

110:39
С 28

архив

В. С. САУШЕВ

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕБАЗ



МОСКВА · 1964

В. С. САУШЕВ

В дар от
автора
28.05.02
Техн

ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕБАЗ



ИЗДАТЕЛЬСТВО ЛИТЕРАТУРЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ
Москва — 1964

БИБЛИОТЕКА
Академия ГПС МВД России

В книге рассматриваются пожароопасные свойства нефтепродуктов и некоторые приборы для определения параметров, характеризующих эту опасность.

Описаны сооружения и оборудование для приема, отпуска и хранения нефтепродуктов на нефтебазах, а также противопожарные мероприятия и порядок противопожарного обследования зон нефтебаз.

Книга рассчитана на работников пожарной охраны, инженерно-технический персонал нефтебаз и может быть использована слушателями пожарно-технических учебных заведений.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Выполняя историческое решение XXII съезда партии, труженики нефтедобывающей промышленности в 1963 г. дали стране 206 млн. т нефти.

В связи с неуклонным ростом добычи нефти особое значение приобретают вопросы ее приема, отпуска, перекачки и хранения.

На нефтебазах, как правило, сосредоточено большое количество нефтепродуктов, и поэтому обеспечение пожарной безопасности — одна из очередных задач инженерно-технического персонала и пожарной охраны нефтебаз.

Одним из основных мероприятий по предупреждению взрывов и пожаров на нефтебазах является своевременное обнаружение и устранение причин, приводящих к утечке нефтепродуктов, возникновению источников зажигания, распространению пожара в случае его возникновения.

Для этой цели периодически проводятся противопожарные обследования нефтебаз.

ГЛАВА I

ПОЖАРО- И ВЗРЫВООПАСНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Для обеспечения пожарной безопасности процессов приема и отпуска, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов необходимо знать и правильно определять параметры, на основе которых можно оценивать пожаро- и взрывоопасность нефти и нефтепродуктов.

Таковыми параметрами являются температура вспышки, воспламенения, самовоспламенения, концентрационные пределы воспламенения (взрываемости), температурные пределы воспламенения (взрываемости), электризационная способность нефтепродуктов.

1. Температуры вспышки

При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах над их свободной поверхностью всегда находятся пары, концентрации которых зависят от их температуры.

Для каждого нефтепродукта опытным путем можно выбрать такую температуру, при которой количество паров нефтепродуктов будет настолько мало, что они с воздухом образуют смесь, не способную воспламениться от кратковременного воздействия высокотемпературного источника (пламени, искры и т. п.). Например, для бензина А-66 эта температура ниже -39°C .

Если нагревать нефтепродукт, то можно достичь некоторой минимальной его температуры, при которой создается концентрация паров, способная загораться от высокотемпературного источника. Это и будет температура вспышки нефтепродукта. Следовательно, *температура вспышки* — это наименьшая температура нефтепродукта, при которой его пары с воздухом образуют смесь, способную воспламениться (загореться) от высокотемпературного источника (например, пламени).

Если нефтепродукт имеет температуру ниже температуры его вспышки, то пары в смеси с воздухом неспособны к воспламенению при кратковременном воздействии высокотемпературного

источника; при длительном же воздействии этого источника происходит нагревание поверхностного слоя нефтепродукта до температуры вспышки, при которой за счет испарения создается концентрация паров в смеси с воздухом, уже способная воспламениться. Зависимость концентраций паров нефти от температуры хорошо видна из графика (рис. 1).

Воспламенение смеси паров с воздухом при температуре вспышки нефтепродукта не приводит к непрерывному горению, так как за время сгорания смеси не может образоваться новая ее порция ввиду сравнительно небольшой скорости превращения жидкости в пар.

Температура вспышки нефтепродуктов принимается как величина, по которой оценивают пожарную опасность нефтепродуктов.

По температуре вспышки нефтепродукты разделяются на легковоспламеняющиеся с температурой вспышки 45°C ниже и горючие — с температурой вспышки выше 45°C .

К легковоспламеняющимся нефтепродуктам относятся бензин, лигроин, тракторный керосин, бензол, толуол, сырые нефти и др.; к горючим — минеральные масла, мазут, моторные и дизельные топлива, битумы, парафины и др.

Температуру вспышки нефтепродуктов определяют прибором ПВНЭ (с электрическим обогревом) в закрытом тигле (рис. 2).

Нагревательная ванна состоит из стакана, по наружной поверхности и дну которого уложена электроспираль, концы ее выведены к клеммам, укрепленным на корпусе прибора. Внутренняя сторона корпуса выложена теплоизоляционным материалом. Внутри тигля есть кольцевая риска для определения уровня налива испытываемого нефтепродукта. В нерабочем состоянии прибора отверстия крышки закрыты заслонкой.

При вращении заслонки пружинным рычагом открываются отверстия в крышке, а зубец заслонки упирается в зажигалку и вводит ее в отверстие крышки.

Опуская пружинный рычаг, заслонка возвращается в начальное состояние, то же самое происходит и с зажигалкой.

Для испытания берут обезвоженный нефтепродукт, наливают его в тигель до кольцевой риски и помещают в нагревательную

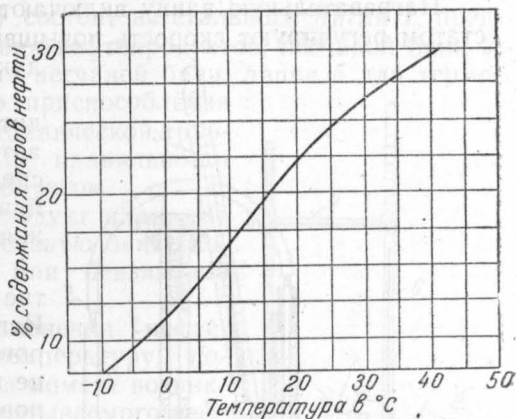


Рис. 1. Зависимость концентраций паров ставропольской нефти от ее температуры

ванну. В наклонную трубку крышки вставляют термометр так, чтобы он не задевал лопастей мешалки при ее вращении. Тигель с нефтепродуктом закрывают крышкой. Зажигалку с фитилем заправляют легким маслом (швейным, трансформаторным и т. п.) или же используют газовую зажигалку.

Нагревательную ванну включают в электрическую сеть. Реостатом регулируют скорость повышения температуры нефтепродукта.

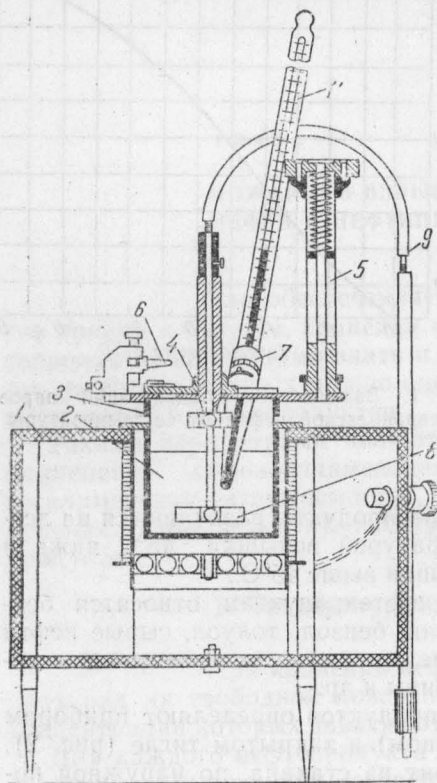


Рис. 2. Прибор с электрическим нагревом для определения температуры вспышки (ПВНЭ)

1 — нагревательная ванна; 2 — тигель; 3 — крышка тигля; 4 — заслонка с зубцом; 5 — пружинный рычаг; 6 — зажигалка; 7 — наклонная трубка; 8 — мешалка; 9 — гибкая передача; 10 — термометр

Зажигание паров производится пламенем зажигалки, автоматически вводимым в среднее отверстие крышки, при вращении заслонки пружинным рычагом.

Пламя вводится в отверстие крышки на одну секунду. Испытания на зажигание паров проводят до тех пор, пока не появится первое пламя над поверхностью нефтепродукта.

За температуру вспышки принимают температуру нефтепродукта (по показанию термометра), при которой отмечают визуально (при поджигании паров) появление первого пламени над поверхностью нефтепродукта.

2. Температура воспламенения

Для создания непрерывного горения нефтепродукта его температуру необходимо повысить на величину, несколько превышающую температуру вспышки нефтепродукта. Если к смеси паров с воздухом при этой температуре нефтепродукта поднести высокотемпературный источник, то возникшее пламя не погаснет даже

после прекращения нагревания нефтепродукта.

Наименьшая температура нефтепродукта, при которой смесь паров с воздухом загорается от высокотемпературного источника и продолжает гореть не менее 5 сек, называется *температурой воспламенения*.

Для непрерывного горения паров нефтепродукта не обязательно нагревать весь его объем до температуры воспламенения, а достаточно нагреть до этой температуры только верхний слой.

Определение температуры воспламенения нефти и нефтепродуктов производят на приборе ЛТВо (в открытом тигле).

Прибор ЛТВо (рис. 3) состоит из стального тигля 1, предназначенного для наполнения нефтепродуктов, песчаной бани 2, штатива 3 с кольцом 4 для песчаной бани, лапки 5 для термометра 6, зажигательного приспособления в виде стеклянной или металлической трубки и шаблона для контроля правильности заполнения тигля нефтепродуктом.

