения (огнетушители, песок, запас воды, кошма) в соответствии с нормами положенности.

7.1.5. Временные огневые работы на действующем технологическом оборудовании, исключая возникновение пожара (взрыва), допускаются в тех случаях, когда эти работы невозможно проводить на постоянных местах.

7.1.6. Для проведения временных огневых работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах во всех случаях оформляется наряд-допуск (Приложение 4), который предусматривает весь объем работ в течение указанного в нем срока. В наряд-допуск должны быть занесены основные меры безопасности, состав бригады исполнителей и их росписи о прохождении инструктажа, росписи об ознакомлении с мероприятиями оператора (диспетчера) НПС, ЛПДС. На объектах, охраняемых воензированной или профессиональной пожарной охраной, наряд-допуск должен быть согласован с объектовой пожарной охраной.

7.1.7. Наряд-допуск выписывается в двух экземплярах. Один экземпляр наряд-допуска вручается руководителю работ, другой хранится на объекте в течение одного года.

Запрещается вносить в наряд-допуск исправления, перечеркивания, оформлять записи карандашом.

7.1.8. Наряд-допуск составляет начальник цеха (участка) или лицо, ответственное за проведение огневых работ, определенное приказом руководителя предприятия и утверждает руководитель объекта или предприятия, в том числе и при выполнении работ на объекте подрядными организациями.

7.1.9. Разработку мер безопасности, отражаемых в наряд-допуске, следует проводить в соответствии с документами, указанными в п. 7.1.2.

7.1.10. Лицо, оформляющее наряд-допуск, обязано организовать подготовку и проверку состояния рабочего места, проинструктировать при допуске исполнителей и обеспечить условия для безопасного выполнения огневых работ. Место проведения огневых работ проверяется после перерыва в работе и в течение трех часов после их окончания.

7.1.11. Производитель работ обязан проверить выполнение мер пожарной безопасности в пределах рабочей зоны. Приступать к огневым работам разрешается только после выполнения всех мероприятий, предусмотренных в наряд-допуске.

7.1.12. Проведение работ, не указанных в наряд-допуске или изменение их места не допускается.

В случае необходимости в изменении вида и места работ оформляется новый наряд-допуск.

7.1.13. Перерыв в работе в течение рабочей смены или между сменами оформляется в наряд-допуске с указанием даты и времени с подписями лица, выдавшего наряд-допуск, и производителя работ.

7.1.14. При выполнении работ подрядными организациями наряд-допуск оформляется администрацией объекта (предприятия).

Администрация объекта или специально выделенный представитель ИТР обязаны контролировать соблюдение правил пожарной безопасности подрядными организациями.

7.1.15. Руководство объекта и работники пожарной охраны имеют право приостанавливать работы, в т. ч. работы подрядчика, при нарушении правил пожарной безопасности и отстранять от работы нарушителя или всю бригаду.

7.1.16. Руководители работ, выполняемых подрядными организациями, несут ответственность за соблюдение подчиненным персоналом действующих на предприятии правил пожарной безопасности и за возникновение пожаров, происшедших по их вине.

7.1.17. Организация обучения и проведения инструктажа по безопасному проведению работ сотрудниками подрядных организаций возлагается на руководство этих организаций.

7.1.18. Расстояния от вертикальных наземных нефтяных резервуаров до мест проведения огневых работ определяются по табл. 1 в зависимости от производительности закачки.

Таблица 1

**Расстояния от стенки вертикальных наземных резервуаров при их заполнении нефтью до мест ведения огневых работ**

Производительность закачки резервуаров, м <sup>3</sup> /ч	7000	6000	5000	4000	3500	3000
Минимальное расстояние, м	510	440	368	295	258	224

Окончание табл. 1

2500	2000	1500	1000	900	800	700	600	500	400	300
188	150	114	80	72	64	56	50	44	38	30

**Примечания:**

1. Приведенные в таблице расстояния соответствуют скорости ветра равной 1 м/с. Если скорость ветра больше 1 м/с, то данные таблицы (минимальное расстояние) необходимо разделить на соответствующий коэффициент, численно равный скорости ветра.

2. При скорости ветра меньше 1 м/с, огневые работы на территории резервуарного парка допускается проводить только при отсутствии заполнения резервуаров.

3. За минимально допустимое расстояние от стенки заполняемого резервуара, на котором разрешается вести огневые работы, следует принимать расстояние, равное 30 м.

4. Если расстояние от заполняемого резервуара до места ведения огневых работ меньше расстояния, определенного по таблице 1, то перед производством работ заполнение резервуара следует прекратить.

5. Порядок пользования табл. 1 покажем на примере. Для этого определим, на каком расстоянии от резервуара, в который производится закачка нефти с заполнением 1000 м<sup>3</sup>/ч, можно вести огневые работы, если скорость ветра на время ведения огневых работ составляет 2 м/с.

Данной производительности заполнения соответствует расстояние до места проведения огневых работ равное 80 м (см. табл. 1). Внося соответствующую поправку на скорость ветра (2,0 м/с), определим искомое расстояние, которое составит  $80:2=40$  м.

Вывод: огневые работы в данном случае можно вести на расстоянии не ближе 40 м от наполняемого резервуара.

При скорости ветра 4 м/с расчетное расстояние составит  $80:4=20$  м.

Вывод. Принимаем минимально допустимое расстояние равное 30 м.

7.1.19. Минимальное расстояние до мест проведения огневых работ должно быть не менее:

50 м от открытых нефтеловушек;

100 м от сливо-наливных эстакад во время слива и налива нефти и 50 м при отсутствии сливо-наливных операций;

20 м от насосных, канализационных колодцев и стоков, узлов задвижек, отдельно стоящих резервуаров.

## 7.2. Организация и проведение временных огневых работ

### Подготовительные работы

7.2.1. Огневые работы подразделяются на два этапа: подготовительный этап и этап проведения огневых работ.

7.2.2. Подготовка объекта к проведению на нем огневых работ осуществляется эксплуатационным персоналом объекта (подразделения) под руководством опытного специалиста (выделенного ответственного лица) из числа ИТР.

7.2.3. При подготовке к огневым работам руководитель объекта (подразделения) совместно с ответственным за подготовку и проведение огневых работ определяют объем работ, опасную зону, оборудование и технологию, разрабатывают проект организации работ, оформляют наряд-допуск.

7.2.4. Места проведения огневых работ обозначают соответствующими знаками.

7.2.5. Технологическое оборудование должно быть остановлено, исключено поступление нефти в отключенный участок, задвижки перекрыты, а при возможности отключено заглушками (кроме коммуникаций, необходимых при подготовке и проведении огневых работ) и подвигнуто технологическим операциям, приводящим его в пожаробезопасное состояние (очистка, пропарка, вентиляция, сорбция, флегматизация, изоляция горючих веществ от источника зажигания пенами и др.) с предварительным и текущим газовым анализом.

7.2.6. Очистка оборудования должна проводиться при отсутствии взрывоопасных концентраций (после предварительной дегазации или флегматизации) и в электрически безопасном (искробезопасном) технологическом режиме.

7.2.7. При флегматизации в газовом пространстве оборудования должно поддерживаться избыточное давление азота, углекислого газа, аргона, водяного пара (при температуре водяного пара в аппарате не менее 80°C) и др.

7.2.8. Принудительная вентиляция резервуаров и технологического оборудования должна осуществляться с помощью взрывобезопасных вентиляторов с приводом от электродвигателя во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ.

7.2.9. При пропарке технологического оборудования внутри него должна поддерживаться температура не менее 80°C. Допускается снижать температуру менее 80°C при контроле электростатической опасности процесса пропаривания или отсутствия взрывоопасной концентрации паров (газов) в газовом пространстве пропариваемого оборудования. Температура подаваемого водяного пара не должна превышать значения, равного 80% от температуры самовоспламенения хранимых продуктов.

7.2.10. Во время предремонтной подготовки должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды в аппаратах, емкостях, трубопроводах и в опасной зоне вблизи оборудования.

7.2.11. При подготовке технологического оборудования к огненным работам внутренняя поверхность емкостей, аппаратов, трубопроводов должна быть очищена от пирофорных отложений, склонных к самовозгоранию.

7.2.12. Сернистые отложения, извлекаемые из аппаратов или емкостей при очистке, должны содержаться во влажном состоянии до удаления из зоны хранения нефти и нефтепродуктов, удалены в специально отведенное место. Сбрасывать сернистые отложения в канализацию запрещается.

7.2.13. Места возможного выделения горючих газов, паров, пыли, находящиеся в зоне проведения огневых работ, должны быть загерметизированы, а разлившаяся жидкость убрана (покрыта негорючими газонепроницаемыми пенами или засыпана песком).

7.2.14. Конструктивные элементы зданий, перекрытия и полы помещений должны быть очищены от взрывоопасных и пожароопасных веществ. При проведении очистки помещений, оборудования, канализации следует исключать образование горючих паровоздушных смесей

и возникновение источников зажигания.

Смотровые, технологические и пазовые люки (лючки), а также вентиляционные, монтажные проемы и незаделанные отверстия в перекрытиях и стенах помещений, в которых проводятся огневые работы, должны быть закрыты.

7.2.15. Настилы полов, канализационные колодцы, конструкции из горючих материалов, находящиеся в пределах указанных радиусов (табл. 3), должны быть защищены от попадания на них искр экранами, асбестовым полотном, металлическими листами, пенами или другими негорючими материалами, а при необходимости политы водой (водным раствором пенообразователя).

7.2.16. Помещения, в которых возможно скопление горючих газов (ГГ) и паров ЛВЖ и ГЖ перед проведением огневых работ должны быть провентилированы. Ведение огневых работ разрешается только при открытых дверях, окнах, люках, работающей вентиляции и после проведения газового анализа. Смежные помещения должны быть герметизированы. Огневые работы в помещениях разрешается начинать при отсутствии горючих веществ в воздушной среде или наличии их не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам (табл. 2).

Таблица 2

**Значения ПДК некоторых горючих жидкостей и газов**

Вещество	Величина предельно допустимой концентрации, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Сероводород в смеси с углеводородами С1-С5	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды (С1-С10 в пересчете на С)	300
Хлор	0,1

7.2.17. До начала огневых работ в производственных помещениях (технологические насосные, газокомпрессорные станции и др.) необходимо приостановить операции по перекачке нефти, снизить рабочее давление до минимальных пределов.

7.2.18. При проведении огневых работ следует применять: оборудование для создания воздушных (водяных или паровых) завес; переносные вентиляционные агрегаты для местной вентиляции: герметизирующие кабины с подпором воздуха.

7.2.19. Место проведения огневых работ должно быть очищено от горючих веществ и материалов в радиусе, указанном в таблице 3 в зависимости от высоты расположения точки сварки (резки).

Таблица 3

**Минимальный радиус зоны, подлежащий очистке от горючих материалов**

Высота точки сварки над уровнем пола или прилегающей территории, м	0	2	3	4	6	8	10	Свыше 10
Радиус зоны, м	7	8	9	10	11	12	13	14

**Проведение огневых работ**

7.2.20. Перед началом, после каждого перерыва и во время проведения огневых работ периодически (через 2 часа) должен осуществляться контроль за состоянием воздушной среды в аппаратах, трубопроводах, резервуарах и технологическом оборудовании, на которых проводятся указанные работы, и в опасной зоне производственного помещения (территории).

7.2.21. Огневые работы внутри аппаратов, емкостей, в колодцах, в котлованах разрешается начинать при отсутствии в них горючих паров и газов или наличии их не выше ПДК. При проведении огневых работ снаружи аппаратов, емкостей и трубопроводов концентрация в их газовом пространстве и в зоне работ должна быть не выше ПДВК.

В случае повышения в аппаратах содержания горючих веществ выше ПДВК (табл. 4) или снижения концентрации флегматизатора в них (в аппаратах, трубопроводах резервуарах и технологическом оборудовании) огневые работы должны быть немедленно прекращены.

Таблица 4

**Предельно допустимые взрывобезопасные концентрации (ПДВК) веществ**

Наименование веществ	ПДВК	
	% объемн.	мг/л (г/м <sup>3</sup> )
Аммиак	0,75	5,50
Бензол	0,07	2,25
Бензин-растворитель	0,04	1,63
Бутан	0,09	3,25
Керосин	0,07	3,70
Метан	0,25	1,65
Нефть (фракция 20-200 <sub>о</sub> )	0,07	2,10
Пропан	0,11	1,90
Спирт метиловый (метанол)	0,30	4,60
Спирт этиловый	0,18	3,40
Этиленгликоль	0,17	4,70
Этан	0,15	1,80
Этилен	0,15	1,70

7.2.22. В производственном помещении или опасной зоне огневые работы немедленно прекращаются в случае повышения концентрации выше значения ПДК у места их проведения. Эти работы могут быть возобновлены только после выявления и устранения причин загазованности и снижения концентрации паров (газов) до значения ПДК (табл. 2).

7.2.23. Проведение технологических операций, приводящих к возникновению загазованности (вскрытие люков и крышек, загрузка через открытые люки, выгрузка и слив ЛВЖ и ГЖ) у мест выполнения огневых работ запрещается.

7.2.24. При перерывах в работе, а также в конце рабочей смены аппаратура должна отключаться, сварочный аппарат должен быть отключен от электросети, шланги отсоединены и освобождены от горючих жидкостей и газов, аппаратура и оборудование должны быть убраны в специально отведенное место.

7.2.25. При проведении огневых работ запрещается:

- 1) производить огневые работы на свежеекрашенных конструкциях и изделиях до полного высыхания красок;
- 2) пользоваться одеждой и рукавицами со следами масел и жиров, бензина, керосина и других горючих жидкостей;
- 3) хранить в сварочных кабинах одежду, ЛВЖ, ГЖ и другие горючие материалы;

7.2.26. Баллоны с газом при их хранении, перевозке и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

Баллоны, устанавливаемые в помещениях, должны находиться от радиаторов отопления и других отопительных приборов и печей на расстоянии не менее 1 м, а от источников тепла с открытым огнем — не менее 5 м.

7.2.27. При проведении газосварочных и газорезательных работ запрещается:

- 1) отогревать замерзшие трубопроводы, вентили, редукторы и другие детали сварочных установок открытым огнем или раскаленными предметами;
- 2) допускать соприкосновение кислородных баллонов, редукторов и другого сварочного оборудования с различными маслами, промасленной одеждой и ветошью;
- 3) производить продувку шланга для горючих газов кислородом и кислородного шланга горючими газами, а также взаимозаменять шланги при работе.

7.2.28. Запрещается применять голые, соединенные скруткой или с плохой изоляцией провода, самодельные электропредохранители. Соединение сварочных проводов нужно производить при помощи опрессовки, сварки, пайки, специальных зажимов.

7.2.29. Использование в качестве обратного провода сетей заземления или зануления, а также металлических конструкций зданий, ком-

муникаций и технологического оборудования запрещается.

7.2.30. При смене электродов в процессе сварки их остатки (огарки) следует выбрасывать в специальный металлический ящик, устанавливаемый у места сварочных работ.

### 7.3. Ремонт нефтепроводов и продуктопроводов

7.3.1. Огневые работы выполняются только по наряд-допуску. Перед началом огневых работ на трубопроводах (технологических, магистральных) открытая траншея и поверхность трубопровода должны быть зачищены от остатков нефти и горючих материалов, из траншей взят анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ (не превышать ПДК).

7.3.2. Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми первичными средствами пожаротушения.

7.3.3. Сварочные работы на отключенных трубопроводах допускаются, если концентрации горючих паров и газов в пробах, взятых из ремонтируемого участка трубопровода, не превышают ПДВК (табл. 4) при отсутствии в трубопроводах воспламеняющейся жидкой фазы и исключении возможности поступления горючих паров и газов к месту огневых работ.

