

14.55
С21

архив

В. С. САУШЕВ

ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕБАЗ



1955

ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕБАЗ

д 663/1069

БИБЛИОТЕКА
ВПК МВД
БРОШЮРНЫЙ ФОНД

ИЗДАТЕЛЬСТВО
МИНИСТЕРСТВА КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РСФСР

Москва — 1955

В брошюре кратко описаны планировка и оборудование нефтебаз. Даны основные сведения по технологии приема, хранения и отпуса нефтепродуктов, характеристика пожарной опасности нефтебаз и порядок их противопожарного обследования.

Предназначена для работников пожарной охраны и инженерно-технического персонала нефтебаз.

Виктор Сергеевич Саушев

Противопожарное обследование нефтебаз

Редактор Г. А. Понофидин

Редактор издательства Р. А. Аврущенко

Техн. редактор А. Коняшина

Корректор Т. И. Звороно

Сдано в набор 7/VI 1955 г.

Подписано к печати 26/VII 1955 г.

Л1124178.

Формат бумаги $60 \times 92\frac{1}{16}$

Печ. л. 3.

Уч.-изд. л. 3,4.

Тираж 5000.

Изд. № 1950.

Заказ 2261

Типография изд-ва Министерства коммунального хозяйства РСФСР,
г. Перово, ул. Плющева, 22.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефть и вырабатываемые из нее нефтепродукты находят все более широкое применение в народном хозяйстве СССР. С каждым годом увеличивается добыча нефти. Так, например, в настоящем году наша страна получит ее на 85% больше по сравнению с 1950 г. В связи с этим вопросы правильного и безопасного хранения нефтепродуктов требуют особенного внимания.

На нефтебазах всегда возможно сосредоточение большого количества нефтепродуктов и поэтому обеспечение пожарной безопасности — одна из очередных задач работников пожарной охраны.

Как и на других предприятиях, одними из основных мероприятий по предупреждению пожаров на нефтебазах являются своевременное обнаружение и устранение причин, способствующих их возникновению и распространению. Для этой цели периодически проводятся противопожарные обследования нефтебаз.

К сожалению, вопросы таких противопожарных обследований и результаты их почти не освещены в литературе. В настоящей брошюре автор сделал попытку кратко обобщить имеющийся практический опыт противопожарного обследования нефтебаз.

Все замечания и рекомендации, которые помогут в дальнейшей разработке поставленного здесь вопроса, автор принимает с благодарностью и просит направлять их в адрес Издательства.

ГЛАВА I

УСЛОВИЯ, СПОСОБСТВУЮЩИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЮ ПОЖАРА НА НЕФТЕБАЗАХ

Нефтепродукты разделяются по величине температуры вспышки * паров на: легковоспламеняющиеся с температурой вспышки 45° и ниже, горючие с температурой вспышки выше 45° .

К легковоспламеняющимся жидкостям относятся: бензин, литроин, керосин, бензол, толуол; к горючим: мазут, моторные и дизельные топлива, масла, битумы, парафины и др.

При сливно-наливных операциях и хранении на нефтебазах нефтепродукты имеют различную температуру в зависимости от температуры окружающего воздуха. Поэтому и пары их, представляющие большую пожарную опасность в смеси с воздухом, бывают разной концентрации. Некоторые из них способны взрываться от поднесенного источника воспламенения (пламени, искры, накаливаемого тела и т. п.), а другие в тех же условиях не взрываются.

Взрывоопасные концентрации паров нефтепродуктов можно определить при помощи прибора — газоанализатора — или путем анализа в лаборатории взятых проб данной смеси.

В табл. 1 приведены пределы взрываемости ** паров некоторых нефтепродуктов.

Взрывоопасные смеси могут образоваться:

внутри паровоздушных пространств цистерн, бочек, контейнеров, находящихся под сливом или наливом;

* Температура вспышки — это наименьшая температура нефтепродукта, при которой пары его способны воспламениться (загореться) от поднесенного пламени.

** Нижний предел взрываемости — наименьшая концентрация паров горючих жидкостей в смеси с воздухом, при которой происходит воспламенение и взрыв от поднесенного пламени, искры и т. п.

Верхний предел взрываемости — наибольшая концентрация паров горючих жидкостей в смеси с воздухом, способная еще воспламениться, но выше которой воспламенение не происходит.

Пределы взрываемости паров горючих жидкостей

Наименование нефте- продуктов	Нижний предел взры- ваемости	Верхний предел взры- ваемости
	% (по объему)	
Бензин	1,9	5,1
Лигроин	1,5	4,5
Керосин	1,1	7,0
Бензол	1,3	9,5
Толуол	1,0	7,0

возле эстакады в результате утечек нефтепродукта через неплотности в сливно-наливной системе (коллекторах, колонках, задвижках, трубопроводах);

внутри паровоздушных пространств резервуаров, а также около них при переливе во время их наполнения и утечек нефтепродуктов через неплотности фланцевых соединений в нагнетательных и всасывающих трубопроводах и сальниковых соединений; в помещениях насосных станций и разливочных из-за утечек через неплотности в соединениях отдельных частей насосов, в трубопроводах и задвижках.

Неплотности в резервуарах, трубопроводах, насосах могут образоваться вследствие коррозирующего действия нефтепродукта на материал сооружения, применения некачественных прокладок или сальниковых набивок и др.

Источниками возникновения пожара на нефтебазе могут быть: открытый огонь и искры, разряды атмосферного и статического электричества, самовозгорание сульфидов железа.

Чаще всего пожары бывают от открытого огня или искры. Открытый огонь появляется в случаях, когда для освещения или разогревания (при сливе, наливе, замере, отборе проб нефтепродуктов) пользуются фонарями, факелами, паяльными лампами.

Причинами и источниками образования искр бывают: удары крышек люков, а также стального инструмента о цистерну или резервуар; паровозы, подающие цистерны под слив или налив; котельные установки, электросварочные аппараты; неисправные электроподогреватели, применяемые для подогрева вязких нефтепродуктов, а также неисправные электродвигатели и другое электрооборудование; двигатели внутреннего сгорания, применяемые в качестве привода насосов; автомобили и тракторы, доставляющие на нефтебазу или получающие нефтепродукты.

Разряды атмосферного электричества также являются одной из причин пожаров и взрывов на нефтебазах. Во время грозы

опасны не только прямые удары молнии, но и ее вторичные проявления. При прямом ударе молнии (вследствие ее термического воздействия) отдельные элементы сооружения (например, резервуар) сильно разогреваются, и это может вызвать воспламенение паров нефтепродуктов.

Вторичные проявления молнии связаны с электромагнитной индукцией, вызывающей искрение в отдельных частях незаземленных сооружений (резервуаров, трубопроводов и т. п.).

Статическое электричество образуется при движении нефтепродуктов по трубопроводам, резиновым шлангам, внутри цистерн, резервуаров, бочек, при свободном падении нефтепродукта, например при наливке в тару. Нефтепродукты являются диэлектриками, а поэтому при трении они способны накапливать заряды статического электричества.

В зависимости от скорости движения нефтепродукта и влажности окружающего воздуха могут образоваться заряды с потенциалом в несколько тысяч вольт. Экспериментально установлено, что при напряжении статического электричества в 300—500 в при разряде может образоваться искра, вполне достаточная для воспламенения паров нефтепродуктов взрывоопасной концентрации.

Статическое электричество может также образоваться при трении о шкивы приводных ремней, используемых в качестве передачи механической энергии от двигателей к насосам.

Накопление и разряд статического электричества с образованием искры происходят в тех случаях, когда отсутствует непрерывная электрическая цепь с заземляющим устройством.

Сульфиды железа образуются на стенках резервуаров при длительном хранении в них сернистых нефтей или нефтепродуктов. Причиной самовозгорания сульфидов железа является их окисление кислородом воздуха, входящим в резервуар в момент откачки нефтепродукта. В результате нагревания сульфидов железа до высокой температуры паровоздушная смесь воспламеняется.

Следовательно, пожар может возникнуть при наличии двух условий: смеси паров нефтепродуктов с воздухом и источника воспламенения.

Развитию начавшегося пожара на нефтебазах могут способствовать:

а) недостаточные противопожарные разрывы между наземными резервуарами и соседними зданиями и сооружениями, а также между сливно-наливными устройствами и прочими зданиями и сооружениями нефтебазы;

б) отсутствие или неисправность обвалования резервуарных емкостей. В этих случаях при аварии резервуара и пожаре горящий нефтепродукт разливается по территории нефтебазы.

Горящие нефтепродукты могут разлиться также при вскипании и выбросе их из резервуара. Последнее имеет место при горении темных нефтепродуктов в случае их обводненности или при наличии в резервуарах водяных подушек.

Для обеспечения пожарной безопасности нефтебаз необходимо своевременно вскрывать и устранять причины, вызывающие пожары и способствующие их распространению.

Это достигается в значительной степени противопожарными обследованиями нефтебаз и устранением выявленных при этом недочетов.

ГЛАВА II

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕБАЗЫ

1. Характеристика нефтебазы

Нефтебаза представляет собой комплекс сооружений и установок, при помощи которых осуществляются операции, связанные с приемом, отпуском и хранением нефтепродуктов. В ней имеются устройства и сооружения для слива и налива нефтепродуктов (эстакады, наливные и сливные колонки, наливные краны, насосные станции), резервуары и тарные хранилища для хранения нефтепродуктов, устройства для подогрева (электрогрелки, змеевиковые подогреватели и т. п.).

В зависимости от емкости нефтебазы разделяются на три категории (табл. 2) *.

Таблица 2

Классификация нефтебаз в зависимости от их емкости

Категория нефтебазы	Общая емкость в м ³
I	От 30 001 и более
II	От 6001 до 30 000
III	До 6000

Примечание. Под общей емкостью нефтебазы понимается суммарное количество всех находящихся на ней емкостей для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Выделение территории для нефтебазы должно быть увязано с планировкой ближайших населенных пунктов и промышленных районов. Площадка нефтебазы должна примыкать к транспорт-

* Нормы и технические условия проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (Н 108—53).

ным путям — железным дорогам, судоходным рекам, грунтовым и шоссейным дорогам, а также располагать надежным водоисточником на протяжении всего года.

Территория нефтебазы разбивается на зоны (рис. 1) согласно Н 108—53 (табл. 3).

Таблица 3

Наименование зон и примерный перечень размещаемых в них зданий и сооружений

Наименование зон	Здания и сооружения, размещаемые в пределах зоны
Зона железнодорожного приема и отпуска	Железнодорожные сливно-наливные устройства, насосные, компрессорные, сливные резервуары, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, помещения для сливщиков и наливщиков и другие объекты, связанные со сливно-наливными операциями
Зона водного приема и отпуска	Причалы, насосные, помещения для сливщиков и наливщиков и другие объекты, связанные со сливно-наливными операциями
Зона резервуарного хранения	Резервуары, газосборники, теплообменники, насосные, компрессорные
Зона розничного отпуска и производственных зданий и сооружений	Разливочные, расфасовочные, маслоосветительные установки, насосные, хранилища для жидкостей в таре, наливные колонки, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки
Зоны подсобных зданий и сооружений	Механические и сварочные мастерские, бондарные, пропарочные, установки, электростанции, трансформаторные подстанции, котельные, кузницы, склады материалов, топлива, водопроводные, канализационные и очистные сооружения
Зона административно-хозяйственных зданий и сооружений	Канторы, проходные, гаражи, здания охраны, дома для обслуживающего персонала, общежития охраны

Примечания: 1. Электростанции напряжением до 10 кв допускается размещать в 1, 2, 3 и 4-й зонах.