Для испытания нефтепродукт наливают в тигель и ставят его в песчаную баню, которую нагревают газовой или бензиновой горелкой.

За температуру воспламенения нефтепродукта принимают его температуру, показываемую термометром в момент возникновения горения паров испытываемого нефтепродукта от пламени зажигательного приспособления при условии продолжительности горения не менее 5 сек.

3. Температура самовоспламенения

Пожары на нефтебазах возникают, если в процессе налива, слива, перекачки и хранения нефтепродуктов пары их нагреваются каким-либо высокотемпературным источником до температуры, при которой наступает их горение.

Знание этой температуры позволяет правильно оценивать пожарную опасность и намечать противопожарные мероприятия.

Возникновение горения паров нефти (или нефтепродукта) может происходить в результате самовоспламенения или вынужденного воспламенения (или просто зажигания).

Если в результате нагрева смеси паров нефтепродукта с воздухом до определенной температуры, при которой за счет быстрого выделения тепла и разогрева всего объема смеси возникает (уже без воздействия источника) горение, то в этом случае смесь самовоспламеняется.

Если горение возникает в одной точке объема смеси от высокотемпературного источника и распространяется без его воз-

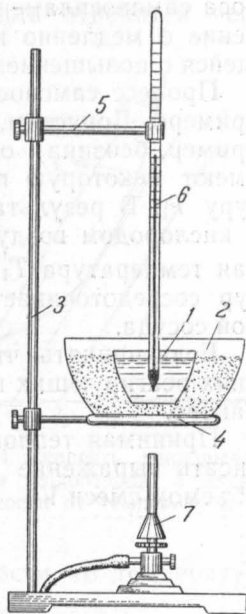


Рис. 3. Прибор для определения температуры воспламенения (ЛТВо)

1 — стальной тигель; 2 — песчаная баня; 3 — штатив; 4 — кольцо; 5 — лапка; 6 — термометр; 7 — газовая горелка

25 лет со дня освобождения (1944) столицы Югославии Белграда от немецко-фашистских захватчиков.

50 лет назад (1919) Красная Армия освободила Орел от белогвардейцев.

действия на весь объем смеси с определенной скоростью, то такой вид возникновения горения рассматривается как вынужденное воспламенение (зажигание).

Характеристики самовоспламенения и зажигания являются различными, но в основе их проявляется один общий тепловой фактор.

Количественная сторона теплового самовоспламенения была разработана акад. Н. Н. Семеновым. За основу разработки вопроса самовоспламенения Н. Н. Семеновым было взято представление о медленно идущей экзотермической реакции, ускоряющейся с повышением температуры.

Процесс самовоспламенения наглядно можно рассмотреть на примере. Допустим, что пары, какого-либо нефтепродукта (например, бензина) объемом V введены в сосуд, стенки которого имеют некоторую постоянную сравнительно высокую температуру T_1 . В результате экзотермической реакции между парами и кислородом воздуха внутри сосуда устанавливается одинаковая температура T_1 ($T_1' > T_1$). Тогда вся разница температур сосредоточивается между смесью (пары и воздух) и стенкой сосуда.

Если принять, что внутри сосуда нет различия в концентрациях реагирующих веществ, то весь объем газа V реагирует одинаково.

Принимая тепловой эффект реакции Q кал/моль, можно написать выражение для скорости выделения тепла q_1 кал/сек объемом смеси V :

$$q_1 = Q\omega V, \quad (1)$$

где ω — скорость реакции в моль/сек \cdot см³.

По закону Аррениуса

$$\omega = k_0 C^n e^{-\frac{E}{RT}}, \quad (2)$$

где k_0 — поправочный вероятный фактор, учитывающий соударения молекул и связанные с ними химические процессы;

C — концентрация реагирующих веществ в моль/см³;

n — число молекул, участвующих в реакции;

T — абсолютная температура смеси в °K;

R — универсальная газовая постоянная в кал/град \cdot моль;

e — основание натуральных логарифмов.

Подставляя выражение ω из уравнения (2) в формулу (1) получим

$$q_1 = QVC^n k_0 e^{-\frac{E}{RT}}, \quad (3)$$

где $k_0 e^{-\frac{E}{RT}}$ — выражает зависимость скорости реакции от температуры;

C^i — выражает зависимость скорости реакции от концентрации реагирующих веществ.

На рис. 4 кривой q_1 показано изменение скорости выделения тепла в зависимости от температуры.

Часть тепла, выделившегося при реакции, расходуется на разогрев самой смеси, а другая часть тепла отводится через стенки сосуда в окружающую среду.

Количество тепла, отводимое в единицу времени, т. е. скорость теплоотвода, выражается формулой

$$q_2 = \alpha S (T'_1 - T_1), \quad (4)$$

где q_2 — скорость теплоотвода в кал/сек;

α — коэффициент теплоотдачи от смеси к стенке сосуда в кал/град \cdot см² \cdot сек;

S — общая поверхность стенок сосуда в см²;

T_1 — температура стенок сосуда в $^{\circ}\text{K}$;

T'_1 — температура смеси внутри сосуда в $^{\circ}\text{K}$.

На рис. 4 прямыми q_2 показано изменение скорости теплоотвода в зависимости от температуры смеси.

Если в сосуде с температурой стенок T_1 создать смесь паров нефтепродукта с воздухом, то она сначала нагревается и при достижении температуры, равной T_1 , наступает процесс ее окисления и выделения тепла. Это приводит к разогреву смеси до температуры T'_1 . Разогрев возможен потому, что тепла выделяется больше, чем его отводится через стенки сосуда, т. е. тепловыделение превышает теплоотвод ($q_1 > q_2$).

Нагрев смеси прекращается при достижении ею температуры, равной T'_1 . На рис. 4 эта температура соответствует точке, образованной пересечением кривой q_1 и прямой q_2 . При температуре T'_1 смесь приходит в устойчивое тепловое равновесие, т. е. реакция протекает до конца без дальнейшего ускорения при этой температуре.

Если при реакции количество реагирующих веществ не изменяется, то она протекает с постоянной скоростью; практически же скорость реакции начнет прогрессивно падать, так как происходит уменьшение концентрации реагирующих веществ. При создании новой порции смеси при температуре стенок сосуда,

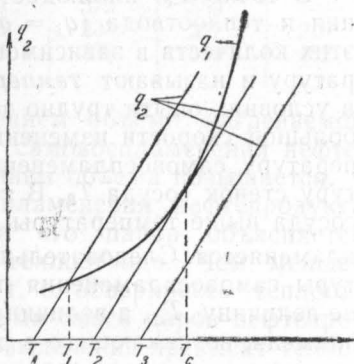


Рис. 4. Скорость тепловыделения и теплоотвода в зависимости от температуры

равной T_2 , вначале происходит разогрев смеси до температуры T_c . В точке T_c наступает неустойчивое тепловое равновесие, так как незначительное превышение температуры над T_c приводит к превышению тепловыделения над теплоотдачей, а следовательно, к прогрессивному саморазогреву смеси и самовоспламенению.

На рис. 4 самовоспламенение смеси паров с воздухом представлено точкой, образованной касанием прямой теплоотвода q_2 и кривой тепловыделения \dot{q}_1 .

В точке T_c наблюдается равенство скоростей тепловыделения и теплоотвода ($q_1 = q_2$) и равенство скоростей изменения этих количеств в зависимости от температуры смеси. Эту температуру и называют *температурой самовоспламенения*. Однако в условиях опыта трудно измерить температуру смеси T_c ввиду большой скорости изменения ее внутри сосуда, поэтому за температуру самовоспламенения паров нефти принимают температуру стенок сосуда T_2 . В том случае, когда температура стенок сосуда выше температуры смеси внутри сосуда, смесь самовоспламеняется. Следовательно, при опытном определении температуры самовоспламенения паров нефтепродуктов устанавливают не величину T_c , а величину T_2 , при которой отмечают появление пламени, возникающего в результате прогрессивного саморазогрева смеси паров с воздухом.

Следовательно, температурой самовоспламенения нефтепродукта называется та наименьшая температура смеси его паров с воздухом, при которой начавшийся процесс прогрессивного саморазогрева за счет превышения тепловыделения над теплоотводом приводит к возникновению горения, т. е. появлению пламени. Температура, при которой появляется пламя, значительно выше температуры самовоспламенения нефтепродукта.

Например, температура самовоспламенения бензина Б-70—300°C, а пламя появляется тогда, когда смесь паров бензина с воздухом саморазогреется до температуры, близкой к температуре горения (1200—1300°C).

При разогреве смеси до T_c и выше пламя появляется через некоторое время, которое и называется периодом индукции. Это время необходимо для ускорения реакции до такого состояния, при котором создается определенная скорость тепловыделения.

Чем больше будет превышение температуры стенок сосуда над T_2 (связанной с T_c), тем меньше будет время задержек. В практике измерения период индукции для некоторых веществ достигает порядка десятков секунд и очень быстро уменьшается с увеличением температуры.

При оценке пожарной опасности нефтепродуктов следует помнить, что их температура самовоспламенения может изменяться в зависимости от объема нагреваемой смеси паров нефте-

продуктов с воздухом, концентрации паров нефтепродуктов в смеси, давления смеси и ряда других факторов.