7.3.4. Наряду с предварительной очисткой трубопроводов допускается использование других способов обеспечения пожаровзрывобезопасности: применение воздушно-механических (газомеханических) пен; флегматизирующих газов (азот, аргон, углекислый газ, аэрозольные составы и др.) в соответствии с инструкциями, согласованными с органами Господнадзора и др. заинтересованными организациями.

7.3.5. Сварочные работы на действующих нефтепродуктопроводах при флегматизации инертным газом (азот, аргон, углекислый газ и пр.), могут проводиться при избыточном давлении и не ниже 200 Па с постоянным контролем давления.

7.3.6. Если во время работ давление в нефтепродуктопроводе станет ниже 200 Па, огневые работы необходимо немедленно прекратить и принять меры к восстановлению требуемого давления.

7.3.7. При проведении огневых работ на продуктопроводах должны соблюдаться меры безопасности, предусмотренные Правилами безопасности при эксплуатации конденсатопроводов и магистральных трубопроводов для сжиженных газов.

### 7.4. Зачистка и ремонт резервуаров

7.4.1. Перед проведением огневых ремонтных работ на резервуарах следует выполнять их зачистку и дегазацию: флегматизацию газового пространства и (или) изоляцию источника зажигания от горючих веществ с выполнением требований соответствующих инструкций.

7.4.2. Перед зачисткой от пирофорных отложений резервуары должны заполняться водяным паром.

По окончании пропарки резервуары должны быть заполнены водой до верхнего уровня. В тех случаях, когда заполнение аппарата водой не допускается или невозможно, необходимо стенки его поддерживать во влажном состоянии.

После заполнения резервуара для обеспечения медленного окисления пирофорных отложений, уровень воды в нем необходимо снижать постепенно со скоростью не более 0,5-1,0 м/ч.

7.4.3. Технология зачистки должна обеспечивать: снижение концентрации паров углеводородов до значений ПДК или ПДВК;

очистку загрязненных поверхностей резервуаров до предельно допустимой пожарной нагрузки (ПДПН).

При проведении работ снаружи резервуара концентрацию углеводородов в газовом пространстве резервуара необходимо снижать до значения ПДВК, а в случае выполнения работ внутри резервуара — до значения ПДК.

Предельно допустимой пожарной нагрузкой (ПДПН) для нефти (кроме ШФЛУ) является удельное количество отложений (остатков), равное 200 г/м<sup>2</sup>, определяемое в наиболее загрязненных местах резервуара.

7.4.4. Флегматизация паровоздушного пространства в резервуаре должна обеспечиваться:

поддержанием количества флегматизатора выше значения флегматизирующей концентрации или снижением концентрации кислорода меньше значения минимального взрывоопасного содержания кислорода (МВСК) с учетом соответствующих нормативных коэффициентов безопасности; герметизацией корпуса резервуара, поддержанием безопасного избыточного давления флегматизатора в резервуаре.

7.4.5. Изоляция источников зажигания (дуга, пламя, искры, продукты кумулятивной резки и т. п.) от газообразной (жидкой) фазы нефти и ее отложений должна быть обеспечена с помощью воздушно-механических (газомеханических) и (или) твердеющих пен, пленкообразователей, порошков, намораживания ледяного покрытия и др. способов, иск-

лючающих возможность контакта источников зажигания с горючей средой в соответствии с Инструкциями на их применение.

7.4.6. На предремонтную подготовку каждого резервуара должен составляться проект производства работ (ППР), утвержденный руководством объекта (предприятия). В ППР должны отражаться: состав, последовательность и пожаробезопасные режимы технологических операций по предремонтной подготовке; технологические схемы; типы технологического оборудования с указанием маркировки по взрывозащите (для электрооборудования); схемы расположения заглушек (задвижек) и т. п.

7.4.7. Запрещается монтаж моечного оборудования и очистка при наличии в резервуаре взрывоопасных концентраций.

7.4.8. Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации меньше значения нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) при отсутствии данных по НКПР за безопасное значение принимается концентрация  $20 \text{ г/м}^3$  (1% об.).

7.4.9. При размыве донных отложений с помощью свободных струй нефти должно обеспечиваться поддержание в газовом пространстве концентрации паров углеводородов в 1,6-2,5 раза выше значения верхнего концентрационного предела распространения пламени (ВКПРП) и (или) электростатически безопасный режим мойки. При этом количество нефти для размыва донных остатков должно быть не менее 4-8 объемов (в зависимости от свойств нефти и отложений) от объема отложений (парафинистых остатков). Запрещается мойка резервуара свободными струями нефти при открытых люках, неисправных дыхательных предохранительных клапанах, наличии сквозных отверстий и утечек в корпусе и днище.

Очистку (доочистку) резервуаров с помощью негорючих ТМС (МС, МП, Лабомид, Темп и т. п.) следует производить в электростатически безопасном режиме и (или) при отсутствии в газовом пространстве взрывоопасных концентраций паров углеводородов, т. е. после предварительной дегазации или флегматизации.

При отсутствии технических возможностей по герметизации корпуса резервуаров очистку (доочистку) от нефтяных осадков, допускается производить с помощью воды, негорючих ТМС (МС, МП, Лабомид, Темп и т. п.) после предварительной дегазации.

7.4.11. Мойка резервуаров допускается только в электростатически безопасном режиме и (или) при непрерывном контроле опасности статического электричества и (или) при отсутствии взрывоопасных концентраций.

7.4.12. Промежуточная емкость с растворами технических моющих средств (ТМС) устанавливается за обвалованием. Она должна быть герметичной, оборудоваться газоотводной трубой высотой не менее 2-х метров с огнепреградителем.

Насосная установка для подачи раствора ТМС на доочистку размещается с наветренной стороны по отношению к емкости с раствором ТМС на расстоянии не ближе 5 метров от нее. Электрооборудование насосной установки должно выполняться во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ.

7.4.13. Вентиляция должна производиться до снижения концентрации паров нефти в резервуаре меньше значения ПДВК (ПДК). Для снижения концентрации паров нефти до значения меньше 80% от НКПРП производится сорбция, после которой осуществляется принудительная вентиляция или аэрация.

7.4.14. Выброс паров нефти из резервуаров в атмосферу при принудительной вентиляции следует производить струями, выше уровня аэродинамической тени через газоотводную трубу высотой не менее 2 м, установленную на световом люке. При этом другие световые люки должны быть закрыты.

7.4.15. В случае отсутствия обратного клапана при остановке вентилятора, следует на воздухопроводе устанавливать заглушку.

7.4.16. По окончании дегазации (вентиляции) следует производить измерение концентрации паровоздушной смеси взрывобезопасными газоанализаторами. Точки отбора проб должны быть на расстоянии не ближе 2 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от дна. Люки при отборе проб следует герметизировать.

7.4.17. Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 80% от НКПР (более  $20 \text{ г/м}^3$ , 1% об.) должна проводиться только через световые люки, с установкой на крышевых люках дефлекторов.

7.4.18. В период проведения зачистки и дегазации резервуара проводить огневые работы на расстояниях ближе указанных в табл. 1 запрещается.

7.4.19. Во время очистки от пирофорных отложений внутренние поверхности резервуара необходимо обильно смачивать водой для поддержания их во влажном состоянии до окончания очистки.

7.4.20. Пирофорные отложения, собираемые при очистке резервуара, должны поддерживаться во влажном состоянии и удаляться с территории предприятия в места, согласованные с местным органом власти и пожарной охраны.

Инструмент, используемый для зачистки резервуаров и монтажа оборудования, должен быть выполнен из искробезопасного материала. Электрооборудование следует использовать только взрывозащищенное в соответствии с требованиями ПУЭ.

7.4.21. На месте производства работ по очистке должна быть пожарная техника: автоцистерна с запасом пенообразователя и воды, первичные средства пожаротушения (огнетушители, лопаты, кошма, запас песка); организовано дежурство сотрудников пожарной охраны.

## **7.5. Ремонт сливо-наливных эстакад и причалов**

7.5.1. Площадки металлоконструкций, конструктивные элементы зданий, которые находятся у мест проведения огневых работ, должны быть очищены от горючих веществ и материалов в соответствии с п. 7.2.19 и табл. 3.

7.5.2. Сливные воронки, выходы из лотков и другие устройства, в т. ч. связанные с канализацией, должны быть загерметизированы.

7.5.3. Места розлива ЛВЖ и ГЖ должны быть тщательно очищены, засыпаны сухим песком, грунтом или покрыты негорючими твердеющими пенами.

7.5.4. Замазученные лотки и другие элементы сливо-наливных эстакад и причалов должны быть промыты водой (водными растворами пенообразователя или технических моющих средств).

7.5.5. Труднодоступные для очистки места следует заполнять пеной или тщательно изолировать негорючими материалами.

7.5.6. Огневые работы при выполнении операций по сливу-наливу запрещаются.

## **7.6. Обязанности и ответственность руководителей и исполнителей огневых работ**

7.6.1. Ответственное лицо, утвердившее наряд-допуск на проведение огневых работ, обязано:

разработать мероприятия по безопасному проведению огневых работ и обеспечивать их выполнение;

назначить ответственных лиц за подготовку и проведение огневых работ из числа ИТР, знающих условия подготовки и правила проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах;

перед началом проведения огневых работ произвести проверку выполнения разработанных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском;

в период проведения огневых работ обеспечить контроль за соблюдением требований настоящих правил;

организовать контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения огневых работ и в опасной зоне и установить периодичность отбора проб;

обеспечить согласование наряда-допуска на проведение огневых работ с пожарной охраной.

7.6.2. Ответственный за подготовку оборудования и коммуникаций к проведению огневых работ обязан:

организовать выполнение мероприятий, указанных в наряде-допуске и плане работ;

проверить полноту и качество выполнения мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском;

обеспечить своевременный анализ воздушной среды на месте проведения огневых работ и в опасной зоне.

7.6.3. Ответственный за проведение огневых работ обязан:

организовать выполнение мероприятий по безопасному проведению огневых работ, предусмотренных в плане работ и наряде-допуске ; провести инструктаж исполнителей огневых работ;

проверить наличие удостоверений у исполнителей огневых работ сварщики, резчики), исправность и комплектность инструмента и средств для проведения огневых работ;

обеспечить место проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения, а исполнителей — средствами индивидуальной защиты (противогазы, спасательные пояса, веревки и др.) ;

непосредственно руководить работами и контролировать работу исполнителей;

следить за состоянием воздушной среды на месте проведения огневых работ и в случае необходимости прекратить огневые работы;

при возобновлении огневых работ после перерыва проверить состояние места проведения этих работ и оборудования и разрешить продолжить работы только после получения данных на отсутствие возможных источников возникновения огня;

после окончания огневых работ проверить рабочее место и произвести анализ воздушной среды.

7.6.4. Начальник смены (руководитель смены) обязан:

уведомить персонал смены о проведении на объекте огневых работ;

обеспечить ведение технологического процесса, исключающего возможность возникновения взрыва, пожара;

зарегистрировать проведение огневых работ в журнале сдачи и приема смен;

проверить по окончании огневых работ совместно с ответственным за их проведение место огневых работ в целях исключения возможности загорания и обеспечить наблюдение персоналом смены в течение 3 ч за местом, где проводились огневые работы.

7.6.5. Исполнители огневых работ обязаны:

иметь при себе квалификационное удостоверение;

иметь удостоверение о прохождении проверки знаний правил безопасности и пожарной безопасности;

получить инструктаж по безопасному ведению огневых работ и расписаться в наряде-допуске, а исполнителям подрядной (сторонней) организации дополнительно получить инструктаж по технике безопасности при проведении огневых работ в данном цехе;

ознакомиться с объемом работ на месте предстоящего проведения огневых работ;

приступить к огневым работам только после указания ответственного за проведение этих работ;

выполнять только ту работу, которая указана в наряде-допуске;

строго соблюдать меры безопасности, предусмотренные в наряде-допуске и плане работ;

уметь пользоваться средствами пожаротушения и в случае возникновения пожара немедленно приступить к ликвидации его и вызвать пожарную охрану;

после окончания огневых работ тщательно осмотреть место проведения этих работ и устранить выявленные нарушения, могущие привести к возникновению пожара, к травмам или авариям;

прекращать огневые работы при возникновении опасной ситуации.

Указанные в настоящем разделе лица несут ответственность за выполнение этих требований.

## **8. Электрооборудование взрывоопасных зон, защита от статического и атмосферного электричества**

### **8.1. Электрооборудование взрывоопасных зон**

8.1.1. Электроустановки должны быть выполнены в соответствии с проектом и ПУЭ, а их эксплуатация должна производиться в соответ-

ствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ).

8.1.2. Во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок допускается применение взрывозащищенного электрооборудования, которое по уровню взрывозащиты, степени защиты оболочки и способу монтажа соответствует классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси.

8.1.3. На зарубежное взрывозащищенное электрооборудование, примененное в комплекте технологической установки, должно быть заключение испытательной организации (ВНИИВЭ) о допустимости его к установке во взрывоопасной зоне, которое следует хранить на НПС.

8.1.4. Электрооборудование, не имеющее знаков взрывозащиты, письменного заключения государственной контрольной организации, к эксплуатации не допускается.

8.1.5. При эксплуатации электроустановок во взрывоопасных зонах не допускается:

эксплуатация взрывозащищенного электрооборудования с нарушенной взрывозащитой, со снятыми деталями оболочки или их крепежными деталями;

хранение около электрооборудования горючих веществ и материалов.

8.1.6. Во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок запрещается:

включать в работу электроустановки при неисправном защитном заземлении (занулении, неисправных блокирующих устройствах, нарушении взрывозащитных свойств оболочки;

вскрывать оболочки взрывозащищенного электрооборудования при нахождении токоведущих частей под напряжением;

включать электроустановки без защиты от токов короткого замыкания и перегрузки;

применять некалиброванные плавкие вставки предохранителей, нагревательные элементы тепловых реле;

применять переносные светильники, не отвечающие требованиям взрывобезопасности.

8.1.7. Электрическое освещение во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок должно быть выполнено взрывозащищенными светильниками, соответствующими классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси.

8.1.8. Переносные взрывозащищенные светильники выдаются в

исправном состоянии и только на время выполнения работ. По окончании работ светильник должен быть очищен и возвращен с соответствующим оформлением.

8.1.9. Смена ламп и источников питания, встроенных во взрывозащищенный светильник, должна производиться лицами, на которых возложено обслуживание светильников распоряжением главного энергетика или начальника электроцеха.

8.1.10. Ремонт взрывозащищенного электрооборудования во взрывоопасных зонах должен осуществляться в соответствии с требованиями РД.16.407-87 "Ремонт взрывозащищенного и рудничного электрооборудования" и другой действующей нормативно-технической документации.

8.1.11. Во взрывоопасных зонах классов В-1 и В-1а полы помещений должны быть электростатически проводящими.

## **8.2. Молниезащита зданий и сооружений. Защита от статического электричества**

8.2.1. Здания, сооружения и открытые производственные установки в зависимости от назначения, класса взрывопожароопасных зон, среднегодовой продолжительности гроз в районе их расположения должны быть обеспечены молниезащитой в соответствии с требованиями Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений (РД.34.21.122-87).

8.2.2. Ответственность за состояние устройств молниезащиты и защиты от статического электричества на предприятии, объекте (цехе, участке) возлагается на руководителей соответствующих подразделений.

8.2.3. Устройства молниезащиты строящихся зданий и сооружений должны быть приняты и введены в эксплуатацию к началу проведения отделочных работ, а при наличии взрывоопасных зон — до начала комплексного опробования технологического оборудования.