2. На нефтебазах I и II категорий зона резервуарного хранения должна быть отделена от 4-й и 6-й зон оградой с выходом в остальные зоны через охраняемые ворота. Жилые дома, расположенные на территории нефтебаз, отделяются оградой без устройства выхода в остальные зоны базы.

3. На нефтебазах II и III категорий при хозяйственной целесообразности допускается совмещать 5-ю и 6-ю зоны.

Дороги и проезды на территории нефтебазы следует строить с учетом возможности их использования для производственных нужд и противопожарных целей. Сеть дорог должна быть коль-

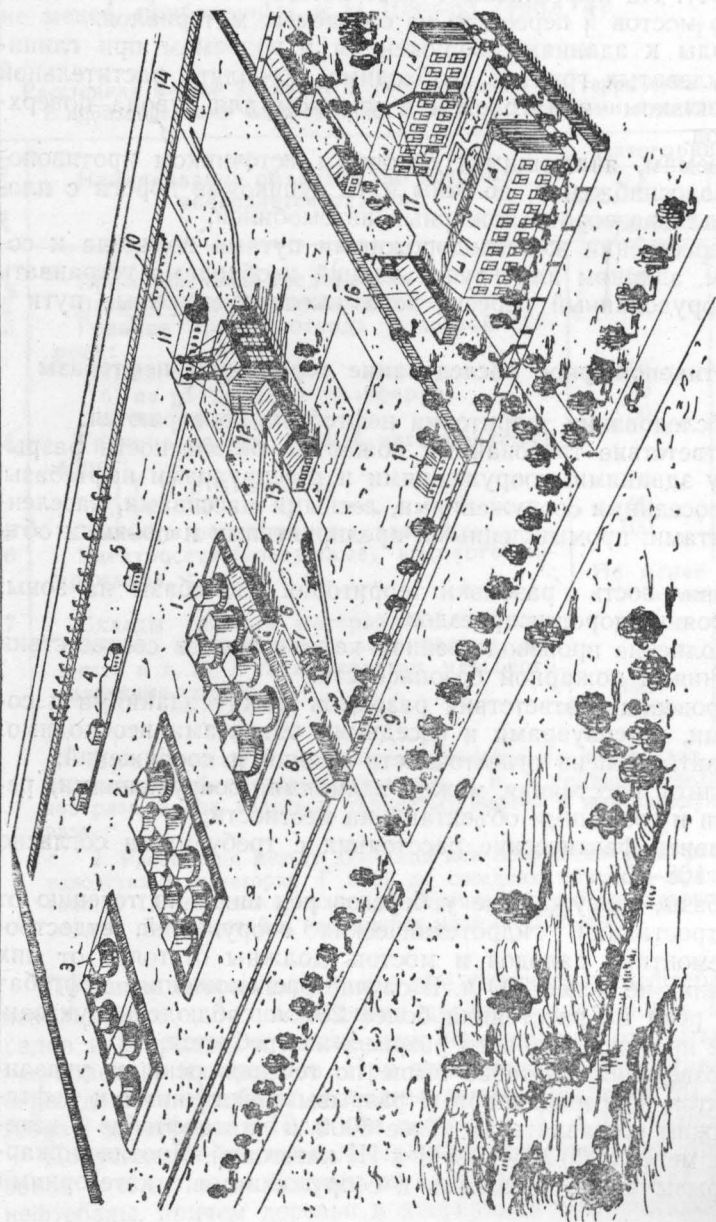


Рис. 1. Общий вид нефтебазы:

1, 2 — резервуары с темными нефтепродуктами; 3 — резервуары со светлыми нефтепродуктами; 4 — насосные станции; 5 — сливно-наливная эстакада; 6 — разливочная; 7 — весы; 8 — служебные помещения; 9 — проходная; 10 — разгрузочная площадка; 11 — тарный склад; 12 — котельная; 13 — бондарная мастерская; 14 — склад угля; 15 — подсобное помещение; 16 — пожарное депо; 17 — жилые и административные здания.

цевой. Подъезды ко всем зданиям и сооружениям нефтебазы должны отвечать требованиям противопожарных норм (Н 102—54). На нефтебазах I и II категорий не разрешается устройство мостов и переездов из сгораемых материалов.

Подъезды к зданиям, сооружениям и водоемам при глинистых и пылеватых грунтах необходимо укреплять растительной полосой, шлаком или гравием с уклоном для отвода поверхностных вод.

К водоемам, являющимся основным источником противопожарного водоснабжения, должны идти тупиковые дороги с площадками для разворота пожарных автомобилей.

При пересечении железнодорожными путями подъезда к сооружениям, зданиям или группе зданий необходимо устраивать второй оборудованный переезд через железнодорожные пути*.

2. Противопожарное обследование территории нефтебазы

При обследовании территории нефтебазы проверяются:

а) соответствие требованиям пожарной безопасности разрывов между зданиями, сооружениями и резервуарами нефтебазы, а также соседними сооружениями, лесными массивами, населенными пунктами, промышленными предприятиями и прочими объектами;

б) правильность разбивки территории нефтебазы на зоны;

в) состояние дорог и проездов;

г) выполнение производственной канализации в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

Для проверки соответствия разрывов между зданиями и сооружениями, резервуарами и соседними объектами необходимо: установить степень огнестойкости зданий и сооружений;

определить расстояния между зданиями, сооружениями, резервуарами и соседними объектами на местности;

сопоставить фактические расстояния с требуемыми согласно нормам Н 108—53.

Нефтебазы, сооружаемые у берегов рек ниже по течению от гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительно-ремонтных заводов и мостов, должны отстоять от них на расстоянии не менее 300 м. В случае расположения нефтебаз от берега реки на расстоянии более 200 м соблюдения указанного выше противопожарного разрыва не требуется.

При возведении нефтебаз выше по течению реки от указанных объектов, противопожарные разрывы между ними и нефтебазой должны составлять не менее 5000 м для нефтебаз I категории и не менее 3000 м — для II и III категорий. Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями с категориями

* Противопожарные нормы строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест (Н 102—54, п. 16).

производства А, Б и В и соседними предприятиями, жилыми и общественными зданиями и другими объектами должны быть не менее, приведенных в Н 108—53 (табл. 4).

Таблица 4

Расстояния между зданиями и сооружениями на территории нефтебазы с производствами категорий А, Б и В и соседними предприятиями

№ п/п.	Наименование объектов, до которых исчисляется разрыв	Категории нефтебаз	
		I	II и III
		разрывы в м, не менее	
1	Промышленные предприятия	100	50
2	Лесные массивы хвойных пород	50	50
3	Граница полосы отвода железной дороги:		
	а) на станциях	100	80
	б) на разъездах и платформах	80	60
	в) на перегонах	50	40
4	Граница полосы отвода автомобильных дорог:		
	а) I, II и III классов	50	30
	б) IV и V	20	10
5	Жилые и общественные здания	100	50
6	Электросети (воздушные) высокого напряжения	Не менее 1,5 высоты опоры	
7	Склады лесных материалов, твердого топлива, торфа, сена, волокнистых веществ и т. п., а также участки массового залегания торфа	100	50

Примечания: 1. В случае хранения на нефтебазах этилированных жидкостей разрывы, указанные в п. 5 таблицы, увеличиваются в два раза, а при хранении сернистых нефтей и нефтепродуктов — в три раза.

2. Расстояния между зданиями или сооружениями нефтебазы с производствами категорий Г и Д до соседних объектов принимаются по табл. 6 Противопожарных норм строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест (Н 102—54).

Противопожарные разрывы вне территории нефтебазы можно использовать для насаждения деревьев лиственных пород, для садов и огородов, а также для размещения открытых складов негорюемых материалов. При этом необходимо оставлять возле ограждения нефтебазы свободные полосы шириной 20 м для нефтебаз I категории и 10 м для нефтебаз II и III категорий.

Допускается посадка лиственных деревьев, кустарников, газонов и т. п. на свободных от застройки площадках территории нефтебазы, причем деревья и кустарники располагаются не ближе 5 м от резервуаров и ограждения нефтебазы.

Ограждения территории нефтебазы могут быть любой степени огнестойкости, высотой не менее 2 м и должны отстоять от

стенки и подошвы обвалования или от стен зданий и сооружений нефтебазы не менее чем на 5 м (кроме административных и хозяйственных зданий).

Противопожарные разрывы между наземными резервуарами и соседними зданиями и сооружениями на территории нефтебазы должны соответствовать требованиям Н 108—53 (табл. 5).

Таблица 5

Противопожарные разрывы между наземными резервуарами и соседними зданиями и сооружениями на территории нефтебазы

№ п/п.	Наименование зданий и сооружений, до которых исчисляется разрыв	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Категории нефтебаз	
			I	II и III
			разрывы в м, не менее	
1	Железнодорожные сливно-наливные устройства, наливные и сливные автоколонки	I, II	40	20
2	Насосные, помещения узлов задвижек насосных, компрессорные, противопожарные насосные станции, лаборатории, маслоосветлительные и регенерационные установки	I, II, III	30 —	20 30
3	Разливочные, расфасовочные, раздаточные устройства	I, II, III	30 —	15 25
4	Хранилища жидкостей в таре	I, II, III	40 —	20 30
5	Здания и сооружения нефтебазы, в которых имеются производства, применяющие открытый огонь	I, II, III	60 —	40 50
6	Площадка для хранения жидкостей в таре	—	40	20
7	Открытые склады деревянной тары и клепки	—	70	50
8	Все прочие здания и сооружения	I, II, III—V	60 70	40 50

Примечание. Указанные размеры могут быть уменьшены на 25% при полуподземных резервуарах и на 50% — при подземных.

Для определения степени огнестойкости зданий и сооружений нефтебазы необходимо обследовать их конструкции. При этом нужно: а) выявить фактическую и требуемую огнестойкость сооружений, зданий и отдельных конструктивных элементов; б) сопоставить фактическую огнестойкость с требуемой для проверки ее соответствия условиям пожарной безопасности.

Чтобы установить фактическую огнестойкость сооружения, здания или отдельных конструктивных элементов, следует определить материал конструктивных элементов, размеры последних, наличие облицовок, штукатурок или других средств огнезащиты.

Найти фактический предел огнестойкости конструктивных элементов здания, сооружения и фактическую огнестойкость здания, сооружения в целом (Н 102—54).

Требуемую огнестойкость зданий и сооружений нефтебазы устанавливают на основе характеристики их пожарной опасности, выраженной (в соответствии с п. 10 Н 102—54) категорией пожарной опасности размещенного в них производства. Для определения категории пожарной опасности того или иного здания и сооружения нефтебазы необходимо выяснить температуру вспышки паров нефтепродуктов, обращающихся в данном здании (сооружении).

Категорию пожарной опасности производства и требуемую степень огнестойкости зданий и сооружений, размещенных на территории нефтебазы, устанавливают согласно Н 102—54 (табл. 6).