Таблица 1

Изменение температуры самовоспламенения
в зависимости от объема сосуда

Наименование вещества	Размер сосуда в л				
	0,008	0,035	0,2	1	12
Бензин	—	283	248	243	224
Бензол	668	519	579	559	—
Керосин	283	248	233	227	210
Толуол	649	584	538	519	482

Из табл. 1 видно, что с увеличением объема нагреваемой смеси (объема сосуда) температура самовоспламенения нефтепродуктов понижается, а с уменьшением объема повышается.

Понижение температуры самовоспламенения нефтепродукта с увеличением нагреваемого объема его паров объясняется уменьшением удельной поверхности теплоотвода. Чем меньше удельная поверхность теплоотвода, т. е. поверхность теплоотвода, приходящаяся на единицу объема смеси паров нефтепродукта с воздухом, тем быстрее тепловыделение превысит теплоотвод в окружающую среду и тем ниже будет температура самовоспламенения.

Снижение температуры самовоспламенения прекращается при достижении предельно максимального объема нагреваемой смеси. Увеличение объема выше предельного не влияет на снижение температуры самовоспламенения и она остается величиной постоянной.

Уменьшение объема нагреваемой смеси повышает температуру самовоспламенения нефтепродуктов. Это объясняется тем, что с уменьшением объема нагреваемой смеси увеличивается удельная поверхность теплоотвода, а с ней и усиливается теплоотвод в окружающую среду. Чтобы создать превышение скорости тепловыделения над скоростью теплоотвода в условиях усиленного отвода тепла, необходимо смесь нагревать до более высокой температуры. Удельная поверхность теплоотвода смеси при очень малом ее объеме становится настолько большой, что скорость тепловыделения не может превысить скорости теплоотвода в окружающую среду даже при очень высоких температурах. Следовательно, в таких очень маленьких объемах самовоспламенение смеси не наступает. На этом принципе основано гашение пламени в огнепреградителях, различных по своим конструкциям.

Пары нефтепродукта с воздухом могут образовывать различного состава смеси, но не все они способны при нагревании самовоспламеняться и гореть.

Самовоспламеняться и гореть способны только те смеси, в которых пары нефтепродукта находятся в концентрационных пределах воспламенения (взрываемости).

Температура самовоспламенения таких смесей изменяется от ее состава, т. е. от количества содержания в них паров нефтепродукта. Известно, что наименьшая температура самовоспламенения наступает при стехиометрической концентрации¹ паров нефтепродуктов, которая находится между нижним и верхним концентрационными пределами воспламенения.

При изменении концентрации паров нефтепродукта от стехиометрической как в сторону уменьшения, так и в сторону увеличения температура самовоспламенения их повышается (при неизменном объеме смеси). Повышение температуры самовоспламенения происходит до нижнего и верхнего концентрационных пределов воспламенения (взрываемости) паров нефтепродукта.

При этих концентрациях температура самовоспламенения паров нефтепродукта наибольшая. Это объясняется тем, что тепловыделение (при неизменном объеме смеси) зависит от соотношения количества паров нефтепродукта с кислородом воздуха в смеси, а теплоотвод от этого соотношения не зависит.

Если концентрации паров нефтепродуктов в смеси с воздухом ниже или выше концентрационных пределов воспламенения (взрываемости), то такие смеси вообще не самовоспламеняются, и поэтому в них даже при очень высоких температурах нельзя создать условий саморазогрева из-за малой скорости тепловыделения и усиленного теплоотвода.

Температура самовоспламенения изменяется также от давления. Из табл. 2 видно, что чем выше давление смеси, тем ниже температура самовоспламенения паров нефтепродукта.

Таблица 2

**Температура самовоспламенения паров нефтепродуктов
в зависимости от давления смеси**

Наименование нефтепродукта	Температура самовоспламенения в °С при давлении в атм					
	1	5	10	15	20	25
Бензин	480	350	310	290	280	250
Бензол	680	620	590	520	500	490
Керосин	460	330	250	220	210	200

При повышении давления смеси происходит увеличение скорости выделения тепла за счет быстроты реакции между сближенными молекулами реагирующих веществ, а скорость теплоотвода в первом приближении не зависит от давления.

¹ Стехиометрическая концентрация — это такое количество горючего (нефтепродукта) и воздуха, которое соответствует уравнению реакции горения.

Поэтому при увеличении давления быстрее наступает превышение тепловыделения над теплоотводом в процессе реакции окисления, т. е. приводит к понижению температуры самовоспламенения.

Для определения температуры самовоспламенения паров нефтепродуктов существуют различные методы. Из всех этих методов наиболее простым является метод «капли», который заключается в следующем. Сосуд нагревается до определенной температуры и в него пипеткой вводится расчетное количество нефтепродукта. Минимальную температуру стенок сосуда, при которой происходит самовоспламенение нефтепродукта, принимают за его температуру самовоспламенения.

Для определения температуры самовоспламенения методом «капли» применяют прибор (рис. 5), разработанный ЦНИИПО, или тигельную печь (рис. 6) емкостью не менее 0,75 л.

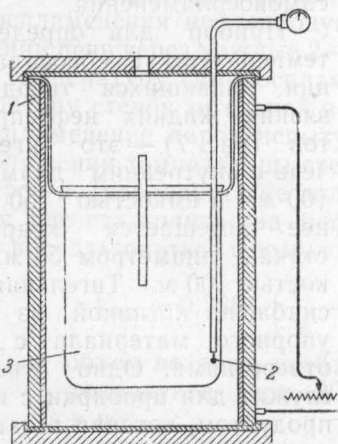


Рис. 5. Прибор для определения температуры самовоспламенения паров нефтепродуктов (щелевая печь ЦНИИПО)

1 — щелевая печь; 2 — термопара;
3 — кварцевый стакан

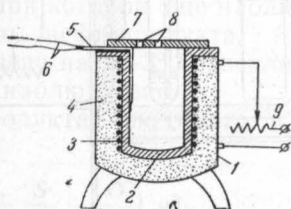


Рис. 6. Схема прибора для определения температуры самовоспламенения (тигельная печь)

1 — корпус печи; 2 — керамическая обкладка; 3 — электронная нагревательная спираль; 4 — асбестовая изоляция; 5 — термопара; 6 — провода термопары к милливольтметру; 7 — керамическая крышка; 8 — отверстие в крышке; 9 — регулятор напряжения тока

Прибор ЦНИИПО — это вертикальная керамическая цилиндрическая печь, обогреваемая электрическим током. Печь имеет боковую щель, которая служит для подвода воздуха и наблюдения за самовоспламенением. Нефтепродукт вводится пипеткой через отверстие крышки в кварцевый стакан, подвешенный внутри печи на уровне щели. Температура печи измеряется термопарой.

Печь нагревают на 100—150° С выше предполагаемой температуры самовоспламенения и при охлаждении вводят пипеткой в кварцевый стакан расчетное количество нефтепродукта. За температуру самовоспламенения принимают наименьшую темпера-

туру печи, при которой отмечается самовоспламенение паров нефтепродукта. Этим методом пользуются для определения температуры самовоспламенения нефтепродуктов, имеющих невысокую температуру кипения.

Чтобы определить температуру самовоспламенения плавящихся твердых и вязких жидких нефтепродуктов с высокой температурой кипения методом «капли», необходимо уменьшить их вязкость. Для этого следует эти нефтепродукты нагревать, т. е. повышать их начальную температуру. С изменением же начальной температуры нефтепродукта изменяется и его температура самовоспламенения. Для того чтобы исключить это влияние, автор

предлагает в одном и том же сосуде проводить нагрев испытуемого нефтепродукта и определение его температуры самовоспламенения.

Прибор для определения температуры самовоспламенения плавящихся твердых и вязких жидких нефтепродуктов (рис. 7) — это тигельная чашка с внутренним диаметром 100 мм и емкостью 750 мл. В нее помещается кварцевый стакан диаметром 50 мм, емкостью 100 мл. Тигельная печь снабжена крышкой из огнеупорного материала с двумя отверстиями. Одно отверстие служит для пробирки с нефтепродуктом, которая вставляется в печь, а другое — для ввода нефтепродукта в кварцевый стакан.

Для измерения температуры взята хромельалюмелевая термопара, горячий спай ее вмазан в поверхность стенки тигельной печи.

Нагрев тигельной печи осуществляется от электрической сети и регулируется регулятором напряжения.

Для проведения испытания по определению температуры самовоспламенения предварительно нагревают тигельную печь до температуры 600°C. При этой температуре печь отключают от электросети или регулятором уменьшают напряжение тока до величины, создающей охлаждение печи со скоростью 2° в 1 мин. При температуре печи на 150° С выше предполагаемой темпера-

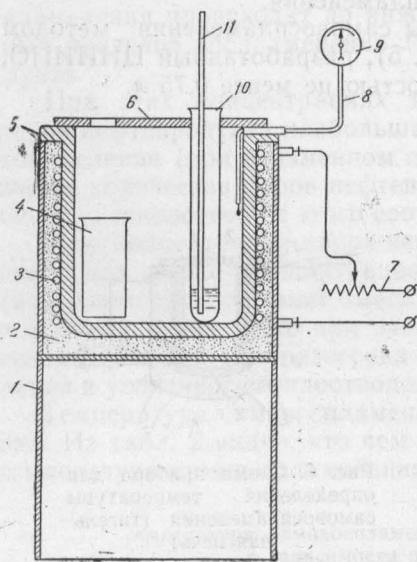


Рис. 7. Схема прибора для определения температуры самовоспламенения плавящихся твердых и вязких нефтепродуктов

1 — корпус тигельной печи; 2 — асбестовая изоляция; 3 — электронагревательная спираль; 4 — кварцевый стакан; 5 — керамическая обкладка; 6 — крышка; 7 — регулятор напряжения электротока; 8 — термопара; 9 — милливольтметр; 10 — пробирка с нефтепродуктом; 11 — микропипетка

туры самовоспламенения в тигельную печь вставляют пробирку с испытуемым нефтепродуктом и пипеткой.