У заказчика (на объекте) должны быть скорректированная при строительстве и монтаже проектная документация по устройству молниезащиты (чертежи и пояснительная записка) и акты приемки устройств молниезащиты, в том числе акты на скрытые работы по присоединению заземлителей к токоотводам и токоотводов к молниеприемникам (за исключением случаев использования стального каркаса здания в качестве токоотводов и молниеприемников), а также результаты замеров сопротивлений тока промышленной частоты заземлителей отдельно стоящих молниеотводов.

8.2.4. При эксплуатации устройств молниезащиты наряду с теку-

щим предупредительным ремонтом предусматривается периодическая проверка их состояния: для зданий и сооружений I и II категории — 1 раз в год перед началом грозового сезона; для зданий и сооружений III категории — не реже 1 раза в 3 года.

8.2.5. Во время грозы запрещается держать открытыми окна и двери в производственных и бытовых помещениях.

8.2.6. Объекты магистральных нефтепроводов должны быть защищены от статического электричества в соответствии с требованиями Временных правил защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности (РД 39-22-113-78) и ГОСТ 12.1.018-86 ССБТ. Пожарная безопасность. Электростатическая искробезопасность.

8.2.7. Защита от статического электричества подлежат производственные установки со взрывоопасными и пожароопасными зонами всех классов.

8.2.8. По условиям пожарной безопасности заземляющие устройства для защиты от статического электричества могут объединяться с устройствами заземления молниезащиты или защитного заземления электрооборудования.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного только для защиты от статического электричества, не должно превышать 100 Ом.

8.2.9. Железнодорожные цистерны и нефтеналивные суда, находящиеся под сливом-наливом нефти и нефтепродуктов, должны быть присоединены к заземляющему устройству. В качестве заземляющего проводника следует применять гибкий многожильный провод: медный сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>; стальной сечением не менее 25 мм<sup>2</sup>. Контактные устройства для присоединения заземляющих проводников должны быть установлены за пределами взрывоопасной зоны.

Проводники необходимо сперва присоединить к корпусам цистерн, а затем к заземлителю. Отсоединять и присоединять заземляющие проводники во время сливных и наливных операций запрещается. При нарушении заземления слив-налив следует прекратить до устранения неисправностей.

8.2.10. Металлические наконечники нефтеналивных шлангов должны быть заземлены с помощью гибкого медного провода диаметром не менее 2 мм, навитого по шлангу путем присоединения его к металлоконструкциям нефтеналивного устройства.

8.2.11. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств от статического электричества необходимо производить одновременно с осмотром

и текущим ремонтом технологического оборудования и электроустановок.

Измерения сопротивления должны производиться не реже одного раза в год: летом — при наибольшем просыхании или зимой — при наибольшем промерзании почвы и после каждого ремонта оборудования.

8.2.12. Отдельные быстроизнашивающиеся узлы защиты от статического электричества (защитное оборудование сливо-наливных шлангов и т. п.) должны подвергаться ремонту и обновляться в сроки, установленные на объекте.

## **9. Средства автоматического регулирования, контроля и защиты**

9.1. При монтаже, наладке и эксплуатации средств автоматического регулирования, контроля и защиты необходимо строго соблюдать требования ПУЭ, ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей, а также инструкций предприятия магистрального трубопровода и заводоизготовителей.

9.2. Запрещается вскрывать и осматривать приборы КИПиА во взрывоопасных зонах без снятия электрического напряжения.

9.3. Ремонт приборов КИПиА во взрывоопасных зонах разрешается только холодным способом без применения открытого огня, а для электроприборов — при снятом электрическом напряжении.

9.4. Текущий ремонт приборов КИПиА, связанных с технологическими аппаратами и трубопроводами, разрешается выполнять только после отключения приборов от технологических установок.

9.5. Все приборы КИПиА должны проходить госповерку в установленные сроки. Запрещается эксплуатация неисправных приборов, а также приборов с истекшими сроками проверки.

9.6. Контрольно-измерительные приборы, установленные на оборудовании, должны иметь ограничительные отметки допустимых параметров, пломбу или клеймо госповерителя или организации, осуществляющей ремонт приборов.

Запрещается работа технологического оборудования, аппаратов и трубопроводов при неисправных контрольно-измерительных приборах или при их отсутствии.

9.7. Местные щиты КИПиА должны быть смонтированы в шкафах, соответствующих классу взрывоопасных зон.

Шкафы необходимо запирать, а ключи хранить у работников службы автоматики.

9.8. Во взрывоопасных помещениях и рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение горючих газов и паров, должен быть организован систематический контроль воздуха.

9.9. Для контроля воздушной среды взрывопожароопасные производственные помещения должны быть оборудованы стационарными газосигнализаторами ДВК.

Газосигнализаторы ДВК должны выдавать световые и звуковые предупреждающие сигналы при концентрации горючих паров и газов 20% и аварийные сигналы при концентрации 50% от НКПВ.

Предупреждающие и аварийные сигналы должны отличаться друг от друга.

В производственных помещениях стационарные газосигнализаторы ДВК должны быть заблокированы с аварийной вентиляцией, включение которой осуществляется при подаче предупреждающего сигнала.

9.10. Световые и звуковые сигналы газосигнализаторов ДВК должны подаваться в диспетчерский пункт и на рабочие места обслуживающего персонала.

9.11. При отсутствии стационарных автоматических газосигнализаторов следует осуществлять периодический контроль воздушной среды переносными приборами, методом экспресс-анализа или обычными физико-химическими методами.

Отбор проб при этом необходимо производить в местах возможного выделения и скопления горючих газов и паров в присутствии представителя объекта (участка).

## **10. Отопление и вентиляция**

10.1. Системы отопления и вентиляции производственных помещений должны обеспечивать воздушную среду, соответствующую требованиям взрывопожарной безопасности.

10.2. В производственных помещениях установок ШФЛУ и нефтяных насосных с насосами допускающими утечки вентиляция должна работать постоянно.

10.3. Отопительные приборы и устройства производственных помещений должны соответствовать проекту, категории по взрывопожарной опасности и классу зон по ПУЭ.

10.4. Хранение и сушка спецодежды и других горючих материалов на поверхности нагревательных приборов и трубопроводов отопления не допускается.

10.5. Работа технологического оборудования во взрывопожаро-

опасных помещениях при неисправной вентиляции или систем ее автоматики и блокировки запрещается.

10.6. Хранение каких-либо материалов или оборудования в вентиляционных камерах не допускается. Подступы к вентиляционному оборудованию, пусковым устройствам и средствам пожаротушения, а также проходы между оборудованием загромождать запрещается.

10.7. Металлические воздуховоды и трубопроводы, а также другое оборудование отопительно-вентиляционных систем должны быть надежно заземлены.

10.8. В случае возникновения пожара в вентиляционной системе или в обслуживаемом ею помещении вентиляторы должны быть немедленно выключены, а заслонки перед вентиляторами и после них — перекрыты.

10.9. При выполнении ремонтных работ на технологическом оборудовании пожаровзрывоопасных помещений должна быть включена приточно-вытяжная вентиляция.

## 11. Ликвидация аварий и пожаров

11.1. На предприятиях магистральных нефтепроводов для каждого пожаровзрывоопасного объекта (цеха), а также для всего предприятия должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий (ПЛА) и планы тушения пожаров (ПТП) — в дальнейшем планы быстрого реагирования (ПБР).

Указанные планы утверждаются главным инженером и согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям. Они включают подробное изложение действий должностных лиц производственных и объектовых подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара, необходимого количества сил и средств, проведение первоочередных аварийно-спасательных работ\* и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

\* Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по спасанию людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов в условиях аварий и (или) пожара и могут выполняться с привлечением имеющихся на данном объекте сил и средств.

11.2. На предприятии должен быть разработан порядок ввода в действие ПЛА и ПТП, определен перечень должностных лиц, обладающих правом объявления аварийного режима и несущих персональную ответственность в соответствии с действующим законодательством за полноту и своевременность их введения в действие.

ПЛА и ПТП должны своевременно корректироваться, ежегодно практически обрабатываться с привлечением предусмотренных сил и средств.

11.3. При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, или пожара руководитель объекта (цеха) или другое ответственное лицо (см. п. 11.2) обязаны объявить о вводе на объекте (цехе) аварийного режима и задействовании планов ПБР, доложить об этом диспетчеру и руководителю предприятия.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

1) оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников (ИТР), не занятых ликвидацией аварии или пожара; доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен производиться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;

2) в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;

3) вызвать пожарную часть, газоспасательную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;

4) на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы с применением открытого огня и другие работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;

5) принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;

6) прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию и ликвидацию аварии или пожара, в соответствии с ПЛА или ПТП;

7) удалить по возможности ШФЛУ, ЛВЖ и ГЖ из аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, и, если возможно, понизить давление в аппаратах;

8) при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;

9) на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;

10) при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;

11) обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горящего продукта, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;

12) одновременно с тушением пожара производить охлаждение

конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;

13) при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке нефти из горящего резервуара;

Другие мероприятия по ликвидации аварий или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности.

1.4. Ответственный руководитель ликвидации аварий назначается приказом по объединению РНУ из числа руководящих работников предприятия или объекта в зависимости от масштаба аварии.

11.5. Руководитель ликвидации аварии должен создать штаб, организовать встречу сил и средств, привлекаемых согласно планов быстрого реагирования, информировать их старших начальников о пострадавших при аварии, принятых мерах по ликвидации аварий, последствиях, которые могут произойти в результате аварии (взрыв, пожар, отравление и т. д.) и поставить перед ними конкретные задачи.

Руководители прибывших подразделений являются ответственными исполнителями порученных им подразделениям работ.

11.6. Аварийное положение на объекте может быть отменено только после создания условий для нормального функционирования объекта.

11.7. По каждому происшедшему на объекте пожару и (или) аварии руководителем предприятия для выяснения причин их возникновения и развития, а также разработку профилактических мер назначается комиссия, результаты работы которой оформляются актом, по которому руководитель предприятия должен принять решение.

## **12. Содержание средств пожаротушения, пожарнотехнического оборудования и инвентаря**

### **12.1. Первичные средства пожаротушения**

12.1.1. Ответственность за приобретение, оснащение ими помещений и установок, изготовление и своевременный ремонт пожарного оборудования, инвентаря и средств пожаротушения несет руководитель предприятия.

Ответственность за сохранность и постоянную готовность к действию первичных средств пожаротушения, расположенных на отдельных объектах, несут руководители этих объектов. Непосредственный контроль за наличием и техническим состоянием первичных средств пожаротушения осуществляет обслуживающий персонал цехов, участков, рабо-

чих мест и т. д., для которых он предназначен. Это должно быть отражено в должностных обязанностях работающих.

12.1.2. На объектах должны быть инвентарные описи закрепленного за каждым сооружением пожарного инвентаря и оборудования с правилами пользования ими.

12.1.3. Использование первичных средств пожаротушения не по назначению запрещается.

12.1.4. Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа, по согласованию с пожарной охраной.

12.1.5. Огнетушители, ящики для песка, бочки для воды, ведра, щиты, шкафы и инвентарь должны иметь окраску в соответствии с требованиями ГОСТ.

12.1.6. Проверку пригодности заряда огнетушителей, их перезарядку и гидравлические испытания следует производить в соответствии с паспортами заводов-изготовителей и инструкций по зарядке, перезарядке и эксплуатации.

12.1.7. При температуре окружающей среды 0°C и ниже пенные огнетушители необходимо перенести в отапливаемые помещения и вывесить плакат с надписью "Здесь находятся огнетушители", а на объектах, где находились огнетушители в теплое время года, вывесить таблички с указанием места нахождения огнетушителей.

12.1.8. Заряды порошковых огнетушителей, хранящиеся на складе, проверяют по внешнему виду на влажность и гранулометрический состав и при необходимости просушивают при температуре 50-60°C, а комки размельчают. Заряды порошковых огнетушителей, находящихся в помещениях с повышенной влажностью и низкой температурой (ниже плюс 10°C), а также на открытом воздухе, проверяют не реже одного раза в три месяца.

12.1.9. Каждому огнетушителю, поступившему в эксплуатацию, необходимо присвоить порядковый номер, обозначаемый краской на корпусе огнетушителя, и завести паспорт на него.

12.1.10. Огнетушители, не имеющие паспорта с указанием года изготовления и даты испытания, перед зарядкой испытывают на прочность в соответствии с техническими условиями. Корпуса огнетушителей, не выдержавшие испытания, к дальнейшей эксплуатации не допускаются.

12.1.11. После тушения пожара углекислотными огнетушителями в закрытых помещениях их следует немедленно проветрить во избежание удушья и отравлений.

12.1.12. Асбестовое полотно, войлок (кошму) рекомендуется хранить в металлических футлярах с крышками, периодически (но не реже одного раза в три месяца) просушивать и очищать от пыли.

12.1.13. Ящики для песка должны иметь плотно закрывающиеся крышки, конструкция которых должна исключать попадание в ящики атмосферных осадков. Песок в ящиках следует регулярно проверять и при увлажнении или комковании просушивать и просеивать. У каждого ящика должна быть лопата совкового типа.

12.1.14. Бочки с водой должны быть емкостью не менее 200 л, иметь крышки и надпись "Для тушения пожара".

12.1.15. Рукава внутренних пожарных кранов должны быть всегда сухими, хорошо скатанными, присоединенными к крану и стволу. Пожарный кран и рукава, расположенные в шкафу, должны быть опломбированы.

12.1.16. Два раза в год необходимо проверять давление во внутренних пожарных кранах. Результаты проверки должны регистрироваться в специальном журнале.

## 12.2. Стационарные установки пожаротушения

12.2.1. Для контроля за техническим состоянием имеющихся стационарных установок пожаротушения необходимо приказом назначить ответственное лицо из числа технического персонала предприятия. Лицо, ответственное за работу стационарной установки, должно систематически контролировать ее состояние и организовать техобслуживание.

12.2.2. Ответственное лицо должно контролировать сохранность запаса огнегасительного вещества, исправность привода установок пожаротушения, величину давления в напорном трубопроводе питательной сети, правильное положение запорной арматуры, состояние пеногенераторов и оросителей, датчиков автоматического и дистанционного пуска и сети распределительных трубопроводов. Даты проведения осмотров и техобслуживания должны быть записаны в специальном журнале с указанием выполненных работ.

12.2.3. Давление в системе автоматических установок пожаротушения должно проверяться ежедневно. Падение давления не должно превышать 0,02 МПа (0,2 кгс/см<sup>2</sup>) за сутки.

12.2.4. Не реже одного раза в год необходимо проводить цикл испытаний всей системы автоматической установки пожаротушения с оформлением протокола (акта) испытаний.

12.2.5. Не реже одного раза в три года следует проводить гидравлические испытания аппаратов и трубопроводов установок пожаротуше-

ния и орошения на прочность и пневматические испытания на герметичность. Не реже одного раза в пять лет надо проводить сплошную промывку, продувку и очистку от грязи и ржавчины аппаратов и трубопроводов. Результаты проверки и испытания оформляются актами.

12.2.6. Персонал защищаемых объектов должен быть обучен правилам пуска и эксплуатации установок пожаротушения.

12.2.7. Ежегодно в период подготовки к зимнему периоду сухотрубы к резервуарам и насосным станциям должны продуваться воздухом через дренажные линии.

12.2.8. Запорные приспособления на пожарных трубопроводах должны быть расположены в легкодоступных местах или иметь дистанционное управление. Каждое запорное устройство должно иметь четкое обозначение с указанием обслуживаемого объекта. В ночное время узлы управления должны быть освещены.

12.2.9. На установках пенного тушения необходимо один раз в полгода проверять качество пенообразующих средств.