Таблица 6

Категория производства и требуемая степень огнестойкости зданий и сооружений нефтебаз

№ п/п.	Наименование зданий и сооружений	Категория производства		
		А	Б	В
		Степень огнестойкости и группы возгораемости		
1	Насосные станции	I и II	I и II	I—III
2	Здания узлов задвижек	I и II	I и II	I—III
3	Хранилище нефтепродуктов в таре	I и II	I и II	I—III
4	Разливочные	I и II	I и II	I—III
5	Нефтедовушки	—	I и II	—
6	Расфасовочные	I и II	I и II	I—III
7	Резервуары	Несгораемые	Несгораемые	Несгораемые
8	Железнодорожные сливно-наливные устройства	"	"	"
9	Причалы	"	"	"
10	Сливно-наливные автоколонки	"	"	Несгораемые
11	Погрузочно-разгрузочные платформы	"	"	I—V
12	Лаборатории	—	—	I—III
13	Бондарные мастерские	—	—	I—III
14	Склады тары и клепки	—	—	I—V
15	Склады твердого топлива	—	—	I—V

Примечание. Производства категории А, связанные с обращением нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28° и ниже.

Производства категории Б, связанные с обращением нефтепродуктов с температурой вспышки паров от 28 до 120°.

Производства категории В, связанные с обращением нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120°.

При сопоставлении требуемой и фактической огнестойкости обследуемых зданий и сооружений надо иметь в виду не только основные конструктивные элементы, но и кровли, двери, ворота, переплеты окон, фонарей и т. п.

Если при сравнении окажется, что фактическая огнестойкость здания, сооружения равна или больше требуемой, то это значит, что они удовлетворяют требованиям пожарной безопасности. Если фактическая огнестойкость здания, сооружения менее требуемой, то они не отвечают этим требованиям. В таком случае необходимо разработать мероприятия, которые позволили бы расширить пределы огнестойкости конструктивных элементов. Для этой цели можно рекомендовать:

а) увеличение сечения конструктивных элементов и толщины защитных слоев у железобетонных конструкций;

б) облицовку и штукатурку металлических и деревянных конструкций;

в) замену сгораемых конструкций несгораемыми.

Надо отметить, что на существующих нефтебазах не всегда можно добиться желаемой огнестойкости здания или сооружения, в соответствии с требованиями Н 102—54, так как эти нормы рассчитаны только на проектирование и строительство вновь возводимых или реконструируемых промышленных предприятий и часто их нельзя применить к действующим объектам. В связи с этим выполнение мероприятий, связанных с капитальными затратами, надо приурочивать к реконструкции нефтебазы в целом или отдельных ее зданий и сооружений. До этого же необходимо наметить меры, уменьшающие пожарную опасность отдельных сооружений и зданий, в зависимости от их конкретного состояния в момент обследования. Территория нефтебазы, как указывалось выше, разбивается на соответствующие зоны (см. табл. 3). Следует проверить наличие такой разбивки и правильность размещения зданий и сооружений.

Что касается расположения зданий и сооружений относительно рельефа местности, то нужно иметь в виду, что резервуарный парк с нефтепродуктами должен преимущественно размещаться в пониженных местах. Это необходимо для того, чтобы исключить возможность разлива нефтепродуктов на значительной площади.

При проверке состояния дорог и проездов следует установить:

а) количество выездов с нефтебазы на дороги общего пользования;

б) наличие удобных подъездов ко всем сооружениям;

в) группу возгораемости мостов и переездов.

На нефтебазах I категории требуется не менее двух выездов на дорогу общего пользования, а для II и III категорий — один выезд.

Для определения соответствия производственной канализа-

ции и нефтеловушек требованиям пожарной безопасности необходимо установить:

а) тип производственной канализации (закрытая или открытая);

б) материал, из которого выполнены канализация и нефтеловушки;

в) наличие гидрозатворов: на выпусках из производственных зданий, от групп резервуаров и эстакад, в местах присоединений ветвей канализации к основной магистрали, перед нефтеловушками и после них, а также на прямолинейных участках канализации;

г) способ удаления нефтепродукта из нефтеловушек.

При этом следует учесть, что на нефтебазах I и II категорий канализация должна выполняться закрытой, а на нефтебазах III категории она может быть открытого типа — в виде лотков, желобов, выполненных из несгораемых материалов.

На всех выпусках от групп резервуаров и эстакад, из производственных помещений, в местах присоединения отдельных ветвей канализации к основной магистрали, впереди и после нефтеловушек, а также на прямолинейных участках магистральной линии канализации, через каждые 250 м устанавливают колодцы с гидравлическими затворами, причем слой жидкости, образующий затвор, должен быть не менее 0,25 м.

Канализационные выпуски из обвалований резервуарных парков (для предупреждения растекания нефтепродукта по канализационной сети в случае аварии) оборудуются запорными устройствами, приводимыми в действие с вала или извне обвалования.

Производственные воды перед спуском в водоемы должны предварительно очищаться от песка (грязи) и нефтепродукта. Для этой цели нефтебаза должна иметь нефтеловушки, выполненные из несгораемых материалов и установленные на расстоянии не менее 40 м от зданий и сооружений. Это расстояние может быть уменьшено вдвое при устройстве нефтеловушек закрытого типа.

Из сборных камер нефтеловушек нефтепродукты выкачивают насосами.

Соединение производственной канализации с фекально-хозяйственной не допускается.

БИБЛИОТЕКА
ВПК МВД
БРОШЮРНЫЙ ФОНД

ГЛАВА III

ЗОНА ПРИЕМА И ОТПУСКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

3. Сливно-наливные устройства

Прием (слив) и отпуск (налив) нефтепродуктов нефтебаза осуществляет при помощи сливно-наливных устройств.

Если нефтепродукты доставляются на нефтебазу по железной дороге, то сливно-наливные устройства сооружаются на железнодорожных тупиковых путях, располагаемых на территории нефтебазы. Тупиковые пути нефтебазы должны находиться на определенном расстоянии от зданий и сооружений. Такие разрывы (см. табл. 7) необходимо выдерживать для обеспечения пожарной безопасности при сливе и наливе нефтепродуктов.

По железной дороге нефтепродукты транспортируются в основном в вагонах-цистернах, и только сравнительно небольшое количество их перевозится в таре (бочках, бидонах, контейнерах) в товарных вагонах.

Из железнодорожных цистерн нефтепродукты сливаются через верх цистерны («верхний» слив) или через низ цистерны («нижний» слив). Легковоспламеняющиеся нефтепродукты сливаются через верх цистерны, а темные нефтепродукты — через низ ее.

Устройство для слива светлых нефтепродуктов через верх цистерн состоит из сливных колонок, коллекторов и трубопроводов к насосам. Гибкие шланги колонок опускают в цистерны или присоединяют к стационарным сливным трубам (рис. 2), и нефтепродукты переливаются в резервуар.

Темные нефтепродукты сливаются самотеком через низ цистерн, оборудованных для этой цели специальными сливными приборами. В этом случае нефтепродукт из цистерны поступает в лотки, сборный желоб и трубы, которыми и отводится в приемный резервуар.

Затем при помощи насосов нефтепродукт из приемного резервуара перекачивается в резервуарный парк на хранение.

Вся система приема нефтепродуктов должна быть закрытой, Это необходимо не только с точки зрения обеспечения пожарной

безопасности, но и для предупреждения обводнения и загрязнения нефтепродукта при сливе.

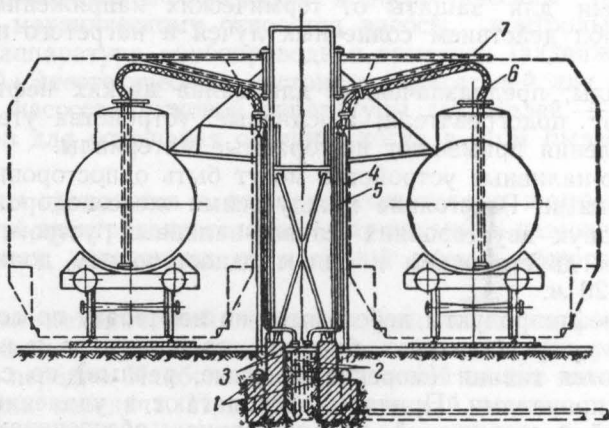


Рис. 2. Схема слива цистерн со светлыми нефтепродуктами:
1, 2 — коллекторы для нефтепродуктов; 3 — патрубки; 4, 5 — стояки; 6 — гибкий шланг; 7 — поворотная консоль.

Нефтепродукты могут наливаться в цистерны тремя способами: 1) самотеком, 2) принудительно (насосами), 3) через буферную емкость.

Налив самотеком возможен только при благоприятных условиях рельефа местности, когда имеется разность отметок уровня нефтепродукта в резервуаре и наливной эстакады (рис. 3, а).

Принудительный налив осуществляется при помощи насосов в том случае, когда рельеф местности не позволяет использовать самотечный способ (рис. 3, б).

Налив через буферную емкость — это сочетание самотечного и принудительного наливов. Этот способ требует также благоприятных условий рельефа местности (рис. 3, в).

Железнодорожные сливно-наливные эстакады сооружаются в виде площадок на колоннах, установленных на высоте 3,5 м над уровнем земли. Колонны и площадка выполняются из несгораемых материалов. Эстакада обеспечивается трапами для перехода с площадки на цистерны при заправке сливных шлангов, а также несгораемыми лестницами в торцах.

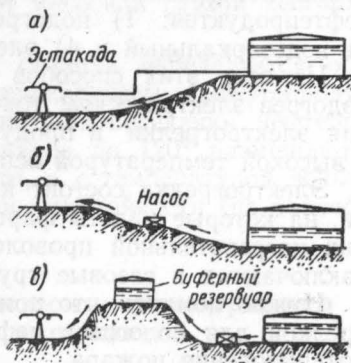


Рис. 3. Система налива нефтепродуктов:
а — самотечная; б — принудительная; в — через буферную емкость.

Коллектор для приема нефтепродукта укладывается внизу эстакады с некоторым уклоном для стока. Он снабжается компенсаторами для защиты от термических напряжений, возникающих под действием солнечных лучей и нагретого нефтепродукта.

Эстакады, предназначенные для слива вязких нефтепродуктов, имеют подогреватели, а сливные устройства утепляются. Для утепления применяют несгораемые материалы.

Сливно-наливные устройства могут быть односторонними или двусторонними. Расстояние между осями железнодорожных путей при двух двусторонних сливно-наливных устройствах или при одном двустороннем и одном одностороннем должно быть не менее 20 м.

Если нефтепродукты перевозятся на нефтебазу по воде в специальных судах (танкерах, баржах), то для слива и налива их устраиваются гавани (морские, озерные, речные) со сливно-наливными причалами. Причалы располагают в удалении от других зданий и сооружений, на расстояниях, обеспечивающих пожарную безопасность.

Подогрев нефтепродуктов

Темные нефтепродукты (мазут, масла, битумы и др.) при низких температурах обладают большой вязкостью. Поэтому слив и налив таких нефтепродуктов представляют большую трудность. Для облегчения этих операций высоковязкие нефтепродукты подогревают. Существует несколько способов подогрева нефтепродуктов: 1) подогрев острым паром, 2) змеевиковый, 3) водозеркальный и 4) электроподогрев.