Нефтепродукт в пробирке нагревается, а печь охлаждается, и через некоторое время они принимают одинаковую температуру.

Когда температура стенок печи достигнет величины на 100° выше предполагаемой температуры самовоспламенения нефтепродукта, приступают к опытам, которые проводят каждый раз при снижении температуры печи на 20° С.

Когда отметят неспособность к самовоспламенению порции нефтепродукта, внесенной в печь, опыты прекращают.

При каждом опыте в печь пипеткой вводят расчетное количество нефтепродукта.

Чтобы найти более точную температуру самовоспламенения нефтепродукта, необходимо тигельную печь нагреть на 20° С выше той ее температуры, при которой было установлено отсутствие воспламенения нефтепродукта, и проводить опыты при охлаждении печи через каждые $2-3^{\circ}$ С.

За температуру самовоспламенения принимают наименьшую температуру стенок тигельной печи, при которой еще наблюдается воспламенение паров испытуемого нефтепродукта, причем при понижении температуры стенок печи на $2-3^{\circ}$ С воспламенение паров нефтепродукта не должно наблюдаться.

Для расчета количества нефтепродукта, вводимого в печь, можно воспользоваться формулой

$$V_{\text{воз}} = 0,2884 \left(\frac{C}{3} + H + \frac{S}{8} - \frac{O}{8} \right) \text{ м}^3, \quad (5)$$

где $V_{\text{воз}}$ — объем воздуха, необходимого для сгорания 1 кг нефтепродукта (при 20°С и давлении 760 мм рт. ст.), в м^3 ;

C, H, S, O — количество углерода, водорода, серы, кислорода, входящих в состав нефтепродукта, в % по весу.

По формуле (5) рассчитывается теоретическое количество воздуха, необходимого для сгорания 1 кг нефтепродукта.

Стехиометрическая концентрация $G_{\text{стех}}$ паров нефтепродукта вычисляется по формуле

$$G_{\text{стех}} = \frac{1000}{V_{\text{воз}}} \text{ г/м}^3 \text{ или г/л.} \quad (6)$$

Объем вводимого нефтепродукта в печь рассчитывается по формуле

$$V = \frac{V_{\text{п}} G_{\text{стех}}}{d \cdot 1000} \text{ мл,} \quad (7)$$

где V — количество вводимого нефтепродукта в печь в мл (л);

$V_{\text{п}}$ — объем печи (сосуда) в мл (л);

d — удельный вес нефтепродукта при 20°С в г/см^3 .*

* Практически можно принять $1 \text{ г/см}^3 \approx 1 \text{ г/мл}$.

Результаты опытов по этой методике приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Температура самовоспламенения вязких жидких веществ

Наименование вязких жидких веществ	Температура самовоспламенения в °С
Масло парфюмерное	240
Масло АУ веретенное	270
Масло АС-9,5	340
Масло ДС-8	330
Масло Т турбинное	280
Основа новоуфимская	260
Октол 600	290
Велосит	240
Основа 1/6	230
Масло осевое	260

Таблица 4

Температура самовоспламенения твердых плавящихся веществ

Наименование твердого плавящегося вещества	Температура самовоспламенения в °С
Церезин синтетический	355
Парафин (желтый) droгобычский	320
Парафин (белый) droгобычский	300
Церезин новоуфимский	365
Петролатум орский	365
Озокерит ШОР-СУ	365
Озокерит бориславский	346
Петролатум бакинский	380
Церезин М-67	330
Петролатум новокуйбышевский	380
Жирные синтетические кислоты	280

4. Концентрационные пределы воспламенения паров нефтепродуктов

При наливке и сливе, перекачке и хранении нефтепродуктов в емкостях образуются смеси паров с воздухом. В этих смесях концентрация паров нефтепродуктов может быть самой различной.

Одни смеси представляют опасность в отношении взрыва и пожара, другие — не представляют такой опасности.

Взрывчатые смеси образуются только при определенных ко-

личественных соотношениях воздуха и паров нефтепродукта, которые определяются концентрационными пределами воспламенения (взрываемости).

Различают нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения (взрываемости).

Минимальная концентрация паров нефтепродукта в смеси с воздухом, которая способна еще воспламениться от нагрева высокотемпературным источником, называется нижним концентрационным пределом воспламенения (НКПВ).

Максимальная концентрация паров нефтепродукта в смеси с воздухом, способная воспламениться от нагрева высокотемпературным источником, называется верхним концентрационным пределом воспламенения (ВКПВ). Смеси, концентрация которых выше этого предела, не воспламеняются.

При воспламенении смеси паров нефтепродукта с воздухом от накаливаемого тела, искры или пламени в смеси около источника зажигания создается такая температура, при которой наступает превышение скорости тепловыделения над скоростью теплоотвода и распространения от него пламени. Распространение пламени по всему объему смеси может происходить только в том случае, когда тепло передается от воспламенившегося слоя смеси к еще невоспламененному, причем в количестве, достаточном для воспламенения (зажигания) этого слоя смеси.

Распространение пламени по смеси происходит с определенной скоростью в сторону несгоревшего слоя смеси, примыкающего непосредственно к фронту пламени. Эта скорость распространения фронта пламени по отношению к слою невоспламененной смеси является всегда относительной скоростью.

Относительную скорость распространения фронта пламени по нормали к поверхности фронта принято называть нормальной скоростью горения.

Опытные данные показывают, что распространение пламени по газовой смеси, содержащей горючее в количестве, соответствующем концентрационным пределам, происходит с минимальной скоростью. Если скорость распространения пламени становится ниже этой минимальной скорости, то пламя не способно распространяться по смеси. Это наблюдается тогда, когда концентрация паров находится вне концентрационных пределов воспламенения.

В распространении пламени определенную роль играет теплоотвод из зоны горения (пламени), поэтому для поддержания горения, а следовательно, и для распространения пламени при данных условиях теплоотвода необходима некоторая минимальная скорость химической реакции. Если скорость реакции в зоне горения становится ниже этой минимальной скорости, то распространение пламени невозможно.

Зависимость скорости пламени U_0 от температуры горения

T_r , исходя из тепловой теории распространения пламени, может быть выражена формулой

$$U_0 = be^{-\frac{E}{2RT_r}}, \quad (8)$$

где b — постоянная величина;

E — энергия активации в кал/град · моль.

Рассматривая теплопотери при распространении пламени Я. Б. Зельдович пришел к заключению, что снижение температуры горения T_r по отношению к теоретической температуре обратно пропорционально квадрату скорости распространения пламени

$$T_t - T_r = \frac{a}{U_0^2}, \quad (9)$$

где T_t — теоретическая температура горения смеси;

a — константа, характеризующая тепловые свойства смеси и условия теплоотвода.

Совместное решение уравнений (8) и (9) дает формулу

$$T_t - T_r = \frac{RT_t T_r}{E} \approx \frac{RT_t^2}{E}, \quad (10)$$

показывающую, что понижение температуры горения на величину порядка $\frac{TR_t^2}{E}$ и дальнейшее усиление отвода тепла приводят к прекращению распространения пламени, т. е. к его потуханию

По формуле (10) также можно определить минимальное значение величины T_r , отвечающее пределу распространения пламени:

$$T_r = T_t - \frac{RT_t^2}{E}. \quad (11)$$

Если температура смеси в результате саморазогрева не достигает величины T_r согласно формуле (11), то возникновение и распространение пламени невозможно.

Если распространение пламени по смеси происходит в узких трубках диаметром менее 5 см, то понижение температуры горения происходит за счет отвода тепла через стенки трубки. При распространении пламени по смеси в трубках диаметром более 5 см понижение температуры горения происходит вследствие отвода тепла излучением.

Концентрационные пределы воспламенения паров нефтепродуктов в смеси с воздухом изменяются в зависимости от мощности источника воспламенения (зажигания), начальной температуры смеси, добавки к ней примесей негорючих паров и газов и ряда других факторов.

Источник воспламенения. Для воспламенения (зажигания) смеси нужен тепловой источник энергии (например, искра) с соответствующей температурой и минимально необходимой мощностью.

Если источник энергии нагрева будет иметь мощность ниже этой величины, то пары нефтепродукта не воспламеняются ни при каком их соотношении с воздухом. Когда источник энергии имеет мощность выше минимально необходимой величины, то существуют для состава смеси паров нефтепродукта с воздухом два концентрационных предела воспламенения (нижний и верхний). Вне этих концентрационных пределов воспламенения смеси не воспламеняются, а смеси, лежащие в области этих концентрационных пределов воспламенения, способны воспламеняться.

С повышением мощности теплового источника энергии концентрационные пределы воспламенения расширяются, причем НКПВ понижается, а ВКПВ — повышается.