12.2.10. Для слива конденсата из паропроводов и сухотрубов установок пенного пожаротушения необходимо предусмотреть устройства для спуска конденсата, располагаемые в наиболее низких местах (по уклону труб) с таким расчетом, чтобы стекающий конденсат и струи пара не мешали действиям обслуживающего персонала.

12.2.11. При размещении узлов задвижек пенопроводов в обводненных грунтах и затоплении колодцев водой приводы задвижек должны быть вынесены на поверхность колодцев.

12.2.12. У входов помещений, защищаемых установками газового и аэрозольного пожаротушения, должны быть установлены приборы световой и звуковой сигнализации, извещающие о выпуске в эти помещения огнетушащего средства.

12.2.13. Диспетчерский пункт должен быть обеспечен телефонной связью с пожарной охраной предприятия и помещением станции пожаротушения.

12.2.14. В диспетчерском пункте должна быть предусмотрена световая и звуковая сигнализация:

- о возникновении пожара;
- о пуске насосов пожарного водопровода;
- о начале работе установки пенотушения с указанием направления, по которому подается огнетушащее средство;
- об отключении звуковой сигнализации;
- о неисправности установки (исчезновении напряжения на основном вводе электроснабжения, о падении давления в системе);

об аварийном уровне огнетушащего вещества в резервуаре;  
о положении (открыто-закрыто) задвижек с электроприводом;  
о повреждении линии управления запорными устройствами на питательных трубопроводах и узлов управления остановки насосов-дозаторов.

12.2.15. В диспетчерском пункте должна быть инструкция о порядке задействования системы пенотушения и орошения в автоматическом и ручном режимах и порядке действий дежурного диспетчера при получении каждого из сигналов, указанных в п. 12.2.14.

### **12.3. Средства пожарной связи и сигнализации**

12.3.1. Все взрывопожароопасные объекты должны быть оборудованы телефонной или радиосвязью. Автоматической пожарной сигнализацией оборудуются помещения в соответствии с "Перечнем зданий и помещений Минпрома РФ, подлежащих оборудованию пожарной сигнализацией". В целях оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара должна быть прямая телефонная или радиосвязь пожарных депо объектов с ближайшими пожарными частями населенных пунктов (города, села и т. п.).

12.3.2. К телефонным аппаратам, предусмотренным для вызова пожарной помощи, должен обеспечиваться свободный доступ в любое время суток.

У каждого телефонного аппарата следует вывешивать табличку с указанием номера телефона пожарной части. На неисправных телефонных аппаратах должны устанавливаться таблички с надписью "Не работает".

12.3.3. Для контроля за состоянием средств пожарной связи и сигнализации и обеспечения их нормальной работы руководитель объекта приказом назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Средства пожарной связи и сигнализации проверяются указанным лицом не реже одного раза в месяц.

Результаты проверки оформляются актом.

12.3.4. Во взрывоопасных помещениях телефонный аппарат и сигнальное устройство к нему должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси.

Ко всем средствам пожарной связи (телефонам, извещателям и т. п.) должен иметься свободный доступ в любое время суток.

12.3.5. Пожарные насосные должны быть оборудованы телефонной связью с пультом управления (диспетчерской) технологическим обо-

рудованием.

12.3.6. Приборы и аппаратура, входящие в состав установок пожарной сигнализации (ПС) и (ОПС), должны соответствовать действующим стандартам, техническим условиям на инк, документации заводов-изготовителей и не иметь дефектов.

12.3.7. Аппаратура ПС и ОПС должна устанавливаться на предприятиях в местах, недоступных для посторонних лиц и быть опломбирована.

12.3.8. Приемная станция, т. е. помещение, где располагаются приемные аппараты электрической пожарной сигнализации, должна размещаться в помещении охраны или в помещении с круглосуточным дежурством персонала (диспетчерском пункте).

12.3.9. Запрещается устанавливать взамен неисправных, извещатели иного типа или принципа действия, а также замыкать шлейф блокировки при отсутствии извещателя в месте его установки.

12.3.10. К пожарным извещателям установок ОПС должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны иметь достаточную освещенность.

12.3.11. Необходимо постоянное наблюдение за состоянием источников питания электрической пожарной сигнализации.

12.3.12. Аккумуляторные батареи емкостью до 100 А·ч могут располагаться в защищаемых помещениях, если они помещены в специальные шкафы и с вытяжной вентиляцией.

Для батарей большей емкости должны быть предусмотрены аккумуляторные помещения, примыкающие к помещению станции электрической пожарной сигнализации.

12.3.13. Если объекты не обеспечены двумя независимыми источниками электропитания и невозможно установить аккумуляторные батареи, вопросы снабжения электрической пожарной сигнализацией согласовываются с органами Госпожнадзора.

12.3.14. За состоянием линейной сети электрической пожарной сигнализации должно быть установлено постоянное наблюдение. Состояние изоляции кабельной линейной сети электрической пожарной сигнализации должно проверяться внешним осмотром не реже 1 раза в квартал.

12.3.15. Состояние заземляющих устройств должно проверяться не реже одного раза в месяц. Оно не должно превышать 50 м у приемных аппаратов электрической пожарной сигнализации и 100 м — у извещателей.

12.3.16. Герметичность и работа механизмов извещателей электрической пожарной сигнализации должны проверяться не реже одного раза в месяц.

## **12.4. Сети наружного и внутреннего противопожарного водопровода**

12.4.1. Необходимо не реже одного раза в месяц осматривать трассы водопроводных линий и колодцы, проверять состояние арматуры (задвижки гидрантов, клапаны и т. п.) и устранять выявленные дефекты.

О выявленных неисправностях и принятых мерах следует делать записи в журнале обхода.

12.4.2. Пожарные гидранты и колодцы должны иметь опознавательные знаки и указатели с единой нумерацией.

12.4.3. Использовать пожарные гидранты не по прямому назначению (поливка проездов, дорог, зеленых насаждений и т. д.) запрещается. Не реже двух раз в год — в весенне-летний и осенне-зимний периоды необходимо осуществлять проверку противопожарного водопровода на водоотдачу с оформлением актов.

12.4.4. Для исключения замерзания пожарных гидрантов необходимо следить за исправностью отверстия для выпуска воды из гидранта, выкачивать из гидранта и колодца находящуюся в них воду, утеплять колодцы гидрантов.

## **12.5. Насосные станции и резервуары пожарного водопровода**

12.5.1. Руководитель предприятия (подразделения) приказом должен назначить лицо, ответственное за техническое состояние пожарной насосной станции и правильную ее эксплуатацию.

12.5.2. В инструкции для обслуживающего персонала насосной станции следует четко определять порядок включения насосов, обеспечивающих пожарные нужды и обязанности обслуживающего персонала по наблюдению за сохранением противопожарного запаса воды в запасных резервуарах и водонапорных башнях.

12.5.3. При эксплуатации насосных станций, обеспечивающих пожарные нужды, не допускается расходование противопожарного запаса воды на хозяйственные нужды.

12.5.4. Необходимо систематически наблюдать за исправностью сигнализации и телефонной связи насосной станции с пожарной охраной и операторной, а также за исправностью сигнализации (световой и звуковой) об уровне воды в запасных резервуарах (водонапорной башне).

12.5.5. В помещениях машинных залов насосных станций с двигателями внутреннего сгорания не разрешается иметь расходные емкости: с бензином объемом более 250 л, дизельным топливом — объемом более

500 л.

12.5.6. При проверках ответственное лицо должно периодически (не реже одного раза в десять дней) опробовать пожарные насосы пуском в работу при закрытой задвижке на напорном патрубке. Осмотр, смазку и проверку состояния арматуры, необходимо производить не реже одного раза в три месяца.

Манометры и вакуумметры после проверки их исправности должны быть опломбированы.

Данные проведения проверок и осмотров, а также их результаты следует отражать в специальном журнале.

12.5.7. В помещении насосной станции должны находиться инструкции по пуску и работе в ручном и автоматическом режиме, схемы противопожарного водоснабжения объекта в целом и узла насосной станции.

На схемах указываются производительность, напор, мощность и число оборотов насосных агрегатов, а также расположение задвижек, обратных клапанов и другой арматуры. Все агрегаты и арматура должны быть пронумерованы и указан порядок открытия, и закрытия задвижек на линиях.

12.5.8. Насосы, электродвигатели, арматура и трубопроводы должны быть окрашены в соответствии с ГОСТ. Окраска возобновляется по мере необходимости.

12.5.9. У входа в помещение насосной станции должна быть надпись "Пожарная насосная станция".

12.5.10. При эксплуатации резервуаров необходимо наблюдать за уровнем воды в них, за сохранением неприкосновенного пожарного запаса воды, периодически удалять из резервуара накапливающийся осадок.

12.5.11. Противопожарные резервуары должны быть оборудованы водозаборным колодцем.

12.5.12. После опорожнения резервуаров и удаления осадка необходимо определить состояние стен, днища, перекрытия (крыши) и произвести требуемый ремонт.

12.5.13. На земляной засыпке резервуаров не разрешается посадка деревьев и кустарников.

## **13. Организация пожарной охраны объектов магистральных нефтепроводов**

13.1. Пожарная охрана предприятий магистральных нефтепроводов осуществляется:

ведомственной военизированной охраной (ВВО);  
вневедомственной военизированной пожарной охраной МВД.

13.2. Вид пожарной охраны и ее численность для конкретных предприятий магистральных нефтепроводов определяется межведомственной комиссией из представителей местного органа власти Производственного объединения магистральных нефтепроводов, территориального Управления магистральных нефтепроводов и Государственного пожарного надзора.

Решение межведомственной комиссии утверждается в установленном порядке.

13.3. Военизированные подразделения пожарной охраны МВД РФ осуществляют охрану объектов по договорам, заключенным руководителями предприятий с органами МВД республик. Структура и численность этих подразделений определяется МВД по согласованию с руководителем охраняемого предприятия.

13.4. Ведомственная военизированная охрана предприятий магистральных нефтепроводов должна быть организована в виде следующих формирований:

пожарные команды ведомственной военизированной охраны, оснащенные пожарными автомобилями (автонасосами, автоцистернами, автомобилями порошкового и пенного тушения) и другими специальными средствами для тушения пожаров;

пожарные посты ведомственной военизированной охраны, оснащенные передвижными и стационарными средствами (мотопомпы, стационарные насосы и др.) и несущие дозорную и постовую пожарную службу на предприятиях;

посты пожарной профилактики военизированной охраны, осуществляющие надзор за соблюдением мер пожарной безопасности, исправностью пожарного инвентаря и оборудования и других пожарно-профилактических мероприятий.

Структура и деятельность ведомственной военизированной охраны предприятий определяется Положением.

13.5. Руководство ведомственной пожарной охраной предприятий к объектов магистральных нефтепроводов осуществляют службы объединенных отрядов и отрядов ведомственной военизированной охраны (ВВО), а при малой численности объектовых подразделений ВВО — старшие инженеры по пожарной профилактике нефтепроводных управлений.

13.6. Методическое руководство военизированной охраной предприятий магистральных нефтепроводов в "Транснефти" осуществляет служба техники безопасности, пожарной и военизированной охраны.

13.7. Предприятия магистральных нефтепроводов за счет своих средств осуществляют оборудование и эксплуатацию зданий и помещений пожарного депо, приобретают технику, автотранспорт, инвентарь и пожарно-техническое имущество для подразделений ведомственной и вневедомственной пожарной охраны, оборудуют объекты противопожарными средствами и автоматической пожарной сигнализацией, выполняют другие мероприятия, необходимые для обеспечения нормальной деятельности подразделений пожарной охраны.

### ***Нормы первичных средств пожаротушения на объектах магистральных нефтепроводов***

#### Приложение 2

Нормы первичных средств пожаротушения приведены в таблице.

## Нормы первичных средств пожаротушения на объектах магистральных нефтепроводов

### Приложение 2

Наименование объектов	Единица измерения защитного объекта	Огнетушители		Ящики с песком 0,5 и 1,0 м <sup>3</sup>	Войлок кошма или асбест 2 x 2 м	Бочки 200 л с ведрами	Примечание
		пенные ОП-10	порошковые ОП-10				
1	2	3	4	5	7	8	9
1. Насосные по перекачке нефти и нефтепродукта закрытого и открытого типа	на 50 м	2	2	1	2	—	Вместо ОУ могут быть ОП
2. Железнодорожные сливоналивные эстакады: односторонняя двухсторонняя	на 50 м	2	1	—	1	—	2 баг-ра, 1 лом
	на 50 м	5	—	—	2	—	4 баг-ра, 2 лома
3. Речные и морские причалы (пирсы)	на 100 м <sup>2</sup>	2	2	2	1	—	1 багор, 1 лом
4. Помещения манifoldов	на 50 м <sup>2</sup>	2	—	2	1	—	—
5. Склады горючих жидкостей в таре	на 75 м <sup>2</sup>	1	—	—	1	—	—
6. Склады твердых строительных материалов	на 50 м <sup>2</sup>	2	—	—	—	—	—
7. Склады негорюемых материалов	на 50 м <sup>2</sup>	1	—	—	—	—	—
8. Материальные склады	на 50 м <sup>2</sup>	2	—	1	—	—	установка щитов (пр. 2)

Продолжение прил. 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10. Котельные	на 100 м <sup>2</sup>	2	1	—	—	—	—	—
11. Механические цехи	на 100 м <sup>2</sup>	2	—	1	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	—	—	—
12. Сварочные цехи	на 50 м <sup>2</sup>	1	—	1	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1	1	—
13. Деревообрабатывающие цехи	на 100 м <sup>2</sup>	2	—	—	—	—	1	установка щитов (прим. 2)
14. Автогаражи	на 100 м <sup>2</sup>	2	—	1	1 (1 м <sup>3</sup> )	1	—	—
15. Топливо-заправочные	—	6	1	1	2 (1 м <sup>3</sup> )	2	—	установка щитов (прим. 2)
16. Лаборатории	на 50 м <sup>2</sup>	1	—	—	1 (0,5 м <sup>3</sup> )	1	—	—
17. Операторные, КИПиА	на 100 м <sup>2</sup>	—	1	2	—	1	—	—
18. Трансформаторные подстанции	на 100 м <sup>2</sup>	1	—	2	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—
19. Телефонные станции и радиоузелы	—	1	—	1	—	—	—	—
20. Канализационная насосная нефтесодержащих отходов	на 50 м <sup>2</sup>	1	—	1	1 (1 м <sup>3</sup> )	—	—	—
21. Водонасосная	на каждый двигатель на 100 м <sup>2</sup>	1	—	1	—	—	—	—
		1	—	1	—	1	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22. Библиотека, архивы, вычислительные центры, машинно-счетные станции (бюро)	на 100 м <sup>2</sup>	1	–	1	–	1	–	–
23. Секции резервуарного парка: с 2 резервуарами с 4 резервуарами	на 2 на 4		(см. прим. 2) –> –		1 (1 м <sup>3</sup> ) 1 (1 м <sup>3</sup> )	2 4	– –	не ме- нее 2-х носи- лок для песка
24. Административные помещения	на 50 м <sup>2</sup>	1	1	–	–	–	–	–
25. Гостиница, общежитие	на 50 м <sup>2</sup>	1	1	1	–	–	–	–

**Примечания:**

- Огнетушители принимаются одного вида на указанных графах 3 - 6.
- Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия на каждые 5000 м<sup>2</sup> (но не менее одного) должны быть (но не менее одного) должны быть установлены пожарные пункты (утепленная постройка с температурой воздуха в зимний период не ниже 5°С) со следующим набором средств пожаротушения: химические огнетушители — 2, ящики с песком — 1 (1 м<sup>3</sup>), асбестовое полотно или войлок — 2, ведра пожарные — 2, лопаты — 4, топоры — 2, ломы — 1, багры — 1.
- В соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-75 бочки с водой должны быть вместимостью не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведром. Ящики с песком должны комплектоваться совковой лопатой.