Из всех этих способов наиболее пожароопасным является подогрев электрическим током, осуществляемый путем погружения электрогрелки в продукт. Так обычно подогревают масла с высокой температурой вспышки паров.

Электрогрелка состоит из нескольких стержней круглой стали, на которые надеты фарфоровые изоляторы с намотанной на них нагревательной проволокой. Электрические провода грелки заключаются в газовые трубы для предохранения их от порчи.

Нужно помнить, что при неправильном пользовании электрогрелкой для подогрева нефтепродуктов создаются условия для возникновения пожара.

При пользовании электрогрелкой ток должен включаться только тогда, когда грелка полностью погружена в продукт. Слив нефтепродукта производится только после выключения электрического тока.

Насосные станции

Для перекачки нефтепродуктов строятся насосные станции наземного, полуподземного и подземного типов.

Насосные станции соединяются трубопроводами с железнодорожными и водными сливно-наливными устройствами и резервуарами.

Они снабжены механическим и энергетическим оборудованием. К механическому относятся насосы, контрольно-измерительная аппаратура, трубопроводы и арматура (задвижки, вентили и др.). Энергетическое состоит из двигателей для привода в действие насосов, пусковой аппаратуры двигателей, а также генераторов для освещения станции, когда в этом бывает необходимость.

Насосы приводятся в действие двигателями внутреннего сгорания или электродвигателями (искрящими), размещаемыми в помещениях, отделенных от насосной глухой несгораемой стеной.

Подача механической энергии от двигателей к насосам может осуществляться при помощи вала двигателя, муфт, ременной и зубчатой передач. Наиболее пожароопасной из них является плоскоременная передача. При работе плоский ремень скользит по поверхности шкива. В результате трения на ремне образуется статическое электричество, при разряде которого получают искры, что может привести к взрыву паров нефтепродуктов. В насосных станциях по перекачке легковоспламеняющихся нефтепродуктов устройство плоскоременных передач не допускается.

Для управления трубопроводными коммуникациями при перекачке нефтепродуктов устанавливаются задвижки. Их размещают в помещении насосной, когда число основных рабочих насосов не превышает пяти, а при большем количестве их — в специальном помещении, отделенном от насосной глухой несгораемой стеной.

Количество насосов в насосной станции определяется объемом перекачки и номенклатурой перекачиваемых нефтепродуктов. Стационарные насосные станции для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки паров до 120° размещают в зданиях I и II степени огнестойкости, а с температурой вспышки выше 120° — в зданиях III степени огнестойкости (на нефтебазах II и III категорий).

4. Противопожарное обследование зон железнодорожного и водного приема и отпуска

Сливно-наливные устройства

При обследовании сливно-наливных устройств необходимо:

1. Проверить противопожарные разрывы от сливно-наливных устройств до других зданий и сооружений. Для этой цели надо измерить фактические расстояния на местности и сопоставить их с требуемыми согласно Н 108—53 (табл. 7 и 8).

Таблица 7

Противопожарные разрывы между железнодорожными сливно-наливными устройствами и прочими зданиями и сооружениями нефтебазы (кроме резервуаров)

№ п/п.	Наименование зданий и сооружений, до которых исчисляется разрыв	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Разрывы от оси ближайшего пути железнодорожного сливно-наливного устройства в м
1	Насосные, помещения узлов задвижек насосных, хранилища жидкостей в таре	I, II, III	15 25
2	Прочие здания и сооружения нефтебазы (кроме резервуаров) .	I, II, III, IV	30 40

Таблица 8

Противопожарные разрывы между сливно-наливными причалами и другими сооружениями

№ п/п.	Наименование причалов и других сооружений	Разрывы в м, не менее
1	От сливно-наливных причалов до сухогрузных, пассажирских и служебных причалов (в морских и озерных портах): при перекачке легковоспламеняющихся нефтепродуктов	300 200
2	Между пирсами (в морских и озерных портах): при перегрузке нефтепродуктов с температурой вспышки 28° и ниже при перегрузке нефтепродуктов с температурой вспышки выше 28°	200 150
3	Между речными сливно-наливными причалами: при перегрузке нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28° и ниже при перегрузке прочих нефтепродуктов	300 200
4	От речных сливно-наливных причалов (расположенных ниже по течению реки): до крупных рейдов и мест постоянных стоянок флотилии до пристаней	1000 300
5	От речных сливно-наливных причалов (расположенных выше по течению реки): до крупных рейдов и мест постоянных стоянок флотилии до пристаней	5000 3000

№ п/п.	Наименование причалов и других сооружений	Разрывы в м, не менее
6	От сливно-наливных причалов до наземных резервуаров: на нефтебазах I категории 100 на нефтебазах II и III категорий 50 до насосных станций, помещений узлов задвижек насосных, хранилищ жидкостей в таре: I и II степеней огнестойкости 20 III степени огнестойкости 30 до прочих зданий и сооружений (кроме резервуаров): I и II степеней огнестойкости 40 III и IV степеней огнестойкости 50	

Примечания: 1. При размерах судна более 200 или 150 м разрывы, указанные в п. 2 таблицы, должны быть не менее длины судна.

2. Разрывы, указанные в п. 6 таблицы, могут быть уменьшены на 25% при полуподземных резервуарах и на 50% — при подземных.

Соблюдаемые разрывы между резервуарами и причалами не требуются для резервуаров-мерников, предназначенных для бункеровки судов. Эти резервуары могут устанавливаться непосредственно на несгораемых причалах.

3. Насосные для перекачки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей из наливных судов также можно располагать непосредственно на несгораемых причалах.

При этом необходимо учитывать степени огнестойкости зданий и сооружений, определение которых рассматривалось выше (п. 2).

2. Установить, из каких материалов выполнены эстакада и причалы (сгораемые или несгораемые). Как мы уже сказали выше, эти сооружения должны выполняться только из несгораемых материалов.

3. Убедиться в наличии прокладок в местах фланцевых соединений сливного и наливного коллекторов и колонок. Если обследование совпадает с моментом слива или налива нефтепродуктов, то неплотность соединений устанавливается по наличию течи, а в остальных случаях — по подтекам, которые всегда ясно выделяются в тех местах, где имеется неплотность.

Течь в местах соединений может иметь место либо в результате отсутствия прокладок, либо из-за плохого качества материала, из которого они изготовлены.

Для обеспечения пожарной безопасности слива или налива нельзя допускать утечки нефтепродукта через фланцевые и другие соединения.

4. Определить, из какого материала выполнены лотки и желоба, и установить, какие нефтепродукты по ним сливаются, имеются ли гидравлические затворы между желобами, лотками и сливными резервуарами.

Если обследование проводится во время слива, то нужно убедиться, какой нефтепродукт сливается (в обычных условиях это выясняют у обслуживающего персонала).

Желоба и лотки должны быть выполнены из несгораемых материалов и закрыты плитками. Между желобом или лотком и сливными резервуарами обязательно устанавливается затвор — гидравлический или другого типа.

По желобам и лоткам допускается слив только нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°. Остальные нефтепродукты сливаются по системе трубопроводов.

5. Выявить способ подогрева вязких нефтепродуктов при сливе или наливе.

Если выясняется, что подогрев вязких нефтепродуктов производится электрогрелкой, необходимо обратить внимание на исправность спиралей, фарфоровых изоляторов и на состояние прочей электрической арматуры (провода, рубильники, предохранители и др.).

6. Проверить наличие оборудования на площадках сливно-наливных устройств, позволяющего удалять с них разлившиеся нефтепродукты (сточные канавы с ловушками и гидравлическими затворами, водяные стояки для смыва).

При этом следует иметь в виду, что сточные канавы должны соединяться через производственно-ливневую канализацию с центральной ловушкой нефтебазы.

Вдоль сточных канав устанавливают водяные стояки для смыва нефтепродукта.

Бетонирование площадок производится при наличии сливно-наливных устройств открытого типа (лотки и желоба); при устройствах же закрытого типа бетонирование необязательно.

7. Необходимо проверить наличие и состояние заземляющих приспособлений для отвода статического электричества, а также электричества, образующегося при вторичных проявлениях молнии. Для этого надо выяснить, представляют ли трубопроводы (коллекторы), сливные и наливные колонки, металлические накопники и сливные шланги непрерывную электрическую цепь с заземляющим устройством: сделаны ли заземление сливных и наливных железнодорожных тупиков и изоляция их от электрифицированных дорог.

В качестве заземлителей применяют вертикально забитые в землю стальные трубы или стержни. Толщина стенок труб должна быть не менее 3,5 мм, а их количество — не менее 2 штук.

В плохо проводящих грунтах для снижения сопротивления можно применять искусственную обработку земли (поваренной солью, содой и т. п.). Сопротивление заземления растеканию тока не должно превышать 10 Ом.

8. Проверить наличие на площадке сливно-наливных устройств эстакады необходимых стационарных и первичных средств пожаротушения.

Если обследование показало, что эстакада оборудована стационарными системами пожаротушения, то необходимо проверить их состояние, исправность, выяснить, когда производилось последнее опробование и умеет ли обслуживающий персонал привести в действие установку. В случае необходимости следует провести пробный ее пуск.

Необходимо также установить, в каком количестве и какие первичные средства пожаротушения имеются фактически. Эти данные надо сопоставить с требованиями §§ 17 и 18 раздела II Норм первичных средств пожаротушения для производственных, складских, общественных и жилых помещений.

9. При обследовании сливно-наливных причалов установить:

- а) размещение причалов и пирсов;
- б) расположение судов на пирсах при сливно-наливных операциях с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки паров 28° и ниже;
- в) количество судов, одновременно находящихся у причалов под сливом или наливом;
- г) способ слива и налива нефтепродуктов в суда;
- д) группу возгораемости конструктивных элементов причалов.

Как правило, сливно-наливные причалы устраиваются из негоряемых материалов.

Суда, предназначенные для слива или налива нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28° и ниже, размещают на крайних пирсах. У причала одновременно должно находиться не более двух судов.

Слив и налив нефтепродуктов должны производиться только закрытым способом (по трубам).

Трубопроводы на причалах прокладываются в каналах. Ширина причалов должна обеспечивать возможность проезда пожарных автомобилей.

Насосные станции и узлы задвижек

Во время обследования насосной станции необходимо:

1. Выяснить соответствие конструктивных элементов здания насосной требованиям пожарной безопасности (см. п. 2).

Нужно иметь в виду, что насосные станции для перекачки легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны размещаться, как правило, в зданиях I и II степеней огнестойкости. На нефтебазах II и III категорий при перекачке нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120° допускается устройство насосных в зданиях III степени огнестойкости.

2. Определить типы двигателей, применяемых для привода насосов в действие (двигатели внутреннего сгорания или электродвигатели), и виды передач (ременная, редукторная, вал двигателя).

При перекачке нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45° и ниже помещения, в которых находятся двигатели внутреннего сгорания и электродвигатели (искрящие), должны быть отделены от насосной глухой несгораемой стеной (брандмауером).

Вал, соединяющий двигатель с насосом, в месте прохода через стену пропускают через уплотняющий сальник. Плоскоременная передача в этих насосах не допускается.

Если во время обследования выясняется, что насосы приводятся в действие двигателем внутреннего сгорания, то необходимо обратить внимание на размещение бачка с горючим, на вид его подогрева и запорное приспособление. Бачок для горючего устанавливают на несгораемом основании и помещают снаружи здания насосной или в несгораемой пристройке, за глухой стеной. На расходной линии устанавливают два запорных приспособления: одно — у бачка, другое — у двигателя. В зимнее время горючее следует разогревать только паром.