Это можно пояснить следующим образом. Более мощный источник зажигания (тепловой источник энергии) соответственно нагревает и больший объем смеси, что в свою очередь приводит к уменьшению теплотерей единицей нагреваемого объема смеси. В результате смесь способна уже с меньшей (или большей) в ней концентрацией паров создать за счет саморазогрева температуру T_r , минимально необходимую для распространения пламени по всему объему смеси.

Изменение концентрационных пределов воспламенения в зависимости от повышения мощности источника зажигания ведет к расширению области воспламенения смесей. Однако и здесь существует граница, когда дальнейшее повышение мощности источника зажигания не приводит к изменению пределов воспламенения.

Начальная температура смеси паров нефтепродуктов с воздухом влияет на их концентрационные пределы воспламенения. Повышение начальной температуры смеси расширяет этот предел, при этом НКПВ понижается, а ВКПВ повышается.

В табл. 5 приведены данные, показывающие влияние начальной температуры смеси на концентрационные пределы воспламенения паров бензина.

Таблица 5

Влияние начальной температуры смеси
на концентрационные пределы воспламенения паров бензина

Температура смеси в °С	НКПВ паров бензина в мг/л	ВКПВ паров бензина в мг/л
0	65	150
50	55	192
100	50	203
150	50	203
200	50	203

Такое изменение концентрационных пределов воспламенения связано с зависимостью скорости распространения пламени (скорости горения) от температуры.

Чтобы создать температуру, минимально необходимую для распространения пламени в смесях с концентрациями паров горючего ниже НКПВ или выше ВКПВ, необходимо повысить теплосодержание таких смесей. Это можно сделать предварительным подогревом смеси.

Следовательно, подогрев смеси вызывает такое расширение концентрационных пределов воспламенения, при котором ее минимальная температура горения T_g остается почти такой, как и при горении неподогретой смеси, но при суженных концентрационных пределах воспламенения.

Примесь негорючих газов и паров. Если к смеси паров нефтепродуктов с воздухом добавлять негорючие газы или пары (азот, углекислый газ, аргон, дымовые газы, четыреххлористый углерод и т. п.), то происходит сужение концентрационных пределов воспламенения.

НКПВ паров нефтепродукта изменяется незначительно и в зависимости от свойства негорючего газа или пара может несколько повышаться или незначительно понижаться.

Это объясняется тем, что при НКПВ пары нефтепродуктов в смеси сильно разбавлены воздухом и значительный избыток кислорода по существу выполняет роль негорючей (инертной) добавки.

Поэтому введение в смесь другого негорючего вещества почти не изменяет соотношения кислорода и паров нефтепродуктов на нижнем концентрационном пределе воспламенения. Верхний концентрационный предел воспламенения паров нефтепродуктов от негорючих примесей резко снижается.

Это происходит потому, что при ВКПВ паров нефтепродуктов в смеси с воздухом имеется недостаток кислорода, определяющего горючие свойства смеси, и добавление к ней негорючей примеси еще более уменьшает концентрацию кислорода в смеси.

Таким образом, интервал воспламеняемости смеси сокращается и при определенной концентрации негорючих паров и газов смесь перестает воспламеняться. Это иллюстрируется данными табл. 6.

Таблица 6

Минимально необходимое количество негорючих паров и газов для прекращения воспламеняемости смеси с парами бензина

Негорючие пары и газы	SiCl_4	CCl_4	CO_2	He	N_2	Ar
Содержание в %	6,5	8	21,2	26	30,8	42,8

**Изменение воспламеняемости паров нефти
в смеси с дымовыми газами**

Род сырой нефти	Концентрация паров нефти в смеси с воздухом в %	Содержание углекислого газа в дымовых газах в %	Содержание кислорода в дымовых газах в %	Поведение газовой смеси при воспламенении ее искрой
Зольнен- ская нефть	1,4	14	5,6	Не воспламеняется
То же	4,3	14	5,6	То же
"	1,8	8,2	9,4	"
"	1,9	6,6	11,2	"
"	1,6	6,4	12	Слабая вспышка
"	1,5	4,4	15,8	Взрыв с горением
Туймазин- ская нефть	1,6	12,6	6,0	Не воспламеняется
То же	1,7	5,6	13,2	Вспышка
"	1,7	3,8	16,2	Взрыв

Данные таблицы так же показывают, что для создания негорючей смеси (неспособной к взрыву) галоидопроизводных — четыреххлористого углерода или четыреххлористого кремния — нужно вводить меньшее количество, чем других негорючих газов.

Это объясняется различным действием негорючих паров и газов на воспламенение горючей смеси. Если CO_2 , He, N_2 , Ag воздействуют на горючую смесь физически, то галоидопроизводные оказывают химическое действие, которое связано с торможением процесса окисления при нагреве смеси.

Опыты показывают, что для предупреждения загораний и взрывов можно применять дымовые газы, отходящие от парокотельных установок и двигателей внутреннего сгорания.

В табл. 7 приведены данные влияния дымовых газов с раз-

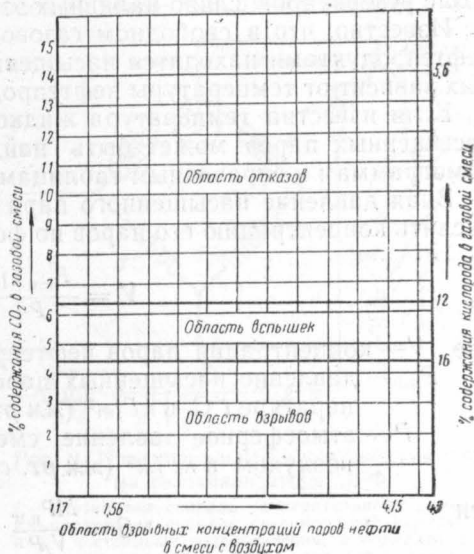


Рис. 8. Область взрывных концентраций паров нефти в зависимости от содержания углекислого газа и кислорода в дымовых газах

личным содержанием углекислого газа и кислорода на смеси паров сырых нефтей с воздухом при их зажигании.

График (рис. 8), составленный на основе обобщения опытных данных, показывает, что смесь паров нефти с дымовыми газами не способна к взрыву, если в ней содержится углекислого газа более 6,4% и кислорода менее 12%.

Следовательно, дымовые газы можно использовать для безопасного ведения огневых (сварочных) работ на резервуарах с нефтепродуктами. В этом случае допускается содержание в дымовых газах углекислого газа более 10% и кислорода менее 5%.

5. Определение концентраций паров нефтепродуктов

При проведении пожарно-профилактической работы важно знать концентрации паров нефтепродуктов, находящихся в емкостях, насосных станциях, разливочных, а также возле резервуаров, сливно-наливных эстакад и т. п.

Известно, что в свободном газовом пространстве емкостей с нефтепродуктами находятся насыщенные пары, количество которых зависит от температуры нефтепродукта.

Если известна температура жидкости, то величина давления насыщенных паров может быть найдена по соответствующим номограммам и справочным таблицам.

Зная давление насыщенного пара нефтепродукта, можно вычислить концентрацию его паров по формуле

$$V = \frac{P_{\text{н.п}} \cdot 100}{P}, \quad (12)$$

где V — концентрация паров нефтепродукта в % по объему;
 $P_{\text{н.п}}$ — давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре $t^{\circ}\text{C}$ в кг/м^2 (мм рт. ст.);
 P — атмосферное давление смеси паров нефтепродукта с воздухом в кг/м^2 (мм рт. ст.);

и

$$G = \frac{MP_{\text{н.п}}}{V_t P}, \quad (13)$$

где G — концентрация паров нефтепродукта в г/л;
 M — молекулярный вес паров нефтепродукта;
 V_t — объем, занимаемый 1 г-мол пара при температуре $t^{\circ}\text{C}$ в л.

Для вычисления приближенного молекулярного веса насыщенных паров над поверхностью бензина можно пользоваться формулой

$$M = 50 + \frac{6000}{P_{20}}, \quad (14)$$

где P_{20} — давление насыщенных паров бензина при температуре 20°C в мм рт. ст.

Когда пары нефтепродуктов (например, бензина) находятся в объеме производственных помещений, возле эстакад, резервуаров, они, как правило, являются ненасыщенными и их парциальное давление при данной температуре может иметь самые различные значения.

Величину этого давления нельзя определить по графику, номограмме или таблицам, а следовательно, нельзя вести и расчет концентрации паров нефтепродуктов по формулам.

Определение концентраций ненасыщенных паров нефтепродуктов (например, бензина) в воздухе помещений или возле эстакад, емкостей можно проводить газоанализатором типа ПГФ2М-ИЗГ, «ЭФИР» в искробезопасном исполнении. Им можно проводить анализы газов и паров 1, 2 и 3-й категорий групп А, Б и Г (бензины марок: Б-100, Б-70, А-66, А-76, А-72, «калоша»; уайт-спирит, топливо Т-1).

Электрическая схема (рис. 9) газоанализатора типа ПГФ представляет собой неравновесный мост, два плеча которого составляют платиновые спирали (измерительная и сравнительная) и два плеча — постоянные сопротивления.

Платиновые спирали питаются электрическим током от кассеты карманных батарей типа КБСХ-0,55, расположенной на внутренней стороне панели прибора.