## Классификация помещений и наружных установок магистральных нефтепроводов по взрывопожарной и пожарной опасности

### Приложение 3

Наименование помещений и наружных установок	Категория помещений (ОНТП–24–86)	Класс взрывопожароопасных зон (ПУЭ)	Категории и группа взрывоопасной смеси (ГОСТ12.1.011-78)
1	2	3	4
<b>I. Основные производственные помещения и наружные установки</b>			
1. Резервуары для нефти, нефтеловушки	–	В-Іг	ІА–ТЗ
2. Резервуары для нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	–	В-Іг	ІА–ТЗ
3. Насосные станции по перекачке нефти	А	В-Іа	ІА–ТЗ
4. Насосные станции по перекачке нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	А	В-Іа	ІА–ТЗ
5. Камеры управления, манифольдные, узлы задвижек, технологические колодцы при перекачке нефти	А	В-Іа	ІА–ТЗ
6. Камеры управления, манифольдные, узлы задвижек, технологические колодцы при перекачке нестабильных продуктов (СУГ, ШФЛУ, нестабильный конденсат)	А	В-Іа	ІА–ТЗ
7. Железнодорожные сливно-наливные эстакады для нефти и нефтепродуктов	–	В-Іг	ІА–ТЗ
8. Сливо-наливные причалы и пирсы для нефти и нефтепродуктов	–	В-Іг	ІА–ТЗ
9. Установки подогрева нефти (трубчатые печи)	–	В-Іг	ІА–ТЗ
10. Тоннели для нефтепродуктопроводов	А	В-Іа	ІА–ТЗ
11. Вытяжные вентиляционные камеры взрывопожароопасных зон	По категориям обслуживаемых помещений		
12. Приточные вентиляционные камеры в отдельных помещениях при наличии на воздуховодах обратных клапанов	Д	Норм.	–
<b>II. Канализационные и очистные сооружения</b>			
13. Канализационные насосные станции для неочищенных стоков: а) в зданиях б) открытые	А –	В-Іа В-Іг	ІА–ТЗ ІА–ТЗ
14. Канализационные насосные станции для очищенных стоков:			

Продолжение табл. прил. 3

1	2	3	4
а) в зданиях	Д	П-I	-
б) открытые	-	П-III	-
15. Канализационные насосные станции для уловленной нефти и осадков с очистных сооружений	А	В-Ia	IIA-T3
16. Буферные резервуары для балластных вод	-	В-Ia	IIA-T3
17. Нефтеловушки:			
а) в зданиях	А	В-Ia	IIA-T3
б) открытые	-	В-Iг	IIA-T3
18. Песколовки	-	В-Iг	IIA-T3
19. Комплексы механической очистки:			
а) отстойники	А	В-Ia	IIA-T3
б) фильтры	В	П-I	-
20. Флотационные установки:			
а) в зданиях	В	П-I	-
б) открытые	-	П-III	-
21. Отделение окислительных колонок и дозирочных насосов, реагентные и контактные резервуары для обезжиривания стоков	Д	П-I	-
22. Резервуары для очищенных стоков	-	Норм.	-
23. Иловые площадки для промышленных ливневых стоков и шлаконакопителей	-	П-III	-
24. Биологические пруды	-	П-III	-
III. Топливо-заправочные пункты (ТЗП)			
25. Помещения ТЗП	А	В-Ia	IIA-T3
26. Подземные резервуары для топлива	А	В-Ia	IIA-T3
27. Дыхательные устройства резервуаров для топлива	-	В-Iг	IIA-T3
28. Стоянки бензовозов при сливе топлива и смотровые колодцы подземных резервуаров	-	В-Iг	IIA-T3
29. Топливозаправочные колонки	-	В-Iг	IIA-T3
IV. Вспомогательные объекты			
30. Материальные склады:			
а) при отсутствии горючих материалов и горючей упаковки	Д	Норм.	-
б) при наличии горючих материалов и горючей упаковки	В	П-IIa	-
31. Склады баллонов с горючими газами	А	В-Ia	IIA-T3
32. Механические, сборочные, заготовительные цехи и участки	Д	Норм.	-

Окончание табл. прил. 3

1	2	3	4
33. Кузнечные, термические, сварочные цехи и участки	Г	Норм.	-
34. Покрасочные отделения, краскоприготовительные участки	А	В-Ia	IIA-T3
35. Деревообрабатывающие цехи и участки	В	П-II	-
36. Закрытая стоянка автотранспорта	Г	-	-
37. Аккумуляторные:			
а) зарядные агрегаты в одном помещении с аккумуляторной	А	В-Ia	ПС-T1
б) зарядные агрегаты в изолированном помещении	Д	Норм.	-
в) помещении зарядных агрегатов	А	В-Ia	ПС-T1
38. Котельные	Г	Норм.	-
39. Лаборатории:			
а) приемочные; моечные	А	В-Ia	IIA-T3
б) весовые, титровальные	А	В-Iб	IIA-T3
в) комнаты анализов	Г	Норм.	-
40. Телефонные станции, радиоузлы, коммутаторы связи, электрощитовые, операторные КИПиА и т.п. помещения	Д	Норм.	-
41. Закрытые распредустройства, трансформаторные подстанции с содержанием масла в единице оборудования более 60 кг	В	Норм.	-
42. Помещения обезжиривания спецодежды	А	В-Ia	IIA-T3
43. Пожарные насосные станции с дизелем	Г	Норм.	-
44. Склады пенообразователя, очистные сооружения хозфекальных стоков	Д	Норм.	-

## **Наряд-допуск на проведение огневых работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах**

### Приложение 4

Утверждаю

\_\_\_\_\_

подпись

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

### **Наряд-допуск на проведение огневых работ на взрывопожароопасных и пожароопасных объектах**

1. Объект, цех, участок \_\_\_\_\_
2. Место работы и технологическая схема обвязки оборудования

(аппарат, коммуникация и т.п.)

3. Содержание работы \_\_\_\_\_
4. Ответственный за подготовку и проведение огневых работ

5. Перечень и последовательность подготовительных мероприятий и меры безопасности при выполнении огневых работ:

а) при подготовительных работах \_\_\_\_\_

б) при проведении огневых работ \_\_\_\_\_

6. Начальник (заместитель) объекта, службы, цеха, участка

(фамилия, подпись)

7. Оператор НПС (диспетчер ЛПДС) \_\_\_\_\_

(фамилия, подпись)

8. Оператор бригады и отметка о прохождении инструктажа

№	Ф.И.О.	Профессия	Подписи инструктируемых о прохождении инструктажа	Подпись проводившего инструктаж

9. Результаты анализа воздуха \_\_\_\_\_

(дата, время отбора проб, концентрация)

10. Мероприятия, предусмотренные в п. 5а, выполнены \_\_\_\_\_

(дата, подпись лица, ответственного за проведение огневых работ)

11. Рабочее место подготовлено к проведению огневых работ

(дата, подпись лица, ответственного за проведение огневых работ)

12. Разрешается производство огневых работ \_\_\_\_\_

(дата, подпись начальника, заместителя начальника объекта, службы, цеха, участка)

с \_\_\_\_\_ час. до \_\_\_\_\_ час.

13. Согласовано: Представитель пожарной охраны \_\_\_\_\_

(дата, подпись)

14. Наряд продлен на " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

с \_\_\_\_\_ час. до \_\_\_\_\_ час.

Ответственный за подготовку и проведение огневых работ \_\_\_\_\_

(подпись)

Начальник (заместитель) объекта службы, цеха, участка \_\_\_\_\_

(подпись)

# **СП 21-104-98. СВОД ПРАВИЛ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ГОСКОМРЕЗЕРВА РОССИИ**

Утверждены приказом Госкомрезерва России № 177  
от "13" ноября 1998 г.

Разработаны: ВНИИПО МВД РФ.

Согласованы: Госстроем России — письмо от 01.06.98 № 13-324

ГУГПС МВД РФ — письмо от 28.07.98 № 1799

Введены в действие с 13.11.1998 г.

Вводятся впервые

Свод правил содержит требования по проектированию систем противопожарной защиты наземных резервуаров вертикальных стальных (РВС) на объектах Госкомрезерва России и распространяется на проектируемые и реконструируемые объекты.

Настоящие правила не распространяются на:  
резервуары с понтонами и плавающими крышами;  
склады сжиженных углеводородных газов;

подземные хранилища нефтепродуктов, сооружаемые геотехнологическими и горными способами в непроницаемых для этих продуктов массивах горных пород, и ледогрунтовые хранилища для нефтепродуктов;  
склады синтетических жирозаменителей;  
подземные металлические и железобетонные резервуары.

С выходом настоящего свода правил утрачивают силу "Указания на проектирование и эксплуатацию установки типа УППС для тушения пожаров нефтепродуктов в наземных резервуарах". М. : ЦНИИПО, 1968 г. — 35 с.

## **1. Общие положения**

1.1. СП 21-104-98 разработан в развитие, дополнение и уточнение требований СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы" с учетом специфики эксплуатации резервуарных парков на объектах Госкомрезерва России.

1.2. В соответствии со СНиП 10-01-94 "Система нормативных документов в строительстве. Основные положения" СПxxx98 является ведомственным документом для проектирования, реконструкции и технического перевооружения систем пожаротушения в резервуарных парках на объектах Госкомрезерва России.

1.3. При проектировании систем пожаротушения для вновь возводимых и реконструируемых резервуарных парков требования, не оговоренные в СП 21-104-98, должны приниматься по другим действующим в России нормативным документам.

1.4. Для защиты резервуарных парков следует предусматривать системы пожаротушения пеной средней кратности, подаваемой на поверхность горючей жидкости, и пеной низкой кратности, подаваемой в слой нефтепродукта или на его поверхность.

1.5. Проектирование и реконструкцию систем пожаротушения следует осуществлять с учетом требований настоящего свода правил... и СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы".

1.6. Резервуары номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> и более следует оборудовать стационарными системами пенного пожаротушения с неавтоматическим пуском (ССПТ).

1.7. Резервуары номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> и более, используемые для оказания услуг сторонним организациям, должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы".

1.8. Для наземных резервуаров номинальным объемом менее 5000 м<sup>3</sup> допускается предусматривать системы пенного пожаротушения с использованием передвижной пожарной техники (СПТ).

## **2. Требования к системам пенного пожаротушения наземных вертикальных стальных резервуаров**

2.1. Для вертикальных стальных резервуаров (РВС) со стационарной крышей следует применять стационарные системы пожаротушения

(ССПТ) и системы пожаротушения от передвижной техники (СПТ).

2.2. Стационарная система пожаротушения с неавтоматическим пуском (ССПТ) состоит из насосной станции, резервуаров для воды и пенообразователя, высоконапорных пеногенераторов для получения пены низкой кратности, задвижек с дистанционным приводом, обратного клапана (при проектировании подслоной системы), дозирующей аппаратуры, трубопроводов для подачи раствора пенообразователя к генераторам пены, пенопроводов для ввода пены в резервуар и средств автоматизации.

Задвижка ССПТ у стенки резервуара ("коренная") должна быть оборудована дистанционным приводом.

Допускается "коренную" задвижку по согласованию с территориальными подразделениями пожарной охраны выполнять с ручным приводом. В этом случае она должна быть в открытом состоянии.

Принципиальная схема ССПТ представлена на рис. 1 (прил. 1).

2.3. Система пожаротушения СПТ с использованием от передвижной пожарной техники для подачи пены в резервуары состоит из пенопровода, выведенного за обвалование и оборудованного соединительными головками для подключения пожарных рукавов, обратного клапана (при проектировании подслоной системы), высоко напорного пеногенератора, задвижек. Принципиальная схема СПТ представлена на рис. 2 (прил. I).

2.4. Тушение резервуаров, предназначенных для хранения вязких нефтепродуктов (масла, мазуты), с номинальным объемом 3000 м<sup>3</sup> и менее, предусматривается от передвижной пожарной техники.

2.5. Элементы установок УППС-23 и УППС-46, смонтированные на эксплуатируемых резервуарах со светлыми нефтепродуктами объемом 5000 м<sup>3</sup> и более, допускается использовать при проектировании ССПТ с подачей пены низкой кратности под слой нефтепродукта.

Узел открытия клапана и сам клапан необходимо демонтировать. Принципиальная схема подачи пены в резервуар, оснащенный стационарной частью УППС приведена на рис. 3 (прил. 1).

2.6. Расчетная площадь тушения пожара в наземных резервуарах со стационарной крышей принимается равной площади горизонтального сечения резервуара.

2.7. Нормативная интенсивность подачи раствора пенообразователя при тушении нефтепродуктов пеной средней или низкой кратности принимается по табл. 1. и табл.2.

2.8. Расчетное время тушения нефтепродуктов в резервуарах пеной с помощью ССПТ и СПТ (при подаче пены в слой продукта) составляет 10 минут.

При использовании СПТ с подачей пены средней или низкой кратности на поверхность горючей жидкости, а также при подаче пены с помощью мониторов или пеноподъемников расчетное время тушения следует принимать 15 минут.

Таблица 1

**Нормативные интенсивности подачи пены средней кратности для тушения пожаров в резервуарах**

Вид нефтепродукта	Нормативная интенсивность подачи раствора пенообразователя, л·м <sup>-2</sup> ·с <sup>-1</sup>	
	Форэтол, Универсальный, Подслоный	ПО-3АИ, ТЭАС, ПО-3НП, ПО-6ТС, ПО-6НП
Нефтепродукты с T <sub>всп</sub> 28°С и ниже	0,05	0,08
Нефтепродукты с T <sub>всп</sub> более 28°С	0,05	0,05

Таблица 2

**Нормативная интенсивность подачи пены низкой кратности для тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах**

Вид нефтепродукта	Нормативная интенсивность подачи раствора пенообразователя, л·м <sup>-2</sup> ·с <sup>-1</sup>					
	Фторсинтетические пенообразователи Форэтол, Подслоный, Универсальный		Фторсинтетические пенообразователи РС-206, Гидрал		Фторпротеиновые пенообразователи Петрофилм	
	на поверхность	в слой	на поверхность	в слой	на поверхность	в слой
1. Бензин	0,08	0,12	0,08	0,10	0,08	0,10
2. Нефть и нефтепродукты с T <sub>всп</sub> 28°С и ниже	0,08	0,10	0,08	0,10	0,08	0,10
3. Нефть и нефтепродукты с T <sub>всп</sub> более 28°С	0,06	0,08	0,05	0,08	0,06	0,08

2.9. Расчетное время продолжительности охлаждения наземных резервуаров (горящего и соседних с ним) следует принимать;

при тушении с помощью ССПТ — 4 часа;

при тушении с помощью СПТ — 6 часов.

2.10. При проектировании систем пожаротушения следует применять оборудование и устройства, серийно выпускаемые промышленностью или прошедшие межведомственные испытания и подтвержденные соответствующими актами.

Применение импортного оборудования должно подтверждаться сертификатами соответствия и пожарной безопасности.

### 3. Насосная пожаротушения

3.1. Насосную пожаротушения следует проектировать общей для всего склада нефтепродуктов.

Насосная пожаротушения включает в себя: насосы для подачи рас-

творя пенообразователя и воды на пожаротушение, емкости с пенообразователем, дозирующие устройства, пусковые устройства электродвигателей, щит управления. Насосы для подачи воды могут быть размещены в других помещениях.