3. Проверить размещение насосов, плотность соединения их и подходящих к ним трубопроводов.

О плотности соединений можно судить по наличию или отсутствию течи и подтеков.

Расстояние между насосами устанавливают путем измерения его в ряду и между насосами и стенами (оно должно быть не менее 1 м). Насосы могут размещаться в один ряд вдоль одной из стен или в два ряда (с проходом между ними) вдоль обеих стен.

4. Обследовать размещение узлов задвижек, их количество, плотность соединений, наличие лотка с гидрозатвором для отвода разлившегося нефтепродукта в канализацию.

Узлы задвижек можно устанавливать в насосной, если в ней находится не более пяти насосов. При большем количестве насосов узлы задвижек должны находиться вне помещения, на расстоянии от насосной и других зданий не менее 3 м.

Такие разрывы можно не соблюдать при наличии глухих стен зданий. В случае расположения узлов задвижек в несгораемой пристройке к зданию насосной, она должна отделяться глухой стеной от помещения насосов и иметь самостоятельный выход.

В месте расположения узлов задвижек должен быть устроен лоток для отвода через гидрозатвор разлившегося нефтепродукта в производственно-ливневую канализацию. В случае отсутствия такого отвода в канализацию, необходимо устроить закрытый сборный колодец с откачкой нефтепродукта насосом.

5. Установить наличие вентиляции и из каких материалов выполнены вентиляционные каналы; есть ли огнепреградители на вытяжной шахте, тип электродвигателя вентилятора и из какого материала выполнены его лопасти (из стали или цветного металла).

В насосных не разрешается устройство рециркуляционных вентиляционных установок. Все вентиляционные каналы должны выполняться из негорючих материалов. Электродвигатель (только взрывозащищенного типа) вентиляционных систем насосной, связанной с перекачкой нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45° и ниже, может устанавливаться в вентиляционной камере вместе с вентилятором. Электродвигатели других типов должны быть выведены в обособленные помещения.

Электродвигатели вентиляционных систем насосной, перекачивающей нефтепродукт с температурой вспышки паров выше 45° , могут быть короткозамкнутые, любого исполнения.

Помещения насосной, как правило, оборудуются вытяжной вентиляцией. При этом кратность обмена воздуха принимается 10—15, а при операциях с сернистыми нефтепродуктами она увеличивается до 20—25.

6. Установить вид отопления здания насосной и соответствие требованиям пожарной безопасности. При этом надо учитывать, что отопление насосной допускается только водяное или паровое (с давлением пара не более 1,5 атм).

7. Проверять наличие стационарных и первичных средств пожаротушения.

При наличии установки паротушения необходимо проверить ее состояние и готовность к действию, выяснить, когда проводилось последнее опробование, и умение обслуживающего персонала работать с данной установкой.

Для того чтобы определить обеспеченность насосной станции первичными средствами пожаротушения и соответствие их требованиям пожарной безопасности, необходимо сначала установить их вид, фактическое количество, измерить площадь помещения и сопоставить с тем количеством и видом первичных средств пожаротушения, которые положены по нормам. Насосные должны иметь из расчета на каждые 50 м^2 площади пола два огнетушителя № 3, два ящика с песком емкостью $0,5 \text{ м}^3$ и две лопаты.

Стационарные системы паротушения применяются в производственных помещениях объемом не более 500 м^3 .

Запорные приспособления на пожарных паропроводах (вентили, задвижки) с четким обозначением обслуживаемого объекта надо располагать вне помещений, в доступных местах. В ночное время каждый узел управления подачей пара необходимо освещать.

Внутренние распределительные паропроводы следует применять в виде перфорированных труб. Отверстия на них, предназначенные для выпуска пара, должны иметь диаметр 4—5 мм и находиться на расстоянии не более 50 мм друг от друга.

На паропроводах нужно предусматривать отверстия для выпуска конденсата. Перфорированные трубы, укладываемые в лотках, размещают с таким расчетом, чтобы струи пара направлялись параллельно дну лотка.

Для выпуска пара в помещение насосной укладывают трубу по всему периметру помещения на высоте 200—300 мм от пола. Отверстия трубы должны располагаться так, чтобы струя пара направлялась горизонтально, внутрь периметра помещения.

8. Убедиться, внесены ли в производственную инструкцию указания, что должен делать рабочий перед пуском насоса и во время его работы, а также в случае нагревания подшипников, аварии насоса, порчи контрольно-измерительных приборов и пожаре в насосной станции.

В обследование электрооборудования входит определение фактического наличия (т. е. того оборудования, которое находится в насосной в момент обследования) и требуемого электрооборудования.

Для определения требуемого электрооборудования необходимо установить категорию пожарной опасности помещения (в соответствии с классификацией, принятой в «Правилах устройства электротехнических установок»).

Путем сопоставления фактического электрооборудования с требуемым делают вывод о соответствии его данной категории помещения. По этой классификации помещение насосной станции для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки 45° и ниже относится к категории В-1а (взрывоопасное).

При перекачке нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45° помещение насосной относят к категории П-1 (пожароопасное).

Глава IV

ЗОНА РЕЗЕРВУАРНОГО ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

5. Оборудование вертикальных наземных резервуаров

На нефтебазах основная масса нефтепродуктов хранится в резервуарах и только незначительная часть содержится в малой таре: бочках, бидонах, контейнерах.

Резервуары для хранения легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов могут быть подземные, полуподземные и наземные. Наиболее распространенный наземный вертикальный стальной резервуар состоит из следующих элементов: стенок, днища, крыши, стропильного перекрытия. Стенки и днище изготовляются из стальных листов путем их сварки. Крыши резервуаров также выполняются из стальных листов и могут быть разной формы: коническими, сферическими и плоскими. В целях уменьшения паровоздушного пространства резервуара в большинстве случаев применяют плоские крыши с уклоном $1/20$ — $1/30$, необходимым для стока ливневых вод. Стропильные перекрытия выполняются в виде решетчатых ферм из стальных балок.

Вертикальные стальные резервуары устанавливаются на фундаментах, сооруженных большей частью из песка, гальки и гравия. На каждом резервуаре имеются: лестница, замерная площадка, люк, лазы, водоспускной кран, всасывающий и нагнетательный патрубки, хлопушки, дыхательный и гидравлический клапаны, огневые предохранители, пенокамеры (резервуары емкостью выше 1000 м^3). Расположение оборудования на резервуаре показано на рис. 4.

Нижним лазом пользуются для прохода внутрь резервуара при его ремонте, а также для удаления грязи и твердых остатков, образующихся при хранении нефтепродуктов. При зачистке резервуара нижний лаз и верхний люк служат вентиляцией, поэтому нижний лаз располагают на противоположной верхнему люку стороне резервуара. Для лучшего уплотнения их крышек применяют специальные прокладки.

Через водоспускной кран спускают подтоварную воду из резервуара.

При помощи всасывающего и нагнетательного патрубков резервуар присоединяется к сети трубопроводов. На этих патрубках с внутренней стороны резервуара ставятся хлопушки. Они предназначены для предохранения от разлива нефтепродуктов при авариях задвижек или трубопроводов. На нагнетательном патрубке можно устанавливать неуправляемую хлопушку. Она открывается за счет напора нефтепродуктов, создаваемого насо-

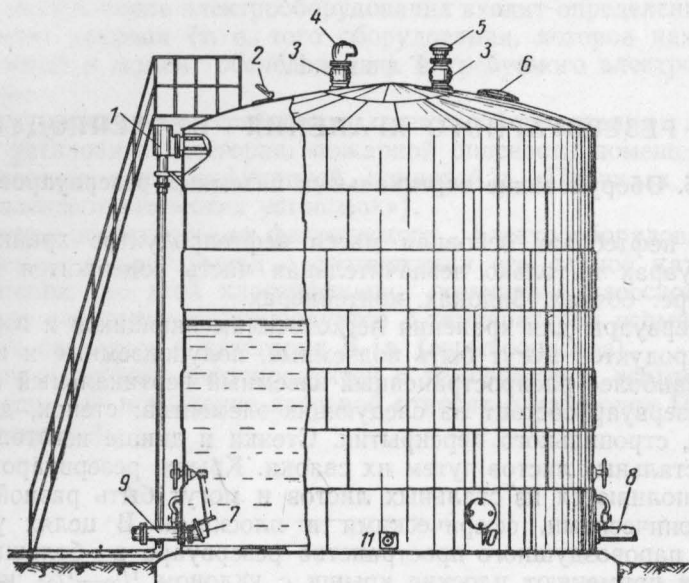


Рис. 4. Схема расположения оборудования на вертикальных стальных резервуарах:

1 — пенокамера; 2 — замерный люк; 3 — огневые предохранители; 4 — механический дыхательный клапан; 5 — гидравлический предохранительный клапан; 6 — верхний люк; 7 — хлопушка; 8, 9 — всасывающий и нагнетательный патрубки; 10 — нижний лаз; 11 — водоспускной кран.

сом при заполнении резервуара, а закрывается под влиянием собственного веса при прекращении подачи нефтепродуктов. Управляемая хлопушка ставится на всасывающем патрубке. Управляют ею через стенку резервуара (боковое управление). У резервуаров, построенных до 1947 г., можно встретить управление хлопушкой через крышу.

В резервуарах для темных нефтепродуктов хлопушки ставят на нагнетательных патрубках, а на всасывающих устанавливают подъемные трубы, которые позволяют отбирать нефтепродукт с верхнего уровня, освобожденного от загрязнений и воды, осаждающихся в нижних слоях нефтепродуктов.

Дыхательный клапан (рис. 5) размещают на крышах резервуаров, служащих для хранения светлых нефтепродуктов. Он предназначен для удаления из резервуара паров нефтепродукта при увеличении давления в резервуаре и впуска внутрь его воздуха при разрежении. Таким образом, дыхательный клапан служит для сообщения паровоздушного пространства резервуара с атмосферой.

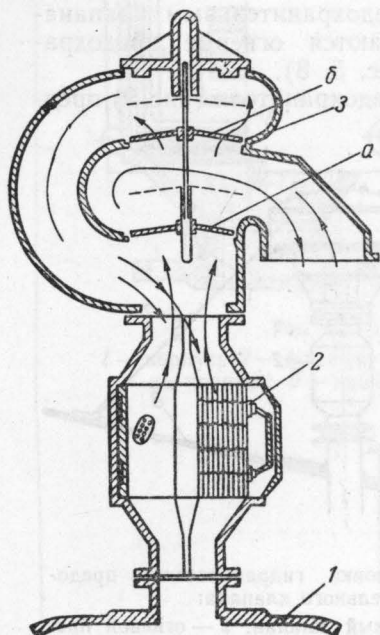


Рис. 5. Схема установки дыхательного клапана:

1 — крыша резервуара; 2 — огневой предохранитель; 3 — дыхательный клапан;

а — клапан открывается при повышении давления в резервуаре; б — клапан открывается при разрежении в резервуаре.