Если на платиновой измерительной спирали, нагреваемой электрическим током, проводить каталитическое сжигание анализируемого вещества, то происходит повышение ее температуры. Это приводит к изменению сопротивления платиновой спирали и нарушению равновесия моста, установленного до сжигания. Вследствие этого в измерительной диагонали моста возникает ток, величина которого пропорциональна концентрации анализируемого компонента. Величина тока фиксируется максимальным отклонением стрелки гальванометра.

На наружной стороне панели прибора смонтированы рукоят-

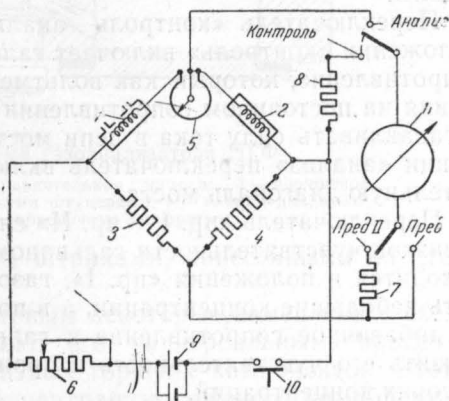


Рис. 9. Принципиальная электрическая схема газоанализатора ПГФ

1 — платиновая спираль измерительной камеры; 2 — платиновая спираль сравнительной камеры; 3 и 4 — постоянные сопротивления; 5 — реостат для установки нуля; 6 — реостат для установки тока накала; 7 и 8 — добавочные сопротивления; 9 — кассета карманных батарей; 10 — кнопка включения накала; 11 — гальванометр

ки реостатов с индексами «нуль» и «ток», два переключателя (тумблеры) с отметками «контроль—анализ», «пр. I — пр. II» (предел I — предел II), трехходовой кран, гальванометр, рукоятка насоса, кнопка включения накала.

Панель с частями прибора устанавливается в корпус и крепится винтами.

Прибор закрывается крышкой. На ее внутренней стороне помещены инструкция пользования газоанализатором и таблица для перевода отклонений стрелки гальванометра в концентрацию анализируемого газа.

Щелевые взрывозащищенные устройства установлены на входе и выходе газа со стороны газового блока.

Рукоятка реостата с индексом «ток» служит для установки требуемого тока накала платиновых спиралей, необходимого для каталитического сжигания вещества в измерительной камере.

Рукоятка реостата (реохорд) с индексом «нуль» позволяет устанавливать реостат в положения, необходимые для создания равновесия мостовой схемы. Равновесие моста фиксируется по нахождению стрелки гальванометра на нулевом делении его шкалы.

Переключатель «контроль—анализ» при нахождении его в положении «контроль» включает гальванометр через добавочное сопротивление, который как вольтметр измеряет падение напряжения на постоянном сопротивлении и таким образом позволяет устанавливать силу тока в цепи моста. При нахождении в положении «анализ» переключатель включает гальванометр в измерительную диагональ моста.

Переключатель «пр. I — пр. II» служит для создания высокой и низкой чувствительности гальванометра. Когда переключатель находится в положении «пр. I», газоанализатором можно замерять небольшие концентрации, а в положении «пр. II» включается добавочное сопротивление к гальванометру, что позволяет снизить его чувствительность и производить измерения более высоких концентраций.

Шкала гальванометра имеет пять равномерных делений. На ней нанесена реперная точка, обозначенная красным треугольником, по которой устанавливается ток накала.

Кнопка с индексом «накал» позволяет включать электрическое питание моста.

Газовая схема газоанализатора приведена на рис. 10 (камера со сравнительной спиралью не включена в схему).

Поршневым насосом, смонтированным в газовом блоке, газ засасывается в камеру с измерительной спиралью через трехходовой кран. Этот кран имеет два штуцера с отверстиями, в которых установлены калибровочные диафрагмы с определенным соотношением проходных сечений. Один штуцер крана служит для присоединения резинового шланга (газовая линия), другой — для сообщения с атмосферой.

Трехходовой кран имеет три рабочих положения: в одном положении измерительная камера прибора сообщается с газовой линией, в другом — с воздухом, в третьем — одновременно с газовой линией и окружающим воздухом.

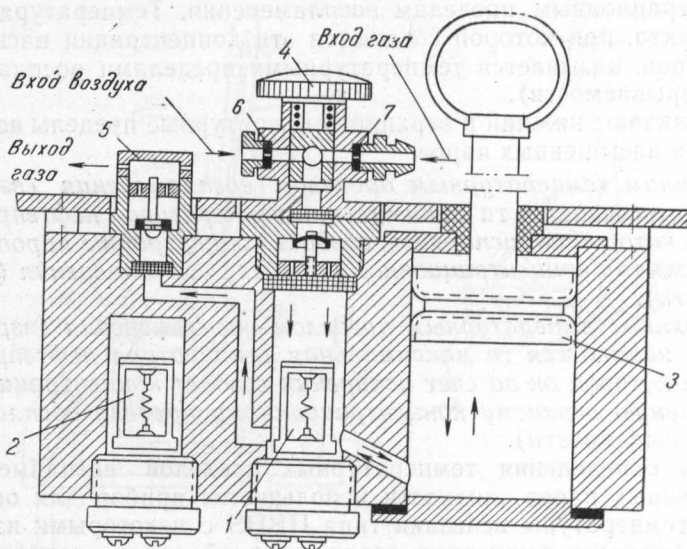


Рис. 10. Газовая схема газоанализатора ПГФ

1 — измерительная камера; 2 — сравнительная камера; 3 — поршневой насос; 4 — трехходовой кран с двумя штуцерами; 5 — клапан для выхода газа; 6 и 7 — калибровочные диафрагмы

Положения крана показаны штрихами, нанесенными на его рукоятке.

Предложенные А. Н. Баратовым некоторые изменения в схеме газоанализатора ПГФ делают его универсальным, пригодным для измерения разнообразных горючих компонентов. Этот газоанализатор показывает концентрацию горючего компонента в процентах от его нижнего концентрационного предела воспламенения (взрываемости).

6. Температурные пределы воспламенения насыщенных паров нефтепродуктов

Определять концентрации насыщенных паров нефтепродуктов в емкостях можно приборами, например газоанализатором типа ПГФ, или вычислением по давлению насыщенных паров.

Если концентрация насыщенных паров нефтепродуктов в смеси с воздухом находится в концентрационных пределах воспламенения, то смесь является взрывоопасной.

Взрывоопасность насыщенных паров нефтепродуктов можно устанавливать по температуре самого нефтепродукта без применения расчета. Для этого необходимо знать те температуры, при которых создаются концентрации насыщенных паров, равные их концентрационным пределам воспламенения. Температура нефтепродукта, при которой создаются эти концентрации насыщенных паров, называется температурными пределами воспламенения (взрываемости).

Различают нижний и верхний температурные пределы воспламенения насыщенных паров.

Нижним температурным пределом воспламенения (взрываемости) называется та минимальная температура нефтепродукта, при которой он, испаряясь, создает концентрацию паров, равную нижнему концентрационному пределу воспламенения (взрываемости).

Верхним температурным пределом воспламенения (взрываемости) называется та максимальная температура нефтепродукта, при которой он за счет испарения создает концентрацию паров, равную верхнему концентрационному пределу воспламенения (взрываемости).

Для определения температурных пределов воспламенения насыщенных паров жидкости используется прибор для определения температуры вспышки типа ПВНЭ с некоторыми изменениями процесса зажигания паровоздушной смеси, создаваемой внутри тигля, предложенный автором (рис. 11).

Контакты 11 электродов 10 проводами 17 соединяются со вторичной индукционной катушкой, проводами 18 контакты 11 соединяются с первичной индукционной катушкой и источником тока.

На тигель 5 надевается крышка 6, отверстия которой закрываются заслонкой 12. Если вращать пружинный рычаг 14, связанный с заслонкой, то она открывает боковые отверстия крышки, а центральное ее отверстие остается закрытым. Рубильник 13 заслонки замыкает контакты 11 электродов 10, между которыми образуется электрическая искра, служащая источником зажигания насыщенных паров нефтепродукта.

Обезвоженный нефтепродукт наливают в тигель до кольцевой риски, закрывают крышкой и помещают его в нагревательную воздушную ванну. Термометр вставляют в наклонную трубку крышки так, чтобы шарик его ртути был погружен в нефтепродукт. Газовую горелку зажигают и подводят ее под чугунный блок воздушной ванны.

Нагрев нефтепродукта производят вначале со скоростью 2° в 1 мин, а как только она станет на 10° ниже предполагаемого нижнего температурного предела воспламенения, повышение ведут со скоростью 1° в 1 мин. Испытание на зажигание насыщенных паров нефтепродукта проводят через 1° нагрева.

Зажигание насыщенных паров нефтепродукта производят

электрической искрой (от индукционной катушки), возникающей между электродами во время замыкания контактов при вращении заслонки. Время искрового разряда должно быть не более 1 сек.