3.2. Насосные станции пожаротушения следует:

относить к 1 категории надежности действия в соответствии с п.2.57 СНиП 2.04.09-84;

обеспечивать бесперебойное питание электроэнергией от двух независимых источников;

размещать в отдельном здании или в самостоятельном отдельном помещении, отделенном от смежных помещений глухими несгораемыми стенами и перекрытием с пределом огнестойкости не менее 1,5 часа с непосредственным выходом наружу;

оборудовать световым табло "станция пожаротушения", которое располагается на входной двери.

Надежность работы насосной пенотушения может быть обеспечена технологическим резервированием (установкой резервных пожарных насосов с автономным дизельным приводом). При этом для питания средств автоматики и сигнализации рекомендуется предусматривать дизельную электростанцию соответствующей мощности.

3.3. Категория помещений насосных пожаротушения по взрывопожароопасности принимается по НПБ 105-95.

3.4. Пуск насосов основного водопитателя и насосов-дозаторов для приготовления раствора пенообразователя должен производиться дистанционно из диспетчерской караульного помещения ведомственной военизированной охраны (ВВО) и местным включением (из здания насосной).

3.5. С целью повышения надежности работы насосы, как правило, должны находиться под заливом. В случае, когда установка насосов под заливом невозможна или сопряжена со значительными трудностями, допускается применять вакуум-насосы. При этом должно быть предусмотрено автоматическое включение и выключение вакуум-насосов.

3.6. Для сухотрубных систем с электродвигателями на нагнетательных трубопроводах, на щите управления насосной следует предусматривать устройства, обеспечивающие автоматическое открытие указанных задвижек после завершения запуска электродвигателя основного или резервного насоса, а также их закрытие, когда ни один из насосов не работает.

3.7. Принципиальные схемы оборудования пожарных насосных с подачей пенообразователя в напорную и во всасывающую линии водяных насосов приведены на рис. 4 и рис. 5 (прил. 1).

## **4. Требования к дозировке и хранению пенообразователя**

4.1. При проектировании систем пожаротушения с применением пены низкой кратности следует применять отечественные пенообразователи типа "Форэтол", "Универсальный" или зарубежные, прошедшие сертификацию. По условиям их использования и хранения должны быть разработаны рекомендации, согласованные и утвержденные в установленном порядке.

Основные характеристики некоторых фторсодержащих пенообразователей приведены в приложение 2.

4.2. Хранение фторированных пенообразователей для ССПТ (СПТ) следует предусматривать в концентрированном виде в соответствии с действующими техническими условиями на пенообразователи.

4.3. Вода для приготовления раствора пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

Для получения раствора из отечественных пенообразователей запрещается использовать воду с жесткостью более 30 мг-экв/л.

4.4. Запас пенообразователя и воды на приготовление раствора пенообразователя для ССПТ следует принимать из условия обеспечения трехкратного запаса на один пожар (считая по наибольшему расходу на один резервуар) с учетом заполнения растворопроводов.

На объекте должен быть 100 % резерв пенообразователя, который может использоваться для передвижной пожарной техники. Допускается отдельное хранение резерва пенообразователя от основного запаса.

Расчетные запасы пенообразователя и воды на его приготовление для ССПТ представлены в табл. 1-3 приложения 3.

4.5. Резервуары с пенообразователем для передвижной пожарной техники, как правило, следует устанавливать в помещении. Допускается установка этих резервуаров вне помещения с автомобильными подъездами при условии поддержания в них температур, соответствующих техническим условиям хранения пенообразователей.

Резервуары с пенообразователем следует оборудовать устройствами для заправки пожарной техники. Время заправки пожарной техники не должно превышать 5 минут.

4.6. Автоматическое дозирование пенообразователя в напорную или во всасывающую линии следует осуществлять насосами-дозаторами.

4.7. Количество и тип дозирующих устройств следует выбирать в зависимости от выбранной схемы включения, конструктивного исполнения и их технических характеристик.

4.8. Линия подачи пенообразователя от бака к трубопроводу должна иметь возможно наименьшую протяженность и минимальное число изгибов.

Трубопровод от емкости с фторированным пенообразователем до запорного вентиля должен применяться из нержавеющей стали.

Для надежности работы системы дозирования предусматривается технологическое резервирование (установка резервного насоса-дозатора).

4.9. Дозировка пенообразователя осуществляется в смесительную камеру, устанавливаемую на линии подачи воды. Пенообразователь в смесительную камеру необходимо подавать под давлением, превышающим давление воды не менее, чем на 0,05 МПа.

4.10. При защите резервуаров, требующих различного количества раствора пенообразователя, напорная линия насосов-дозаторов разветвляется по количеству разных значений требуемых расходов и на каждом ответвлении устанавливается расходная (калибровочная) шайба и вентиль с электроприводом перед ней. После расходной шайбы необходима установка обратного клапана (рис. 4 и рис. 5, приложение 1).

4.11. Дозирование пенообразователя, подаваемого во всасывающую линию, предусматривается с помощью регулировочных клапанов или расходных шайб. Диаметры отверстий расходных шайб рассчитываются, исходя из обеспечения необходимой концентрации при заданном расходе пенообразователя. Диаметры отверстий расходных шайб приведены в табл. 4 приложения 3.

## **5. Пожарная сигнализация и автоматизация установок**

5.1. Пожарной сигнализацией следует оборудовать резервуары номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> и более.

5.2. Приемно-контрольные приборы пожарной сигнализации устанавливаются в помещении с круглосуточным пребыванием людей (диспетчерская караульного помещения ВВО).

В случае отсутствия круглосуточного контроля за работой пожарной сигнализации необходимо предусматривать автоматический пуск системы пожаротушения.

5.3. При выборе датчиков следует учитывать недопустимость их ложного срабатывания при воздействии окружающей среды: температуры, влажности, давления, электромагнитных полей, прямых и отраженных солнечных лучей, электрического освещения, запыленности, хими-

ческого воздействия.

5.4. Тепловые извещатели должны выбираться и устанавливаться с учетом требований СНиП 2.04.09-84. Допускается использовать датчики инфракрасного излучения или световые. Установку датчиков следует осуществлять, исходя из их технической характеристики и конструктивной особенности защищаемого объекта.

5.5. Дистанционный запуск ССПТ осуществляется дежурным диспетчером при поступлении сигнала, как минимум, от 2-х датчиков пожарной сигнализации, установленных на резервуаре на разных шлейфах. При поступлении сигнала о пожаре от одного и более датчиков на пульте управления должна загораться соответствующая цифровая индикация, указывающая место установки датчика (датчиков), и подаваться звуковой сигнал.

5.6. Система управления пенотушением должна быть оснащена устройствами:

дистанционного (из диспетчерской караульного помещения ВВО), и местного (из здания насосной) включения насосов подачи раствора пенообразователя;

автоматизации залива пожарных насосов;

автоматического дозирования количества пенообразователя;

автоматического и дистанционного открытия электроприводных запорных устройств в системе подачи раствора пенообразователя к защищаемому объекту и запорных устройств в системе подачи воды;

автоматической световой и звуковой сигнализации о возникновении пожара;

сигнализации предельных уровней в резервуаре с пенообразователем.

5.7. Схемы управления насосами и запорными устройствами в ССПТ должны предусматривать возможность автоматического, дистанционного и местного управления.

5.8. На щите управления насосной пожаротушения следует предусматривать:

устройства управления насосами воды и насосами-дозаторами; переключатели способов управления каждым насосом на положения: местное управление из основного водопитателя, отключен, дистанционное управление в режиме основного, дистанционное управление в режиме резервного;

отключение насоса местной кнопкой "Стоп" при любом положении переключателя способов управления;

устройства дистанционного включения резервных насосов;

сигнальные указатели неисправности каждого из насосов, недопустимого снижения уровня в резервуаре с пенообразователем и в резервуаре запаса воды (селективно), недопустимого снижения давления в сети водопровода, наличия напряжения в щите управления, отсутствия напряжения на вводах системы электроснабжения.

5.9. Схема звуковой сигнализации должна предусматривать возможность отмены звукового сигнала дежурным и повторного включения его при появлении другой аварийной ситуации, а также возможность его проверки.

5.10. Сети электропитания и автоматики должны выполняться в соответствии с действующими Правилами устройства электроустановок.

## **6. Наружные сети и сооружения ССПТ и СПТ. Пеногенерирующая аппаратура.**

6.1. Трубопроводы ССПТ для подачи раствора пенообразователя следует предусматривать в виде сухотрубов.

6.2. Трубопроводы ССПТ следует проектировать с подземной или наружной прокладкой.

6.3. При подземной прокладке сухотрубы ССПТ должны быть уложены на глубину не менее 0,5 м ниже глубины промерзания грунта.

При наружной прокладке сухотрубов должны быть обеспечены мероприятиями по незамерзанию в них раствора пенообразователя.

Возможность применения сухотрубной системы должна подтверждаться расчетами на незамерзание раствора пенообразователя.

6.4. В зимний период при низких температурах наружного воздуха во избежание замерзания раствора в сухотрубах в момент пуска ССПТ необходимо обеспечить их быстрый нагрев выше 0°C. Это может быть достигнуто с помощью различных технических решений:

применения "теплоспутника" в головной части потока воды (раствора пенообразователя) при заполнении сухотрубов;

прокладки с трубопроводами систем пожаротушения и охлаждения по всему кольцу теплообменников с горячей водой или паром;

обогрева сухотрубов ССПТ и системы охлаждения с помощью электрических ленточных обогревателей.

Допускается применять и другие технические решения.

6.5. Для более быстрого и полного опорожнения трубопроводов от раствора пенообразователя и воды, после срабатывания или испытания во избежание размораживания системы ССПТ на сухотрубах необходимо устанавливать краны для возможности подсоединения пере-

движного воздушного компрессора, подающего нагретый воздух.

6.6. Ввод пены в слой горючей жидкости следует выполнять, как правило, через нижний пояс боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды. Узлы ввода пены (насадки) должны располагаться равномерно по периметру резервуара. Насадка пеновода, задвижка и пенопроводы должны опираться на опоры, не передавая нагрузку на стенку резервуара.

6.7. На эксплуатируемых резервуарах, оборудованных установками УППС (ПС-УЮТС-46.02.00), допускается не предусматривать дополнительных врезок для систем подслоного тушения, если на резервуарах номинальным объемом 5000 м<sup>3</sup> и 10000 м<sup>3</sup> уже предусмотрено соответственно не менее 2-х и 3-х вводов пены низкой кратности. При этом с наружной стороны резервуара на пенопроводе необходимо предусматривать монтажную вставку длиной 1,5-2,0 м (рис. 3, приложение 1).

Количество вводов пены низкой кратности в резервуары, не оборудованные установками УППС, должно быть;

РВС — 5000 м<sup>3</sup> — не менее 2-х;

РВС — 10000 м<sup>3</sup> — не менее 3-х,

РВС — 20000 м<sup>3</sup> — не менее 4-х;

6.8. Подключение пенопроводов ССПТ к стационарным частям установок УППС на эксплуатируемых резервуарах и монтаж оборудования следует производить в строгом соответствии с технологическим регламентом при проведении планового профилактического обслуживания резервуаров.

6.9. Выбор диаметров пенопроводов следует осуществлять, исходя из условия обеспечения достаточного напора пены на вводе в резервуар с учетом потерь напора на местные сопротивления обратного клапана и задвижек, изменение проходного сечения и направления пенопровода, линейных потерь пенопровода при транспортировке пены, уровня взлива нефтепродуктов в резервуаре и т.д.

6.10. Высота установки пеногенераторов определяется удобством обслуживания.

6.11. Пеногенераторы должны быть защищены от попадания песка и атмосферных осадков.

6.12. В зимний период необходимо предусмотреть мероприятия по предотвращению попадания подтоварной воды в пенопроводы ССП (СП).

6.13. Для снижения потерь напора на местные сопротивления в русле движения пены следует избегать резких поворотов, изменения профиля трубопроводов, острых кромок. При необходимости угол пово-

рота должен быть плавным и не менее 90°.

6.14. Напор у пеногенераторов следует принимать расчетом в зависимости от вязкости нефтепродукта, длины пенопровода, уровня влива, коэффициента преобразования давления с учетом НПБ 61-97 "Пожарная техника. Установки пенного пожаротушения. Генераторы пены низкой кратности для подслоинного тушения резервуаров. Общие технические требования".

Определение расчетных расходов средств тушения для резервуаров типа РВС следует осуществлять в соответствии с прил. 3.

6.15. Оконечный участок узла ввода пенопровода вновь проектируемой системы пожаротушения следует выполнять в виде Т-образного соединения с одинаковым внутренним диаметром (рис. 1 прил. 1).

6.16. При подаче пены на поверхность нефтепродукта необходимо обеспечить направление движения пены в соответствии с вариантом 1 или вариантом 2 (рис. 6 приложение 1).

Пенные насадки для подачи в верхний пояс резервуара представлены на рис. 6 (приложение 1).

6.17. На растворопроводах ССПТ перед пеногенераторами следует предусматривать отводы с задвижками и соединительными головками для подключения передвижной пожарной техники. В дежурном режиме работы вводы должны быть закрыты заглушками и опломбированы.

6.18. В пенопроводах ССПТ и СПТ, расположенных в обваловании, следует предусматривать фланцевые соединения с негорючими прокладками.

6.19. "Коренные" задвижки систем подслоинного пожаротушения, устанавливаемые у резервуара, и обратные клапаны должны иметь стальной корпус. По степени герметичности "коренные" задвижки должны быть 1-го класса.

6.20. В местах присоединения подводящих трубопроводов к общей сети после запорных устройств следует предусматривать спускные краны для проверки герметичности запорных устройств и опорожнения подводящих трубопроводов в зимнее время.

6.21. Перед "коренной" задвижкой необходимо предусматривать сливной патрубков с заглушкой для промывки водой пеногенераторов и сухотрубов после срабатывания ССПТ.

6.22. Сухотрубы должны прокладываться с уклоном не менее 0,001 к дренажному устройству. При плоском рельефе местности уклон допускается уменьшить до 0,0005.

6.23. Разделительные задвижки на кольцевом растворопроводе следует устанавливать таким образом, чтобы при отключении любого

участка сохранялась возможность подачи пены ко всем защищаемым объектам по одному или по двум сухотрубам (вводам к защищаемым объектам).

6.24. Сварка трубопроводов, их прокладка, крепление на опорах и опрессовка проводятся по нормативно-технической документации проектных организаций.

При сварке трубопроводов подачи раствора к пеногенераторам ГНП и пенопроводов к резервуарам необходимо обеспечить положение запорно-регулирующей арматуры соответственно техническим требованиям их работы (обратный клапан на пенопроводе должен стоять горизонтально, крышкой вверх).

Соответствующие требования достигаются необходимой ориентировкой фланцев перед их сваркой с трубопроводами.

6.25. Резервуары для хранения воды, предназначенные для пожаротушения и охлаждения наземных резервуаров, могут предусматриваться железобетонными или металлическими, как подземными, так и наземными.

Резервуары для хранения воды должны быть оборудованы устройствами для забора воды передвижной пожарной техникой.

6.26. При хранении воды в наземных резервуарах, в зависимости от климатических условий, необходимо предусматривать мероприятия против замерзания воды.

6.27. Запрещается совместное хранение воды для питьевых нужд и воды для приготовления раствора пенообразователя.

6.28. Резервуары для воды, пенообразователя следует оборудовать датчиками сигнализации:

верхний уровень (резервуар полон);

аварийный уровень (в результате утечек остался нормативный объем и необходимо пополнение резервуара);

нижний уровень (резервуар пуст, требуется отключить пожарный насос).