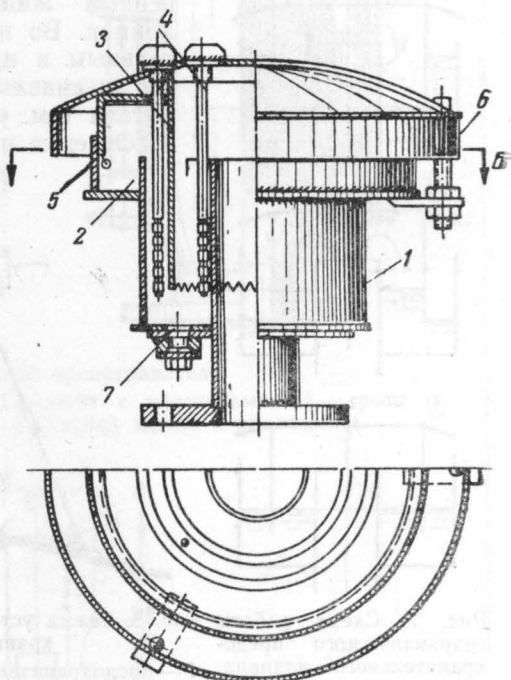


Рис. 6. Гидравлический предохранительный клапан:

1 — чашка для масла; 2 — чашка для приема вытесненного масла; 3 — крышка с внутренней перегородкой; 4 — измерительные штифты; 5 — защитная сетка; 6 — регулировочные шпильки; 7 — спускное отверстие.

Гидравлический предохранительный клапан (рис. 6) устанавливается на случай отказа в работе механического дыхательного клапана вследствие замерзания, ржавления или заедания. Клапаны заливаются трудноиспаряющейся и незамерзающей жидкостью, которая образует гидравлический затвор. Работа гидравлического предохранительного клапана показана на рис. 7.

На крыше резервуаров, в верхней точке, для темных нефтепродуктов вместо дыхательного и предохранительного клапанов устанавливают вентиляционные патрубки.

Огневой предохранитель. При хранении нефтепродуктов в герметизированных резервуарах источник воспламенения (пламя, искры, и т. д.) может проникать через дыхательный или незаполненный жидкостью предохранительный клапан. Во избежание этого под дыхательным и предохранительным клапанами устанавливают огневые предохранители (см. рис. 5, 8).

Огневые предохранители (рис. 9) пред-

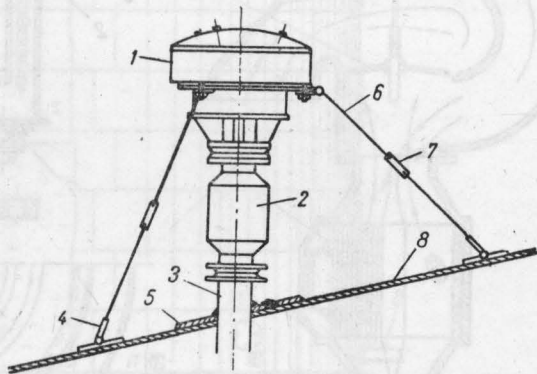
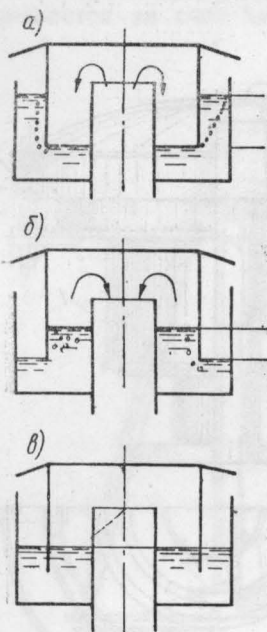


Рис. 7. Схема работы гидравлического предохранительного клапана: а — в резервуаре избыточное давление; б — в резервуаре вакуум; в — давление в резервуаре равно давлению окружающего воздуха.

Рис. 8. Схема установки гидравлического предохранительного клапана:

1 — предохранительный клапан; 2 — огневой предохранитель; 3 — монтажный патрубок; 4 — накладной крюк; 5 — усиливающий воротник; 6 — растяжка для крепления клапана; 7 — стяжная муфта; 8 — кровля резервуара.

ставляют собой коробку, заполненную гофрированными пластинами из латуни или других материалов, обладающих высокой теплоемкостью. Действие огневого предохранителя основано на том, что при прохождении пламени пластины отнимают от него тепло и огонь гаснет.

Пенная камера. Тушение пожара резервуара с легковоспламеняющимся нефтепродуктом производят главным образом пеной. Для подачи ее применяют пенные камеры, устанавливаемые на резервуарах емкостью более 1000 м³. Универсальную пеносливную камеру (рис. 10) можно использовать для получения как химической пены, образуемой из единого или отдельных

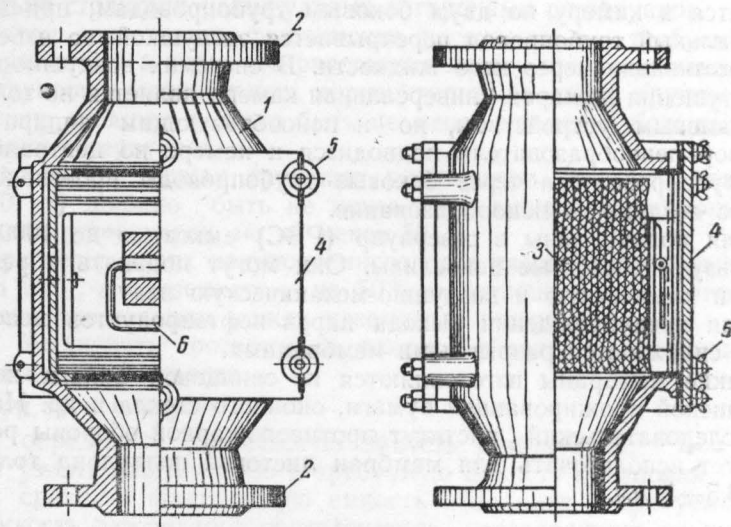


Рис. 9. Огневой предохранитель:

1 — корпус; 2 — фланцы; 3 — ящик с пластинами; 4 — крышка корпуса; 5 — гайки; 6 — ручка ящика с пластинами.

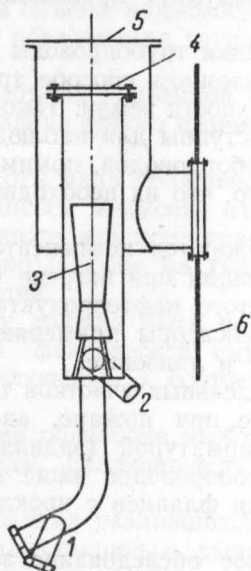


Рис. 10. Универсальная пеносливная камера:

1 — трубопровод для подвода пенообразователя;
2 — трубопровод для подсоса воздуха или подачи химической пены; 3 — диффузор; 4 — мембрана; 5 — крышка; 6 — стенка резервуара.

порошков, так и для воздушно-механической. Химическая пена подается в камеру по двум боковым трубопроводам; при этом центральный трубопровод перекрывается заглушкой, во избежание выливания через него жидкости. В системах воздушно-пенного тушения пожаров универсальная камера является не только пеносливным устройством, но и пенообразующим аппаратом. Раствор пенообразователя подводится к камере по центральному трубопроводу, а через боковые трубопроводы производится подсос воздуха на пенообразование.

Для подачи пены в резервуар (РВС) емкостью до 1000 м³ используют накидные пеносливы. Они могут подавать в резервуар и химическую и воздушно-механическую пену.

Для предупреждения выхода паров нефтепродуктов пенокамеры снабжаются разрывными мембранами.

Такие мембраны изготавливаются из свинцовой фольги, полувагманской прожированной бумаги, оконного стекла и др. Научно-исследовательский институт противопожарной обороны рекомендует использовать для мембран листовой целлулоид толщиной 0,5—1 мм.

Трубопроводы для перекачки нефтепродуктов

Перекачка нефтепродуктов производится при помощи трубопроводов.

По способу прокладки трубопроводы могут быть наземными и подземными. При наземном способе трубопроводы укладывают на опорах на поверхности земли. Такой вид укладки дешевле подземной, и трубы доступны для наблюдения и ремонта. Недостатком подземных трубопроводов, помимо трудности обнаружения аварии, является то, что их необходимо защищать от коррозии.

Трубопроводы снабжаются компенсаторами, которые предохраняют их от деформации при нагреве (под действием солнечных лучей или нагретого нефтепродукта) или охлаждения (в зимнее время). Компенсаторы применяются П-образные, лирообразные, сальниковые и линзовые.

Для разобщения отдельных участков трубопроводов во время эксплуатации, а также при пожаре, аварии или ремонте, их оборудуют запорной арматурой (задвижками или вентилями). Отдельные звенья трубопроводов чаще всего соединяют путем сварки или при помощи фланцев с прокладками или резьбы.

6. Противопожарное обследование зоны резервуарного хранения

При обследовании необходимо:

1. Проверить противопожарные разрывы между резервуарами. Для этого надо измерением на местности установить факти-

ческие расстояния между стенками резервуаров одной группы, отдельно стоящими резервуарами и группами резервуаров.

Затем сопоставить фактические расстояния с требуемыми. Следует иметь в виду, что расстояние между стенками наземных резервуаров (вертикальных, горизонтальных) одной группы или отдельно стоящих должно быть не менее диаметра большего из соседних резервуаров.

Расстояние между группами резервуаров (емкость каждой 40 000 м³) должно быть не менее двух диаметров наибольших соседних резервуаров, но не менее 50 м.

При резервуарах полуподземного типа расстояние уменьшается на 25 %, а подземного — на 50 % по отношению к соответствующим расстояниям между наземными резервуарами.

2. Установить соответствие емкости обваловки требованиям пожарной безопасности.

При этом следует:

- а) определить фактическую емкость резервуаров;
- б) узнать фактическую и требуемую емкость обваловки;
- в) сравнить фактическую емкость обваловки с требуемой.

Емкость резервуаров исследователь устанавливает на основе паспортных данных на резервуары, а емкость обваловки — измерением ее на местности.

Требуемая емкость обваловки должна быть:

а) не менее половины объема надземной части резервуаров в случае установки внутри обвалования групп наземных или полуподземных резервуаров;

б) не менее полного объема надземной части резервуара при установке внутри обвалования одного наземного или полуподземного резервуара.

При определении высоты вала обваловки нужно исходить из того, что зеркало разлившейся жидкости из надземной части резервуара должно быть ниже верхнего края вала (стенки) на 0,2 м. Ограждения рассчитываются на гидростатическое давление разлившихся жидкостей.

Ширина вала поверху должна быть не менее 0,5 м.

После сопоставления фактической емкости обвалования с требуемой делается заключение о соответствии его условиям пожарной безопасности.

Во время обследования обваловки необходимо обратить внимание на систему отвода разлившихся нефтепродуктов при аварии резервуаров.

Для отвода из обвалования разлившихся нефтепродуктов необходима система канализационных выпусков с устройством колодцев с гидравлическими затворами.

В целях сохранения обваловки от разрушения при эксплуатации резервуаров с обеих сторон ее должны устраиваться из любого материала лестницы-переходы, не менее двух на каждую группу резервуаров.

3. Установить, из какого материала выполнены кольца замерных люков и приборы для отбора проб и замера нефтепродуктов.