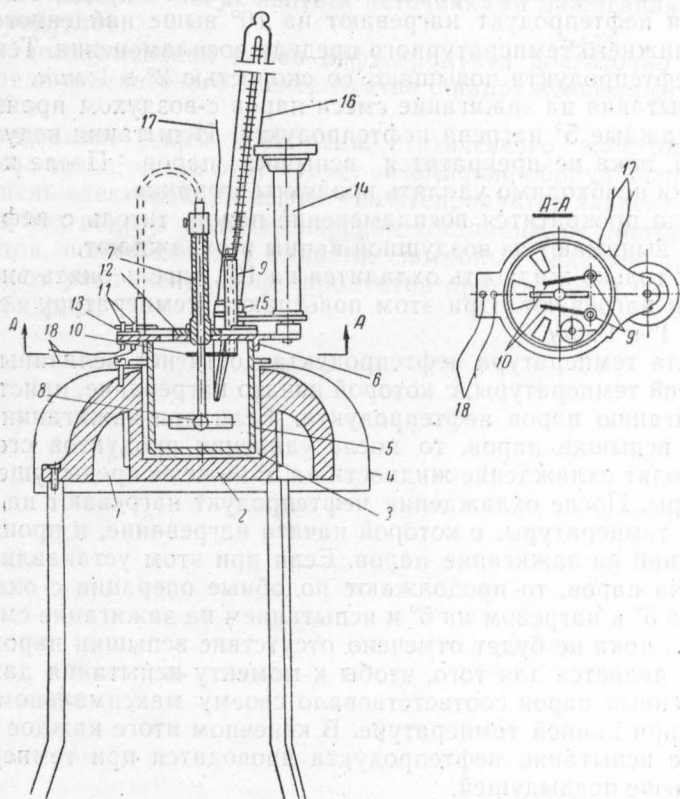


Рис. 11. Прибор для определения температурных пределов воспламенения

1 — воздушная ванна; 2 — чугунный блок; 3 — цилиндрическая камера; 4 — рубашка; 5 — тигель; 6 — крышка тигля с тремя трапециевидными отверстиями; 7 — трубка для мешалки; 8 — мешалка; 9 — фарфоровые трубки для электродов; 10 — электроды; 11 — контакты; 12 — заслонки; 13 — рубильник; 14 — пружинный рычаг; 15 — тубус; 16 — термометр; 17 и 18 — провода

Испытания на зажигание смеси ведутся до тех пор, пока не появится первое синее пламя над поверхностью нефтепродукта.

После вспышки паров поднимают крышку на 4—5 сек для удаления продуктов сгорания. Нефтепродукт охлаждают на 5° ниже той температуры, при которой произошла вспышка паров. После охлаждения возобновляют нагревание и повторяют испытания в той же последовательности.

За нижний температурный предел воспламенения принимают минимальную температуру нефтепродукта, при которой визуально устанавливают появление первого синего пламени.

Для определения верхнего температурного предела воспламенения нефтепродукт нагревают на 10° выше найденного значения нижнего температурного предела воспламенения. Температуру нефтепродукта повышают со скоростью 2° в 1 мин.

Испытания на зажигание смеси паров с-воздухом производят через каждые 5° нагрева нефтепродукта. Испытания ведутся до тех пор, пока не прекратится вспышка паров. После каждой вспышки необходимо удалять продукты сгорания.

Когда прекратится воспламенение паров, тигель с нефтепродуктом вынимают из воздушной ванны и охлаждают.

Как только жидкость охладится на 10° , тигель опять вносят в ванну и нагревают. При этом повышают температуру со скоростью 1° в 1 мин.

Когда температура нефтепродукта достигнет величины на 5° выше той температуры, с которой начато нагревание, приступают к зажиганию паров нефтепродукта. Если при зажигании отмечается вспышка паров, то после удаления продуктов сгорания производят охлаждение жидкости на 5° ниже ее предыдущей температуры. После охлаждения нефтепродукт нагревают на 6° выше той температуры, с которой начато нагревание, и производят испытание на зажигание паров. Если при этом устанавливается вспышка паров, то продолжают подобные операции с охлаждением на 5° и нагревом на 6° и испытанием на зажигание смеси до тех пор, пока не будет отмечено отсутствие вспышки паров.

Это делается для того, чтобы к моменту испытания давление насыщенных паров соответствовало своему максимальному значению при данной температуре. В конечном итоге каждое последующее испытание нефтепродукта проводится при температуре на 1° выше предыдущей.

За верхний температурный предел воспламенения принимают ту максимальную температуру нефтепродукта, выше которой уже не происходит вспышка паров.

7. Электризация нефтепродуктов

Нефтепродукты обладают высоким электрическим сопротивлением. Удельное сопротивление бензина, бензола, толуола и др. составляет величину порядка $10^{12} \div 10^{17}$ ом · см. Следовательно, нефтепродукты можно считать диэлектриками.

При трении нефтепродуктов о стенки трубопроводов, насосов, арматуры, прорезиненных шлангов во время перекачек, слива и налива образуются заряды статического электричества значительных потенциалов порядка 35 000 в.

Электризация нефтепродуктов, особенно легковоспламеняющихся, делает их пожаро- и взрывоопасными.

В результате разряда статического электричества образуются искры, которые могут явиться источниками зажигания паров нефтепродуктов.

Для воспламенения паров нефтепродукта достаточно искры от разряда статического электричества с напряжением потенциала в 300 в.

Образование искры от разряда статического электричества возможно тогда, когда отсутствует заземление оборудования.

Степень электризации нефти и нефтепродуктов зависит от наличия в них воды в мелкодисперсном состоянии, от посторонних предметов, попадающих в емкости, способных аккумулировать заряды, от распыления нефтепродуктов при наливке в цистерны, бочки, бидоны.

ГЛАВА II

УСТРОЙСТВО НЕФТЕБАЗ

8. Краткие сведения о нефтебазах

Нефтебаза представляет собой комплекс сооружений и установок, при помощи которых осуществляются операции приема и отпуски, хранения и перекачки нефтепродуктов.

По назначению нефтебазы подразделяют на две группы. К первой относят нефтебазы, которые представляют собой самостоятельные предприятия, производящие прием, хранение, перевалку и отпуск нефтепродуктов потребителям.

Ко второй — нефтебазы, которые входят в состав промышленных, транспортных и других предприятий.

Таблица 8
Категории нефтебаз в зависимости
от их емкости

Категории нефтебазы	Общая емкость в м³
I	От 30001 и более
II	„ 6001 до 30000
III	До 6000

По противопожарным и санитарным соображениям нефтебазы первой группы разделяются на три категории в зависимости от их емкости (табл. 8).

Емкость нефтебазы определяется суммарным количеством нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах и таре.

В зависимости от проводимых операций нефтебазы делятся на перевалочные и распределительные.

Перевалочные нефтебазы предназначаются для перегрузки нефти и нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой и отправки нефтепродуктов на распределительные нефтебазы, которые и производят их отпуск потребителям.

Например, если перевалочные нефтебазы расположены в морских портах, на берегах судоходных рек, то они перегружают нефтепродукты с железнодорожного или трубопроводного транспорта в нефтеналивные суда или из судов на железнодорожный и трубопроводный транспорты.

Перевалочные нефтебазы, как правило, относятся к нефтебазам первой категории.

Распределительные нефтебазы имеют меньшую емкость, принимают нефтепродукты с железнодорожного, водного, трубопроводного транспорта и отпускают их в железнодорожные цистерны, автоцистерны и мелкую тару.

Распределительные нефтебазы располагаются на минимальном расстоянии от потребителей.

По расположению распределительные нефтебазы делятся на областные и районные, а по операциям — на железнодорожные, водные и водно-железнодорожные.

Для того чтобы нефтебаза нормально снабжала потребителей нефтепродуктами, причем с меньшими потерями и эксплуатационными расходами, она должна иметь достаточное количество емкостей для хранения различного ассортимента нефтепродуктов; располагать железнодорожными тупиковыми путями, причалами, пирсами с трубопроводной коммуникацией; насосными установками и сливо-наливными устройствами; котельными и другими службами, позволяющими производить одновременно прием и отпуск различных нефтепродуктов, за время, не превышающее норм для таких операций; инженерно-техническими сооружениями, обеспечивающими пожарную безопасность хранения, приема и отпуска нефтепродуктов.

На нефтебазах проводятся следующие операции: хранение нефтепродуктов в резервуарах и тарных хранилищах; слив и налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, нефтеналивные суда; отпуск нефтепродуктов через автоколонки, разливочные и тарные хранилища; подогрев вязких нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске.

Если нефтебазы располагают достаточной энергетической базой, то они могут оборудоваться установками для очистки и обезвоживания нефтепродуктов, регенерации отработанных масел, а также изготавливать и производить ремонт мелкой тары (бочек, бидонов) и выполнять ряд других операций.

Чтобы обеспечить пожарную безопасность, прямую поточность движения нефтепродуктов и автотранспорта, надежность эксплуатации сооружений, оборудования и их экономичность, территория нефтебазы, как правило, разбивается на производственные зоны.

Общий вид территории нефтебазы дан на рис. 12.