## **7. Пожарная техника и пожарно-техническое вооружение**

7.1. При определении численности личного состава и технической оснащенности ведомственной пожарной охраны на объекте следует руководствоваться НПБ 201 - 96 "Пожарная охрана предприятий. Общие требования". Пожарная техника и оборудование должны содержаться в отапливаемых помещениях.

7.2. Для тушения пожаров в резервуарах на каждой нефтебазе целесообразно иметь пенные мониторы, обеспечивающие подачу расчетного расхода пенных средств из-за обвалования в резервуар.

### **Технические характеристики некоторых пенообразователей**

Приложение 2  
(Рекомендуемое)

Показатели	ПО-6НП	ПО-ЗАИ	ПО-ЗНП	ТЭАС	ПО-6ТС	Форэ-тол	Универсальный	РС-203, РС-206	"Петро-ро-филм"
Плотность при 20°C, кг·м <sup>-3</sup> , не менее	1,01-1,11·10 <sup>3</sup>	1,02·10 <sup>3</sup>	1,1·10 <sup>3</sup>	1,0·10 <sup>3</sup>	1,0-1,2·10 <sup>3</sup>	1,1·10 <sup>3</sup>	1,3·10 <sup>3</sup>	1,03·10 <sup>3</sup>	1,13·10 <sup>3</sup>
Кинематическая вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> ·с <sup>-1</sup> , не более	30	10	20	40	40	50	10	24	52,1
Температура застывания, °С, не выше минус	8	3	3	8	3	5	10	20	40
Температура хранения, °С	+5-+40	+5-+40	+5-+40	+5-+40	+5-+40	-2-+25	-5-+25	-15-+25	-15-+25
Водородный показатель, рН	7,0-10,0	8,0-10,0	7,5-10,5	7,0-9,0	7,8-10,0	5,5-7,0	6,5-9,0	8,0	7,2
Концентрация рабочего раствора, % об	6	3	6	6	6	10	10	3 или 6	3 или 6
Гарантийный срок хранения, не менее, лет	1,5	4	—	2,5	1,0	3,0	1,0	Более 10	Более 10
Биоразлагаемость	б/м	б/м	б/м	б/м	б/м	б/ж	б/ж	б/ж	б/м

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

### **СОВРЕМЕННЫЕ СРЕДСТВА ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ**



## Комплексное обеспечение **ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

ПРОИЗВОДСТВО • ПОСТАВКА  
МОНТАЖ • ОБСЛУЖИВАНИЕ



### **ШКАФЫ ПОЖАРНЫЕ**

- 12 ТИПОРАЗМЕРОВ, 56 МОДЕЛЕЙ
- ДЛЯ РУКАВОВ ДИАМЕТРОМ 51 ММ, 66 ММ
- ВСТРОЕННЫЕ, НАВЕСНЫЕ
- С МЕСТОМ ДЛЯ ОГНЕТУШИТЕЛЯ 6-10 КГ



### **ДВЕРИ ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ**

- ОДНОПОЛЬНЫЕ (ЕІ 60, ЕІ 90)
- ДВУПОЛЬНЫЕ (ЕІ 60)
- ОСТЕКЛЕННЫЕ (ЕІ 30, ЕІ 60)
- ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПО ЭСКИЗАМ ЗАКАЗЧИКА



### **ПОЖАРНАЯ АВТОМАТИКА**

- ОХРАННО-ПОЖАРНАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ
- СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ
- СИСТЕМЫ ОПОВЕЩЕНИЯ



### **ПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

- ОГНЕТУШИТЕЛИ
- РУКАВА, СТВОЛЫ, ГОЛОВКИ
- МОТОПОМПЫ
- СНАРЯЖЕНИЕ

Торгово-выставочные залы НПО «ПУЛЬС»

«ЦЕНТР-01» Москва, ул. Русаковская, 28, стр.1а, тел./факс: (095) 231-21-10, 268-26-22

«ДОМ-01» Москва, ул. Кожевническая, 14, тел./факс: (095) 235-09-33, 235-08-92

[www.center01.ru](http://www.center01.ru)

e-mail: [info@center01.ru](mailto:info@center01.ru)

АО "Аргус-Спектр" занимается разработкой, производством и продажей пожарных и охранно-пожарных приемно-контрольных приборов, извещателей, систем передачи извещений и другого оборудования.

**ПРИБОРЫ ПРИЕМНО-КОНТРОЛЬНЫЕ И УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРНЫЕ** с встроенными источниками электропитания, обеспечивающими выполнение требований п. 14.3 НПБ 88:

"ЛУЧ" — контроль 1 ШС;

"РАДУГА" — контроль 5 ШС; "РАДУГА-2А", "РАДУГА-4А" — контроль до 256 адресных устройств пожарной сигнализации; "РАДУГА-3" — адресно-аналоговый, обслуживание до 192 адресных устройств;

"СТАРТ", "СТАРТ-4А" — приборы управления установками пожаротушения, дымоудаления и др.

**ПРИБОРЫ ПРИЕМНО-КОНТРОЛЬНЫЕ ОХРАННО-ПОЖАРНЫЕ:**

"НОТА", "НОТА-2" — контроль 1 и 2 ШС;

"СЕТЬ" — контроль 68 ШС, прием информации с охраняемого объекта по электросети 220 В или по выделенной линии.

"АККОРД" — контроль 4 и 8 ШС; "АККОРД-20" — контроль 23 ШС; "АККОРД-512" — контроль до 512 ШС;

"АТЛАС-20" — система передачи извещений.

Вся продукция предприятия имеет сертификаты соответствия и пожарной безопасности.

**Центральный офис:**

197342, Санкт-Петербург, Сердобольская ул., 65.

Тел./факс: (812) 246-6691, 325-1400.

E-mail: mail@argus-spectr.ru ; http://www.argus-spectr.ru

**Региональные представители:**

Москва: 107031, Москва, Малый Кисельный пер., д. 1/9, тел.: (095) 928-8215, факс: 928-8588.

E-mail: argusm@canmos.ru.

Воронеж: тел./факс (0732) 51-2732, тел. 51-2733.

Казань: тел./факс (8432) 36-6274.

Новосибирск: тел. (3832) 43-9047.

Уфа: тел./факс (3472) 520-622

İ řăđıáıř...



Серия ППКП «Радуга» и «Луч».



ППКОП «Аккорд-512».



СПИ «Атлас-20».



Оповещатель речевой «Орфей».

# ОГНЕБОРЕЦ

**ПРЕДЛАГАЕТ:**

**СИСТЕМЫ ПОЖАРОТУШЕНИЯ — "ПОД КЛЮЧ".  
ПРОЕКТ, ПОСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ, МОНТАЖ,  
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.**

## ДРЕНЧЕРНО-СПРИНКЛЕРНЫЕ УЗЛЫ УПРАВЛЕНИЯ

**"GRINNELL" США, "CHANG DER" Тайвань**

Спринклерные и дренчерные оросители, узлы управления, сигнализаторы потока жидкости, давления, обратные клапаны, задвижки и т.д.



Клапан дренчерный F470 (d 100 и 150 мм) "Grinnell"

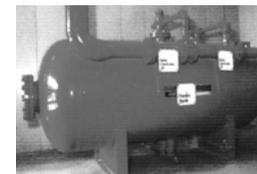
Клапан спринклерный воздушный F302 (d 100 и 150 мм) "Grinnell"

Клапан спринклерный водозаполненный F200 (d 100, 150 и 200 мм) "Grinnell"

Клапаны спринклерные/дренчерные "Chang Der" моделей A/10K d (100 и 150)/(50, 60 и 80) мм

## ПЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Пенные баки-дозаторы, оросители, пенные генераторы и дозаторы



127238, г. Москва, Дмитровское шоссе, д. 85, офис 310.

Тел./факс: (095) 481-4855; 480-1333; 480-4855.

Многоканальный тел.: (095) 743-2845.

E-mail: ogneopl@cityline.ru

Http://www.grinnell.ru

www.sprinkler.ru



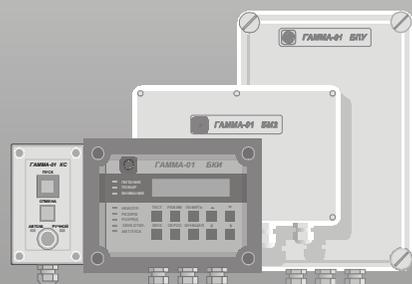
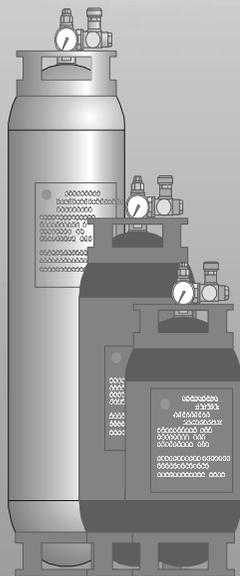
# ПОЖАРНАЯ АВТОМАТИКА СЕРВИС

## НПО Пожарная Автоматика Сервис ПРЕДЛАГАЕТ

**Комплексное производство, проектирование,  
монтаж, техническое обслуживание  
установок газового пожаротушения и  
охранно-пожарной сигнализации**

**НИР, ОКР и комплексные работы в области  
пожарной безопасности объектов различного  
назначения**

**Современный комплекс охранно-  
пожарной сигнализации и  
газового пожаротушения "ГАММА-01"**



**Москва, 8-ая ул. Текстильщиков, дом 18, корп. 3  
Тел. (095) 1798444, 1797408.  
[www.pozhavtomatika.ru](http://www.pozhavtomatika.ru)**

## ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО МГП СПЕЦАВТОМАТИКА

Россия, 129626, Москва Тел: (095) 742-6101/33 E-mail: [sauto@mail.ru](mailto:sauto@mail.ru)  
Графский пер., 14 Факс: (095) 742-6149/00 <http://www.sauto.ru>

Открытое Акционерное Общество  
"МГП Спецавтоматика"

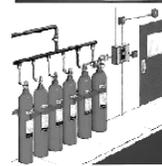
является одной из ведущих фирм по  
созданию автоматизированных систем  
комплексной защиты зданий и сооружений.

Большой опыт работы и знания высококвалифицированных специалистов в области создания и применения современных технических средств позволяют фирме комплексно решить проблемы заказчиков.

Предлагаемый нами комплекс защиты объектов включает в себя следующие элементы:

- системы адресно-аналоговой пожарной сигнализации;
- управление вентиляцией, дымоудаление;
- пожарный водопровод и пожарные краны;
- системы оповещения и видеонаблюдения;
- автоматическое пожаротушение (водяное, газовое и пр.);
- управление инженерными системами, в т.ч. лифтами;
- телефонная сеть, домофоны, телевидение (в т.ч. спутниковое);
- периметральные охранные системы различных типов;
- системы охраны и контроля доступа.

**Предлагаемое фирмой импортное и  
отечественное оборудование имеет  
российские сертификаты соответствия и  
пожарной безопасности.**





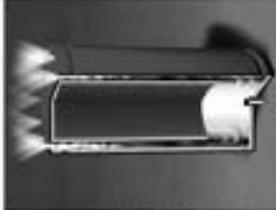
# ЗАО "НПГ ГРАНИТ - САЛАМАНДРА"

НА МИРОВОМ РЫНКЕ

АЭРОЗОЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ - 10 ЛЕТ!

**ПРЕДЛАГАЕТ:**

**АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ  
НА ОСНОВЕ ГЕНЕРАТОРОВ ОГНЕТУШАЩЕГО АЭРОЗОЛЯ**



Опущиватель аэрозольного заряда, кг	Время работы, с	Температура АЭС, °С	Диаметр дюза, мм	Защитный объем, м³	Масса, кг	Интервал срабатывания, °С
АГС-2	43	200	172x360	21	4,85	-50 - +50
АГС-3	19	Окр.среды	122x65	3,2	1,2	-50 - +50
АГС-2/4	40	120	167x179	21	5,3	-50 - +50
АГС-5	24	170	210x112	60	4,6	-50 - +50
АГС-6	35	75	167x420	52	14,3	-50 - +50
АГС-7/1	80	270	172x360	65	5,8	-50 - +50
АГС-7/2	160	270	172x500	134	10,5	-50 - +50
АГС-8/1	80	120	220x220	65	10	-50 - +50
АГС-8/2	160	120	220x350	134	19	-50 - +50

127412, г. Москва, ул. Ижорская, 13/19

Тел.: (095) 485-9827; факс: (095) 485-8222

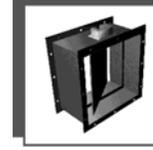
[www.gr-sl.narod.ru](http://www.gr-sl.narod.ru)

E-mail: [granit-salamandr@mail.ru](mailto:granit-salamandr@mail.ru)



Системы противопожарной защиты и вентиляции  
**"МПФ ФАЕР"**

Тел./факс:  
(095) 290-7939;  
489-9993.  
E-mail: [faer@faer.ru](mailto:faer@faer.ru)  
[Http://www.fajer.ru](http://www.fajer.ru)



## КЛАПАН ПРОТИВОПОЖАРНЫЙ ФАЕР-1

Применяется в качестве огнезадерживающего и дымоудаления. Оснащен автоматическим и дистанционным управлением. Предел огнестойкости клапана — 1,5 ч. Типоразмерный ряд внутренних размеров поперечного сечения клапанов от 150x150 мм до 1500x1500 мм с шагом 50 мм.

## ВЕНТИЛЯТОРЫ ДЛЯ ДЫМОУДАЛЕНИЯ ВО-13-284-5ДУ..12,5ДУ

Вентиляторы предназначены для удаления образующихся при пожаре дымовоздушных смесей с температурой до 400°С в течение 120 минут и до 600°С в течение 90 минут.

## КЛАПАН ВОЗДУШНЫЙ КВ-13

Предназначен для регулирования расхода воздуха в системах вентиляции и кондиционирования путем поворота лопаток с помощью ручного или электрического привода BELIMO.

## КЛАПАН ГРАВИТАЦИОННЫЙ КГ-18

Предназначен для естественной вентиляции одностороннего действия.

## РЕШЕТКИ ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ РВН и РКД

Решетки вентиляционные с неподвижными жалюзи (РВН) и решетки для клапанов дымоудаления (РКД) выполняются из листовой стали. Форма и габариты любые.

## ДВЕРИ И ЛЮКИ ГЕРМЕТИЧЕСКИЕ ДЛЯ ВЕНТИЛЯЦИОННЫХ КАМЕР ДГ-1 (ДГУ-1)

Устанавливаются в венкамерах, центральных кондиционерах и каналах для осмотра вентканалов.

## ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ДВЕРИ ДФ-1 И ВОРОТА ВПР-60

Двери противопожарные металлические (в т.ч. искрондающие) одно-, двухпольные глухие типа ДФ-1 с пределом огнестойкости EI 90 и дымогазонепроницаемая ДФ-1Д с сопротивлением дымогазопроницанию не менее 50000 кг<sup>1</sup>.м<sup>-3</sup> в течение 1,5 ч.

Ворота ВПР-60 противопожарные распашные (в т.ч. искрондающие) со встроенной противопожарной дверью и лючком для пожарного рукава. Огнестойкость EI 60.

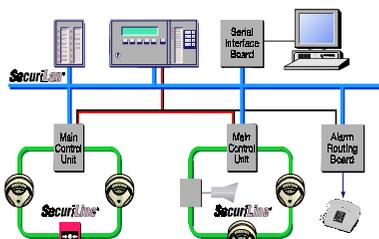


Представительство компании "FITTICH AG" (Швейцария)  
 117607, Москва, Россия. Лобачевского ул., 100, корп. 1, оф. 320.  
 Тел./факс: (095) 932-7625, 932-7626.  
 E-mail: [fittich@fittich.ru](mailto:fittich@fittich.ru) <http://www.fittich.ru>

В 1983 году для оказания технической помощи инженерам, занимающимся внедрением современных систем безопасности в странах Восточной Европы, была организована компания "FITTICH AG" (Швейцария). Она является эксклюзивным представителем в России оборудования фирмы "SECURITON".