Как правило, замерные люки резервуаров снабжаются кольцами из цветного металла или иного материала, который не способствует искрообразованию при закрывании крышки люка или при опускании в резервуар замерной ленты и приборов для отбора проб.

4. Выяснить наличие дыхательных клапанов на резервуарах, состояние клапанных гнезд (седел), тарелок, штоков и направляющих, а также огневых предохранителей и их исправность.

При проверке состояния механического дыхательного клапана надо иметь в виду, что седла, тарелки и штоки клапана выполняются из цветного металла. Огневой предохранитель может быть сетчатого или гофрированно-пластинчатого типа. В случае наличия огнепреградительных сеток необходимо устанавливать их не менее двух, с числом отверстий не менее 144 на 1 см².

5. Обратить внимание на заполнение гидравлических клапанов незамерзающей и трудноиспаряющейся жидкостью (соляровое масло, дизельное топливо). Проверка наличия жидкости производится при помощи штифта со стержнем, находящегося на верхней крышке предохранительного клапана (см. рис. 6). Клапан обязательно должен быть оборудован огневым предохранителем (см. рис. 9).

6. При проверке состояния нагнетательных и всасывающих патрубков установить наличие хлопушек, а также плотность сальников управления хлопушками.

Наличие хлопушек на патрубках можно проверить в момент обследования только при ремонте резервуаров, а в других случаях — опросом обслуживающего персонала.

О плотности сальников судят по наличию или отсутствию течи. Необходимо также выяснить, производится ли периодическая проверка состояния хлопушек и герметичности сальников.

7. Проверкой водоспускного крана выяснить исправность его (по наличию или отсутствию течи нефтепродукта).

8. При обследовании пенокамер резервуаров обратить внимание на сочленение их с резервуарами и на наличие мембран (диафрагм). Пенокамеры один раз в месяц должны проверяться на герметичность.

9. Ознакомиться с инструкцией по эксплуатации (в части мер пожарной безопасности):

- а) механического дыхательного клапана;
- б) гидравлического предохранительного клапана;
- в) трубопроводов для перекачки нефтепродуктов;
- г) резервуаров (по их зачистке).

В инструкции по эксплуатации механического дыхательного клапана должно быть указано о чистке клапанов не менее двух

раз в месяц, а огневого предохранителя — от пыли и грязи — не менее четырех раз в год.

В инструкцию по уходу за гидравлическим предохранительным клапаном должны быть внесены следующие пункты:

а) перед заливкой клапана жидкостью необходимо удостовериться в отсутствии в нем воды, а при наличии — удалить ее через специальное отверстие, расположенное внизу клапана;

б) в случае замерзания воды при низких температурах разогреть ее только паром;

в) жидкость в клапане необходимо менять два-три раза в год, а после выброса тотчас же ее пополнять;

г) клапан и огневые предохранители очищать от пыли и грязи обдувкой паром или мойкой их в растворителях.

В инструкции по зачистке резервуара должно быть указано, что:

а) после спуска нефтепродукта все подходящие к резервуару трубопроводы отсоединяют и закрепляют глухими фланцами;

б) одновременно открывают все верхние и нижние люки и лазы резервуара;

в) для полного удаления паров нефтепродуктов производится пропарка в продолжении 15—24 часов;

г) грязь и очистки удаляются в безопасное место.

В беседе с обслуживающим персоналом обследователь устанавливает знание им инструкций, а если проверка совпала с моментом подготовки резервуара к наливу, сливу или зачистке, то личным наблюдением он может тут же убедиться в точности их выполнения.

10. При обследовании трубопроводов нужно обратить внимание на:

а) герметизацию соединений частей труб, фланцев, задвижек и другой арматуры;

б) наличие компенсаторов (сальниковых, линзовых или гнутых) и заземления;

в) материал, из которого выполнены опоры и теплоизоляция трубопроводов;

г) способ прокладки трубопроводов и расстояние от них до зданий и сооружений.

После выяснения всех указанных выше вопросов необходимо определить соответствие трубопроводов требованиям пожарной безопасности.

При сопоставлении фактического состояния трубопроводов с требуемым необходимо учитывать, что:

а) трубопроводы и теплоизоляционные материалы для них должны быть негорючими;

б) в пределах резервуарного парка и сливно-наливных устройств трубопроводы прокладываются на негорючих опорах;

в) противопожарный разрыв от наземных трубопроводов до зданий с проемами устанавливается не менее 3 м; до зданий

с глухими стенами — 1 м; от подземных трубопроводов до зданий — 1 м;

г) прокладка трубопроводов под зданиями и над зданиями не допускается;

д) трубопроводы в местах пересечения автомобильных и железных дорог прокладываются в подземных защитных металлических или бетонных трубах, концы которых должны располагаться от обочины дороги или от головки рельсов не менее чем на 2 м. При прокладке трубопроводов над железной дорогой эстакада выполняется из негорючих материалов. Конструкция эстакад и стыков трубопроводов должна исключать возможность попадания жидкости на полотно железной дороги.

11. Ознакомиться с актом последней проверки заземления трубопроводов для выявления величины сопротивления растеканию тока. Она должна быть не более 10 ом.

ГЛАВА V

ЗОНА РОЗНИЧНОГО ОТПУСКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

7. Разливочные и тарные хранилища

Система розничного отпуска нефтепродуктов. Розничный отпуск нефтепродуктов в автоцистерны, бочки, контейнеры и бидоны производится на нефтебазах через специальные раздаточные устройства — автоэстакады, автоколонки, разливочные.

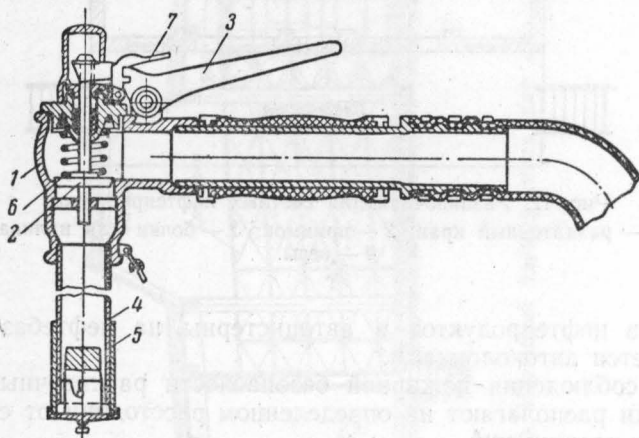


Рис. 11. Наливной кран:

1 — корпус крана; 2 — клапан; 3 — рукоятка; 4 — сливная трубка; 5 — колпачок; 6 — пружина; 7 — собачка.

Существуют два способа отпуска нефтепродуктов через раздаточные устройства: весовой и объемный.

Весовой способ предусматривает необходимость взвешивания пустой и налитой тары на весах.

При объемном способе нефтепродукты отпускаются мерными бачками.

Для налива нефтепродуктов в мелкую тару служат специальные наливные краны. На рис. 11 изображен кран, применяемый для налива.

Разливочные устройства могут размещаться на открытых площадках или в зданиях не ниже II степени огнестойкости. На нефтебазах II и III категорий при операциях с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки паров выше 120° , допускается размещать различные устройства в зданиях III степени огнестойкости.

Разливочное устройство для налива бочек состоит из разводящего коллектора, наливных кранов и весов (рис. 12).

Полы в разливочной устраивают с уклоном к стокам или ловушкам для улавливания случайно пролитых нефтепродуктов.

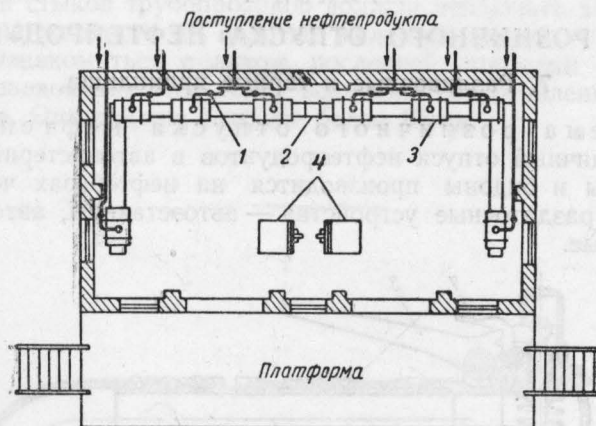


Рис. 12. Разливочная для светлых нефтепродуктов:

- 1 — раздаточный кран; 2 — прямой; 3 — бочки для налива;
4 — весы.

Налив нефтепродуктов в автоцистерны на нефтебазах осуществляется автоколонками.

Для соблюдения пожарной безопасности разливочные и автоколонки располагают на определенном расстоянии от соседних зданий и сооружений.

Нефтепродукты в таре можно хранить в крытых помещениях (хранилищах) и на открытых площадках.

Тарные хранилища строятся наземного, полуподземного и подземного типа.

Наземные хранилища для горючих нефтепродуктов могут иметь не более трех этажей, а для легковоспламеняющихся нефтепродуктов — не более одного этажа.

Подземные и полуподземные хранилища строят только одноэтажными. Нефтепродукты с температурой вспышки паров 28° и ниже должны находиться в хранилищах только наземного типа. Примерное устройство тарного хранилища наземного типа показано на рис. 13.

Бочки укладывают механизированным способом на стеллажи, которые могут строиться в несколько этажей: не более пяти для горючих и трех — для легковоспламеняющихся жидкостей.

Хранилища необходимо оборудовать вентиляцией для удаления выделяющихся паров нефтепродуктов. Кратность обмена воздуха должна быть такой, чтобы исключалась возможность

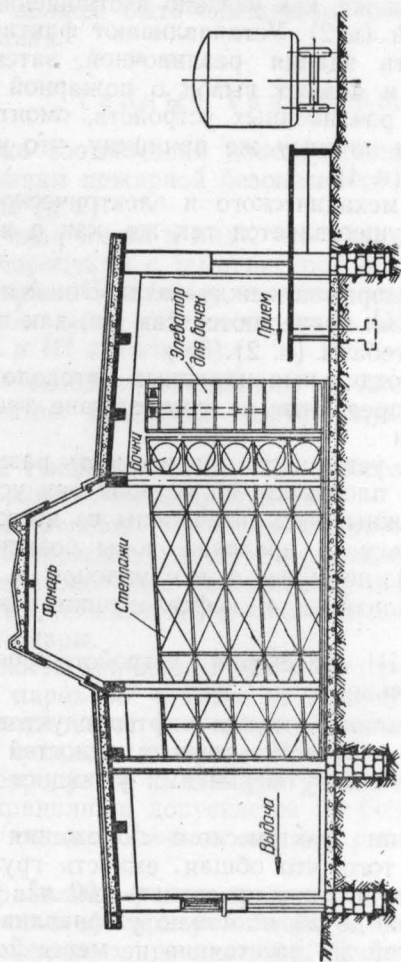


Рис. 13. Наземный тарный склад для хранения темных нефтепродуктов

образования взрывоопасных концентраций. Электрооборудование хранилища должно отвечать «Правилам устройства электро-технических установок».

При проектировании тарных хранилищ предусматриваются прямоточность движения грузопотоков и раздельное хранение нефтепродуктов по сортам. Проходы располагают параллельно главной оси хранилища.