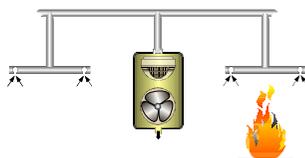
**Автоматическая установка пожарной сигнализации SecurPro®**

представляет собой адресно-аналоговую систему, сочетающую в себе надежность и простоту кольцевых схем построения шлейфов с модульной децентрализацией системы, что позволяет обеспечить высоконадежную защиту как малых, так и крупных объектов произвольной площади.



**Специальные системы пожарной сигнализации**

**Линейный дымовсасывающий пожарный извещатель RAS 51B** — машинные залы ЭВМ; кабельные каналы в полостях полов и потолков; складские помещения с высокими стеллажами; холодильные камеры; музеи, сауны и иные помещения, где требуется скрытая установка извещателей



**Линейный, термодифференциальный/максимальный детектор температуры Transafe® ADW 511** — автодорожные, железнодорожные и подземные туннели; помещения со взрывоопасной средой; погрузочные рампы; разливные цеха огнеопасных жидкостей; крытые автостоянки, судовые переправы и др.



Обеспечиваются проектирование, поставка, монтаж и обслуживание.

Интегрис

**ООО "Интегрис"** - официальный представитель фирм effeff Alarm, ESSER (Германия) и концерна NOVAR

**Основные направления работ - разработка и внедрение комплексных систем безопасности на сложных объектах. Областью деятельности фирмы является:**

- ✓ Проектирование
- ✓ Поставка
- ✓ Монтаж
- ✓ Наладка
- ✓ Сопровождение

систем пожарной, охранной сигнализации, и контроля доступа

125130 Москва, Старопетровский пр., 1, оф. 415 Тел./факс (095) 450 01 77, 450 01 88

E-mail: [integris@dataforce.net](mailto:integris@dataforce.net), [integris@mtu-net.ru](mailto:integris@mtu-net.ru) <http://www.integris.com.ru>

# ООО «НАПРАВЛЕНИЕ БАНКОВСКИХ СИСТЕМ»

ВЕДУЩИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ

## ПРОТИВОПОЖАРНЫХ ВОРОТ, ДВЕРЕЙ И ПЕРЕГОРОДОК

ООО «Направление банковских систем» производит широкую номенклатуру современных противопожарных ворот, дверей и перегородок. В том числе:



ворота противопожарные металлические откатные ВПП.01.000.

000) с пределом огнестойкости EI 60;

ворота противопожарные металлические распашные ВРП.00.000.000 с пределом огнестойкости EI 60;

дверь противопожарная металлическая двупольная ДПП.03.000.000 с пределом огнестойкости EI 60;

дверь противопожарная металлическая однопольная ДПП.02.000.000 с пределами огнестойкости: EI 60 — для сплошной и EI 45 — с остеклением;

перегородка остекленная огнестойкая ПОО.01.000.000 с пределом огнестойкости EI 45;

перегородка остекленная огнестойкая ПОО.03.000.000 с пределами огнестойкости EI 60;

перегородка (витраж) остекленная огнестойкая ПОО.02.000.000 с пределами огнестойкости EI 45 или EI 15.



123290, г. Москва,  
1-й Магистральный проезд, 9.  
Тел./факс: (095) 940-0660;  
940-0662; 940-0890.



# ЗАО «КАЛАНЧА»

Крупнейший поставщик и производитель противопожарного и аварийно-спасательного оборудования, средств охраны труда.

## Широчайший

ассортимент

## Богатый

опыт

## Огромные

возможности



## ПРОИЗВОДСТВО



- мотопомпы пожарные «Гейзер» с автоматическим забором воды;
- газопорошковый модуль объемного пожаротушения «Бизон»;
- огнетушащий порошок «Феникс»;
- соединительная арматура из алюминия;
- ствол пожарный ручной РС-50;
- пневматическое спасательное устройство ПСУ-1 «Куб жизни»;
- фотолюминисцентные и другие знаки безопасности.



### Центральный офис:

141313, Московская обл., г. Сергиев Посад, ул. Железнодорожная, 22.  
Тел./факс (095) 721-2654; 742-4426; (09654) 6-05-48, 4-61-41.  
<http://www.kalancha.ru> e-mail: [kalancha@kalancha.ru](mailto:kalancha@kalancha.ru)

### Филиалы:

1. «Пожтехника для Вас». 127106, г. Москва, ул. Гостиничная, д. 4а.  
Тел.: (095) 488-7711.
2. «Каланча-Липецк». 390805, г. Липецк, ул. Парковая, 10.  
Тел.: (0742) 43-0266.
3. «Каланча-Юг». 355002, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 65.  
Тел.: (8652) 24-5785.
4. «Каланча-Калуга». 248021, г. Калуга, ул. Московская, 235.  
Тел.: (0842) 55-1771; 55-3950.
5. «Каланча-Пенза». 440008, г. Пенза, ул. Новый Кавказ, д. 6.  
Тел.: (8652) 24-5785.



# КОСМИ ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ

От разработки концепции до технического обслуживания объектов любой сложности и назначения



Проведение экспертизы организационных и технических решений по обеспечению пожарной безопасности.

Проектирование систем противопожарной защиты, слаботочных систем и сетей.  
Авторский надзор за проведением монтажных работ.



Поставка оборудования.

Комплексная объектно-ориентированная комплектация оборудованием и материалами.

Прямые поставки от отечественных и зарубежных фирм-производителей.



Монтаж, наладка, ремонт и техническое обслуживание оборудования и систем противопожарной защиты, водоснабжения, теплоэнергетического оборудования.



Производство, проведение испытаний, поставка пожарной техники и огнетушащих средств.

Техническое обслуживание, ремонт, перезарядка огнетушителей.  
Огнезащитная обработка.



Осуществление функций генерального подрядчика.

Выполнение функций заказчика.

111024, Москва, ул. Авиамоторная, 53

Тел.: (095) 273-9868; 273-9241

Факс: (095) 273-2165; 273-2456

<http://www.cosmi.ru> E-mail: [cosmi@dol.ru](mailto:cosmi@dol.ru)



общество с ограниченной ответственностью

127349, Москва, Алтуфьевское шоссе, 102-б;

Тел.: (095) 916-6116 многоканальный;

[www.epotos.com](http://www.epotos.com); [epotosmail@mtu-net.ru](mailto:epotosmail@mtu-net.ru)

## РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ ТУШЕНИЯ ПОЖАРОВ



### ОГНЕТУШИТЕЛЬ САМОСРАБАТЫВАЮЩИЙ ПОРОШКОВЫЙ ОСП-1(2)

Предназначен для тушения без участия человека пожаров классов А, В, С, а также офисов, коттеджей, дач, гаражей, квартир.

### МОДУЛИ ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ СЕРИИ "БУРАН"

Модули порошкового пожаротушения предназначены для тушения и локализации пожаров твердых горючих материалов, горючих жидкостей и электрооборудования под напряжением в производственных, складских, бытовых и других помещениях. МПП являются основным элементом для построения автоматических установок порошкового пожаротушения в производственных, складских и офисных помещениях.

### МПП(р)-0,5 "БУРАН-0,5"

Модуль размещается как в вертикальном, так и горизонтальном положении.

### МПП(р)-2,5 "БУРАН-2,5"

Обладает функцией самосрабатывающего огнетушителя (ОСП). Цветовая гамма и конструктивные особенности модуля позволяют гармонично разместить его в подвесных потолках различных типов.

### МПП(р)-2,5 "БУРАН-2,5Взр" во взрывозащищенном исполнении

Уровень и вид взрывозащиты по ПУЭ — 2ExdslIBT3X.

Рекомендуемая области применения: склады лаков, красок, растворителей, помещений окраски, краскоприготовительные, дизельные и т.п.

### МПП(р)-8 "БУРАН-8"

Модули выпускаются в трех модификациях:

МПП(р)-8В "БУРАН-8В" — высотный;

МПП(р)-8СВ "БУРАН-8СВ" — средневысотный;

МПП(р)-8Н "БУРАН-8Н" — настенный.

### ГЕНЕРАТОРЫ ОГНЕТУШАЩЕГО АЭРОЗОЛЯ (ГОА) СЕРИИ "ДОПИНГ"

Генераторы огнетушащего аэрозоля обеспечивают тушение и локализацию пожаров классов А, В, С и электрооборудования под напряжением в условно герметичных объемах. Тушение происходит с помощью аэрозоля, полученного при программном сжигании шашки из аэрозолеобразующего состава и охлажденного до температуры ниже 400°С.

### ГОА "ДОПИНГ-2"

Обладает функцией самосрабатывающего огнетушителя.

Рекомендуемая область применения: моторный, топливный и другие отсеки транспортных средств, электрошкафы и т.п.

### ГОА "ДОПИНГ-2.02"

Обладает функцией самосрабатывающего огнетушителя.

Рекомендуемая область применения: электрические шкафы, сейфы, бытовая радиоэлектроника и др.



109428, Россия, г. Москва, ул. 2-я Институтская, 6.  
Тел.: (095) 170-1051; 170-1052. Факс: (095) 171-1568.  
E-mail: krilak@online.ru      Http: //www.krilak.ru

### **Огнезащитные составы и покрытия**

НПО "Ассоциация Крилак" является базовой организацией Госстроя России в области огнезащиты:

1. Огнезащитные составы для защиты древесины и изделий из нее: «ЭВРИКА», «КЛОД-01», «ФАЙРЕКС-200», «АТТИК» и др.
2. Огнезащитные составы для защиты металла: «ФАЙРЕКС-300»; «ФАЙРЕКС-400»; «ФАЙЭФЛЕКС™-КРИЛАК»; «УНИКУМ»; «ОФП-НВ» («Эскалибур»), «ОФП-НВ» («КРАТ»).
3. Огнезащитные средства для кабелей и кабельных проходок: краска «КЛ-1»; состав «ФАЙРЕКС-600»; подушки противопожарные вспучивающиеся «ППВУ-1»; комплексная защита «ЩИТ-АК-2».
4. Огнезащитные средства для защиты бетонных конструкций и герметизации пустот в строительных конструкциях: «МОНОЛИТ»; «ФАЙРЕКС-500».
5. Огнезащитный раствор для защиты тканей и ковров «КЛОД-02».

### **Противопожарные ворота, двери, перегородки и окна**

1. Ворота и двери противопожарные металлические:  
ДОМ-01В II — ворота двупольные распашные с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01 — двупольная дверь с пределом огнестойкости 90 мин;  
ДОМ-01М — однопольная дверь с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01МС — однопольная остекленная (до 25%) дверь с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01МС II — двупольная остекленная (до 25%) дверь с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01С — однопольная витражная остекленная (до 100%) дверь с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01С II — двупольная витражная остекленная (до 100%) дверь с пределом огнестойкости 60 мин;  
ДОМ-01СП — однопольная противовзломная (класс 0-II) дверь с пределом огнестойкости 45 мин.
2. Перегородки: конструкция ударопрочная — остекленная с пределом огнестойкости 45 мин; Витра-01 — остекленная с пределом огнестойкости 60 мин.
3. Окно ОП-2 с пределом огнестойкости 30 мин.



**РАЗРАБОТКА,  
ПРОИЗВОДСТВО И  
РЕАЛИЗАЦИЯ  
ОГНЕЗАЩИТНЫХ  
СОСТАВОВ.  
ВЫПОЛНЕНИЕ  
ОГНЕЗАЩИТНЫХ РАБОТ.**



194362, Санкт-Петербург, пос. Парголово, ул. Ленина, 5.  
Телефон/факс: в Санкт-Петербурге — (812) 594-8923, 516-8507;  
в Москве — (095) 573-2574.  
E-mail: non-fire@lek.ru

### **АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "УТРО" ПРЕДЛАГАЕТ:**

ОГНЕЗАЩИТНЫЙ ЛАК "ЩИТ-1" — обеспечивает перевод древесины в группу трудногорючих материалов (1 группа) при расходе 500 г/м<sup>2</sup>.

АНТИПИРЕН "РОСА" — обеспечивает перевод тканей в группу трудновоспламеняющихся материалов, по токсичности материал умеренно опасный, с умеренной дымообразующей способностью. Не изменяет внешнего вида обрабатываемого материала. Расход анитипирена — 200-800 г/м<sup>2</sup> в зависимости от обрабатываемого материала.

ОГНЕЗАЩИТНЫЙ СОСТАВ "СТАРЫЙ ВЯЗ" — обеспечивает перевод древесины в 1 и 2 группы огнезащитной эффективности. Не изменяет внешнего вида древесины. Расход состава — 100 г/м<sup>2</sup> (2 группа); 70 кг/м<sup>3</sup> (1 группа)

ОГНЕЗАЩИТНЫЙ СОСТАВ "МС" — обеспечивает перевод древесины во 2-ю группу огнезащитной эффективности. Не изменяет внешнего вида древесины. Расход — 160 г/м<sup>2</sup>

ОГНЕЗАЩИТНЫЙ СОСТАВ "РОДНИК" — для наружных работ. Обеспечивает — огнебиозащиту древесины. Изменяет внешний вид древесины до светло-бежевого цвета. Расход — 400 г/м<sup>2</sup>.

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ КРАСКИ И ПОКРЫТИЯ ПО МЕТАЛЛУ, ДРЕВЕСИНЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ КАБЕЛЯМ — обеспечивают предел огнестойкости металлических конструкций от 0,5-2 ч; переводят древесину в группу трудногорючих материалов. Расход красок — для металлических конструкций от 1,8 кг/м<sup>2</sup>, для древесины 0,3-0,5 кг/м<sup>2</sup>, по кабелям — 1,0 кг/м<sup>2</sup>.

**СТЕНЫ ТРЕТЬЯКОВСКОЙ ГАЛЕРЕИ  
И КРЕМЛЯ ЗНАЮТ ЭТИ СОСТАВЫ!**



## ЛИТЕРАТУРА

СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы

СНиП 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы

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

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

СНиП 34-02-99. Подземные хранилища газа, нефти и продуктов их переработки

ВППБ 01-03-96. Правила пожарной безопасности для предприятий АК "Транснефтепродукт"

ВППБ 01-01-94. Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения

ПБ 03-108-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов

ПБ 03-110-96. Правила безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением

ПБ-08-83-95. Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли

ПБ 09-170-97. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств

Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов

СП 21-104-98. Свод правил по проектированию систем противопожарной защиты резервуарных парков Госкомрезерва России

Пожарная безопасность-2001: Специализированный каталог. — М.: ИК "ГРОТЕК", 2001. — 176 с., илл.

Справочник

**Сергей Викторович Собрень**

**ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ  
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

(Серия «Библиотека нормативно-технического работника»)

Редактор д.т.н., профессор Е.А. Мешалкин

Компьютерная верстка автора

ЛР № 066823 от 27.08.99. Подписано в печать 20.01.03. Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура "Times". Печать офсетная. Усл. печ. л. 27. Уч.-изд. л. 29. Тираж 5000 экз. Заказ №

ООО Издательский дом "Калан". 620075, г. Екатеринбург, ул. Шарташская, д. 21, оф. 514.  
Тел./факс: (3432) 505-180, тел.: 531-180, 531-182, 531-183, 531-177.  
E-mail: Kalan@sky.ru  
129366, г. Москва, ул. Б. Галушкина, д. 5. Тел./факс: (095) 217-2695.  
E-mail: Moscow\_Kalan@mtu.ru

Отпечатано в ГОУП "Каменск-Уральская типография"