Разливочные

Если разливочная находится в здании, то следует определить соответствие его требованиям пожарной безопасности. В этом случае поступают так же, как указано в отношении конструкций зданий и сооружений (п. 2). Устанавливают фактическую и требуемую огнестойкость здания разливочной, затем сравнивают полученные данные и делают вывод о пожарной безопасности.

1. Обследование разливочных устройств, смонтированных на эстакаде, проводится по тому же принципу, что и на железнодорожной эстакаде (п. 4).

2. При наличии механического и электрического оборудования проверка его осуществляется так же, как в насосных станциях (п. 5).

3. Соответствие разрывов между разливочной и другими зданиями и сооружениями проверяются так же, как при обследовании территории нефтебазы (п. 2).

4. При наличии отдельных наливных автоколонок необходимо прежде всего определить их соответствие требованиям пожарной безопасности.

Для этого нужно установить правильность размещения автоколонок и состояние площадки, на которой они установлены.

Автоколонки должны быть выполнены из негорючих материалов и размещаться в пределах зоны розничного отпуска. Площадка шириной не менее 4 м с уклоном к стокам в сеть промышленной канализации и нефтеловушки покрываются бетоном.

На нефтебазах III категории устройство бетонированных площадок необязательно.

5. В случае объемного отпуска нефтепродуктов следует проверить соответствие количества мерных емкостей одной разливочной и расстояний между мерниками условиям пожарной безопасности.

При сопоставлении фактического положения с требуемым нужно исходить из того, что общая емкость группы мерников одной разливочной не должна превышать 100 м³.

Мерники емкостью до 25 м³ можно устанавливать возле глухой стены разливочной, на расстоянии не менее 2 м.

Расстояния между мерниками принимаются не менее 1 м.

Если разливочная имеет проемы, то расстояние от нее до мерников должно быть не менее 30 м.

6. При проверке разливочных нужно обратить внимание на соблюдение раздельного разлива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

Разлив и отпуск дизельного топлива допускаются в одном помещении с легковоспламеняющимися нефтепродуктами.

На нефтебазах III категории допускается разлив в одном здании всех нефтепродуктов, при условии отделения брандмауером разливочной для легковоспламеняющихся нефтепродуктов от разливочной для горючих нефтепродуктов.

7. При обследовании следует установить, отвечает ли требованиям пожарной безопасности применяемый при разливе инструмент. Он должен быть обязательно обмеднен во избежание искробразования.

Тарные хранилища

1. Проверка соответствия конструктивных элементов хранилища требованиям пожарной безопасности проводится, как указывалось выше (п. 2).

При этом надо иметь в виду, что хранилище, в котором находятся нефтепродукты с температурой вспышки до 120° , должно быть не ниже II степени огнестойкости, а с температурой вспышки паров выше 120° — не ниже III степени (только на нефтебазах II и III категорий).

2. При обследовании хранилища необходимо установить:

- а) количество хранимых нефтепродуктов (емкость хранилища);
- б) наличие секций, разделенных огнестойкими стенами;
- в) сорт хранимых нефтепродуктов;
- г) способы хранения (штабели, стеллажи);
- д) наличие проходов между стеллажами или штабелями;
- е) наличие стоков для разлившихся нефтепродуктов;
- ж) материал, из которого выполнена платформа для погрузки и разгрузки тары.

Общая емкость хранилища для нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45° и ниже не должна превышать 300 м^3 . Хранилище разделяется на секции огнестойкими стенами. Емкость каждой секции — не более 50 м^3 .

Для нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45° емкость хранилища допускается не более 1500 м^3 , также с разбивкой на секции. Емкость каждой секции должна быть не выше 250 м^3 .

В одном хранилище разрешается хранение легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов при условии размещения их в отдельных помещениях, разделенных брандмауерами без проемов.

Можно хранить в одном хранилище светлые и темные нефтепродукты (с температурой вспышки выше и ниже 45° и в количестве не более 30 м^3).

Тару (бочки) с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки паров 28° и ниже, следует укладывать только в один ярус, а бочки с прочими нефтепродуктами — не более чем в два яруса.

В случае механизированной укладки тары на стеллажах, количество этажей последних не должно превышать пяти — для нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45° и трех — для нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 28° .

Бочки надо размещать в один ярус на каждом этаже стеллажа, независимо от рода жидкостей.

По ширине укладывают не более двух бочек, а по длине — не более 15.

Главные проходы для транспортирования бочек устанавливаются шириной не менее 1,8 м, а проходы между штабелями или стеллажами — не менее 1 м.

Полы в хранилище должны иметь стоки к специальным приемникам.

Платформы для разгрузки при хранилищах выполняются на нефтебазах I категории из негорючих материалов. На нефтебазах II и III категорий допускается устройство платформ из горючих материалов.

3. Соответствие разрывов между хранилищами и соседними зданиями и сооружениями требованиям пожарной безопасности устанавливают так, как указано в п. 2.

4. При обследовании тарного хранения на открытой площадке следует обратить внимание на:

- а) сорт хранимого нефтепродукта;
- б) наличие ограждения площадки валом или негорючей стеной;
- в) количество размещаемых штабелей бочек в обваловании;
- г) разрывы между штабелями смежных площадок;
- д) устройство навесов.

Все эти вопросы выясняются на местности в момент обследования.

На открытых площадках допускается хранение только нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45° .

Площадки должны возвышаться над прилегающей территорией на 0,2 м и ограждаться земляным валом или негорючей стеной высотой 0,5 м с пандусами в местах сообщения с площадкой. Кроме того, их окружают кюветами для отвода сточных вод в ловушки.

В одном обваловании размещают не более четырех штабелей бочек (размером каждый 25×15 м) с разрывами между штабелями не менее 10 м и между штабелями и валом (или стеной) — не менее 5 м. В пределах штабеля между двумя рядами бочек требуется расстояние не менее 1 м. Между штабелями двух смежных площадок должно быть расстояние не менее 20 м.

Над штабелями можно устраивать навесы с кровлей из негорючих материалов.

ГЛАВА VI

ПОЖАРНАЯ ОХРАНА НЕФТЕБАЗЫ

В обязанности пожарной охраны нефтебазы входят:

а) периодические осмотры состояния зданий и сооружений нефтебазы в целях выявления и устранения причин, создающих угрозу пожара и условия для его распространения;

б) контроль за соблюдением противопожарного режима на нефтебазе и выполнением противопожарных мероприятий, предложенных в актах противопожарного обследования ее;

в) наблюдение за производящимся на нефтебазе строительством в части выполнения противопожарных норм и правил пожарной безопасности на стройке;

г) участие в комиссиях по противопожарному обследованию нефтебазы;

д) проверка состояния противопожарного оборудования, пожарной связи, первичных средств пожаротушения и состояния дорог и проездов на территории нефтебазы.

Директор нефтебазы выделяет ответственных лиц для надзора за противопожарным состоянием и пожарной безопасностью насосных станций, сливно-наливных устройств, разливочных устройств и других сооружений. Эти работники инструктируются пожарной охраной нефтебазы.

Кроме того, все работающие на нефтебазах и вновь поступающие должны пройти техминимум противопожарной охраны.

Противопожарная пропаганда проводится не только среди рабочих, инженерно-технического персонала и служащих нефтебаз, но и среди членов их семей.

Для несения дозорной и постовой службы начальник пожарной охраны устанавливает маршруты дозоров и постов, которые согласует с директором нефтебазы.

Каждое производственное помещение (разливочная, насосная и др.) и нефтебаза в целом обеспечиваются приборами и средствами пожаротушения согласно существующим нормам. В производственных помещениях их надо размещать вблизи возможных источников возникновения пожара или загорания, на видных местах и по возможности ближе к выходам.

Химические ручные огнетушители, песок в ящиках, лопаты и кошмы размещают и хранят у рабочих мест.

Гидропульты, ручные пожарные насосы, мотопомпы, пенные аппараты и пр. хранятся в специальных помещениях пожарного поста, караула, команды.

Для тушения пожаров нефтепродуктов в резервуарах могут применяться химическая и воздушно-механическая пена, распыленная вода.

Химическая пена пригодна для тушения пожаров всех нефтепродуктов. Воздушно-химической можно тушить пожары в резервуарах (РВС) емкостью до 1000 м³ (за исключением авиабензинов).

В резервуарах большей емкости воздушно-механическая пена применяется для тушения пожаров нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°.

Распыленная вода служит для тушения пожаров мазутов с температурой вспышки 60° и выше и других нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°.

Эти средства тушения пожаров нефтепродуктов могут применяться с использованием стационарных, полустационарных или передвижных систем пожаротушения.

При передвижных системах пенообразующие аппараты и все прочее оборудование доставляется на место в момент пожара.

Источником водоснабжения при любой системе пожаротушения служит имеющийся водопровод или водоем.

Система пожаротушения выбирается с учетом температуры вспышки паров нефтепродуктов, наличия на вооружении пожарной команды необходимых технических средств, возможности привлечения соседних пожарных команд и технико-экономической целесообразности применения тех или иных огнегасительных средств.

Для тушения пожаров нефтепродуктов в подземных и полуподземных, а также в наземных резервуарах емкостью до 1000 м³ включительно используют передвижные системы.

Стационарные системы пожаротушения проектируются только по согласованию с органами пожарной охраны.

В качестве пенообразующего аппарата при тушении пожаров химической пеной применяют пеногенераторы типа ПГ-25, ПГ-50, ПГ-100, работающие по принципу водоструйного насоса и служащие для введения в воду пенопорошка.

При тушении распыленной водой применяют щелевые или дефлекторные распылители, которые стационарно устанавливаются на резервуарах.

При наличии котельных установок на нефтебазах для целей пожаротушения может быть использован водяной пар.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черников В. И. Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтебаз. Гостоптехиздат, 1949.
 2. Титков В. И., Богданов В. Н., и Марков А. И. Проектирование и строительство нефтебаз. Гостоптехиздат, 1953.
 3. Демидов П. Г. Горение веществ и способы тушения. Изд. Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1955.
 4. Пектемиров Г. А. Справочник инженера и техника нефтебаз. Гостоптехиздат, 1954.
 5. Виноградов А. Ф. Хранение и транспорт нефтепродуктов. Гостехиздат Украины, 1948.
 6. Ройтман М. Я. Пожарная профилактика в строительном деле. Изд. Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1954.
 7. Правила устройства электротехнических установок. Госэнергоиздат, 1950.
 8. Технические условия и нормы на проектирование и эксплуатацию устройств по тушению пожаров нефтепродуктов в резервуарах. Гостоптехиздат, 1951.
-

СОДЕРЖАНИЕ

Глава I. Условия, способствующие возникновению пожара на нефтебазах	5
Глава II. Краткая характеристика и противопожарное обследование территории нефтебазы	9
1. Характеристика нефтебазы	9
2. Противопожарное обследование территории нефтебазы	12
Глава III. Зона приема и отпуска нефтепродуктов	18
3. Сливно-наливные устройства	18
4. Противопожарное обследование зон железнодорожного и водного приема и отпуска	21
Глава IV. Зона резервуарного хранения нефтепродуктов	29
5. Оборудование вертикальных наземных резервуаров	29
6. Противопожарное обследование зоны резервуарного хранения	34
Глава V. Зона розничного отпуска нефтепродуктов	39
7. Разливочные и тарные хранилища	39
8. Противопожарное обследование зоны розничного отпуска	42
Глава VI. Пожарная охрана нефтебазы	45
Литература	47