В зоне железнодорожного приема и отпуска нефтепродуктов размещаются железнодорожные пути; железнодорожные сливно-наливные эстакады; сливные (нулевые) резервуары для приема темных нефтепродуктов и масел из сливных коммуникаций; насосные станции для перекачки нефтепродуктов в резервуарные парки из железнодорожных вагонов-цистерн и обратно; трубопроводные коммуникации; узлы задвижек для управления потоками движения нефтепродуктов по трубопроводам к различным объектам нефтебазы; хранилища нефтепродуктов в таре; железнодорожные погрузочно-разгрузочные платформы для приема и

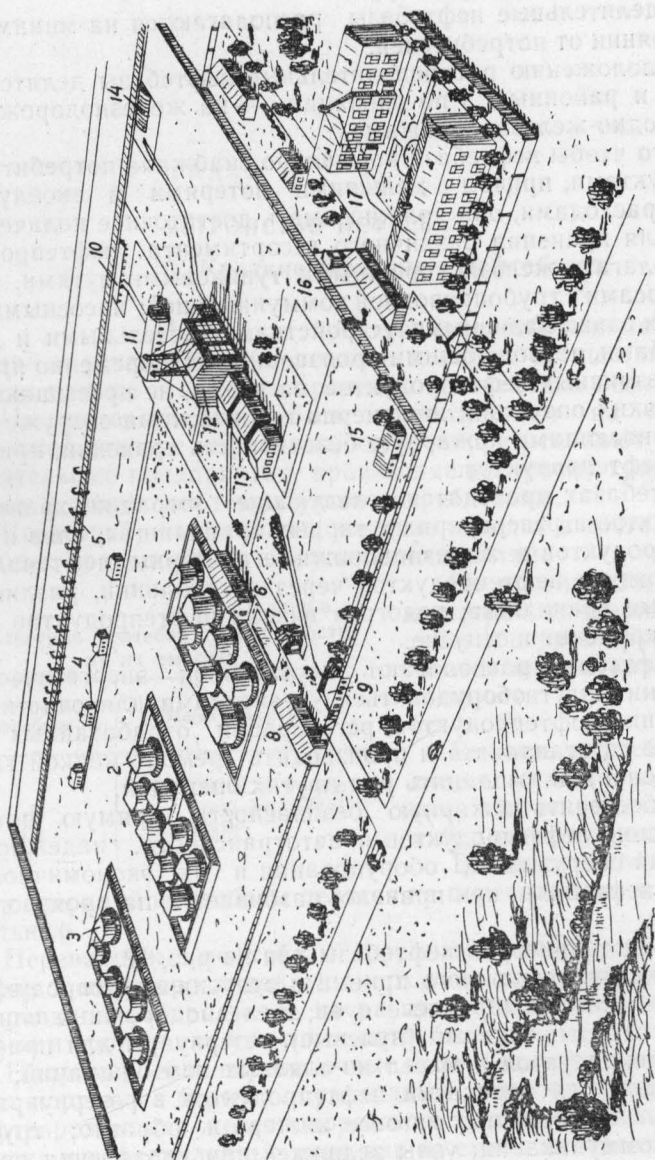


Рис. 12. Общий вид нефтебазы

1 и 2 — резервуары с темными нефтепродуктами; 3 — резервуары со светлыми нефтепродуктами; 4 — насосные станции; 5 — железнодорожные сливно-наливные устройства; 6 — разливочная; 7 — весы; 8 — служебные помещения; 9 — приходящая; 10 — разгрузочная площадка; 11 — тарный склад; 12 — котельная; 13 — банная; 14 — склад; 15 — подсобное помещение; 16 — пожарное депо; 17 — жилые и административные здания

отгрузки нефтепродуктов в таре; лаборатория для проведения анализов нефтепродуктов; помещения для сливщиков и наливщиков и ряд других объектов, связанных с приемом и отпуском нефтепродуктов.

В пределах зоны водного приема и отпуска нефтепродуктов размещаются причалы для швартовки нефтеналивных судов; насосные станции; трубопроводные коммуникации и узлы задвижек; помещения для сливщиков и наливщиков и другие объекты.

Зона резервуарного хранения включает в себя резервуарный парк для хранения нефтепродуктов; мерники-резервуары небольшой емкости, используемые для отпуска нефтепродуктов в небольших количествах; насосные для внутрибазовых перекачек; компрессорные; трубопроводы и узлы задвижек; обвалования резервуарных емкостей, препятствующие разливу нефтепродуктов по территории нефтебазы при аварии или пожаре.

В зоне розничного отпуска и производственных зданий и сооружений размещают автоэстакады и автоколонки для отпуска нефтепродуктов в автоцистерны; разливочные для налива нефтепродуктов в бочки, бидоны; насосные; хранилища нефтепродуктов в таре; оперативные площадки чистой и грязной тары; погрузочные площадки для автотранспорта; автовесы; маслоосветлительные установки.

В зоне подсобных зданий и сооружений размещаются котельные; пропарочные установки; электростанции; трансформаторные подстанции; склады материалов, топлива и золы; водонасосные станции для снабжения нефтебазы водой и создания необходимого напора воды в водопроводной сети на случай пожара; резервуары для хранения противопожарного запаса воды и другие объекты, необходимые при эксплуатации нефтебазы (лаборатории, диспетчерские пункты, регенерационные установки для восстановления отработанных масел и т. п.).

В зону административных зданий и сооружений включаются конторы с проходными, пожарное депо, гаражи, здания охраны.

Сооружения и объекты пятой и шестой зон нефтебазы могут объединяться в отдельные блоки по производственным признакам.

Нефтебазы, в зависимости от типа емкостей и характера проводимых операций, могут не всегда иметь перечисленный комплекс сооружений и установок.

9. Зона приема и отпуска нефтепродуктов. Сливо-наливные устройства

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

Если нефтепродукты доставляются (или отгружаются) на нефтебазу по железной дороге, то сливо-наливные устройства

сооружаются на железнодорожных тупиковых путях нефтебазы, на определенном расстоянии от зданий и сооружений (см. приложение 2).

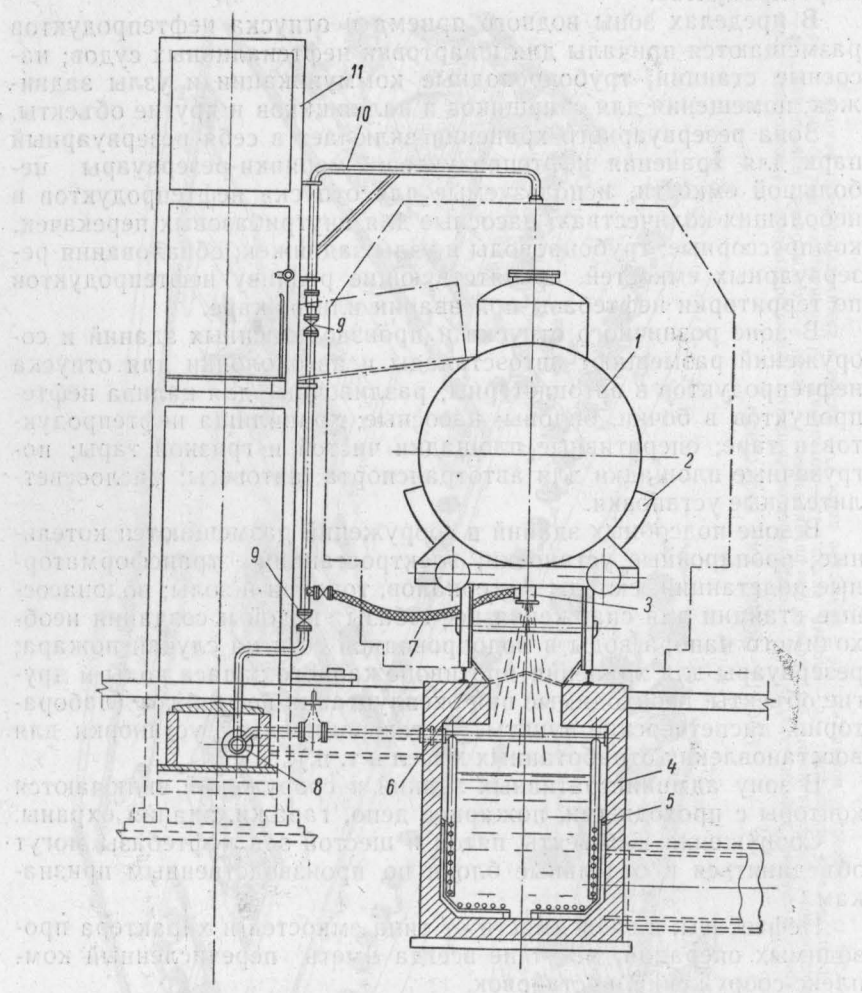


Рис 13. Межрельсовый сливной желоб с подогревателями (поперечный разрез)

1 — железнодорожная цистерна; 2 — паровая рубашка цистерны; 3 — сливной прибор; 4 — межрельсовый железобетонный сливной желоб; 5 — змеевиковые подогреватели; 6 — металлические крышки желоба; 7 — паровой шланг; 8 — паропровод; 9 — запорные вентили; 10 — поворотная колонка для присоединения шланга при разогреве мазута острым паром; 11 — эстакада для обслуживания фронта слива

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.

Нефтепродукты из железнодорожных цистерн сливаются через люки колпаков («верхний» слив) или через нижние сливные приборы цистерн («нижний» слив). Легковоспламеняющиеся нефтепродукты могут сливаться как через нижние сливные приборы цистерн, так и через люки колпаков. Темные (вязкие) нефтепродукты сливаются только через нижние сливные приборы цистерн.

Для слива нефтепродуктов применяются следующие способы: слив при помощи насосов применяется при верхнем и нижнем сливе; самотечный слив светлых нефтепродуктов сифоном — в этом случае резервуары должны находиться на более низкой отметке на местности по отношению к цистерне; открытый самотечный слив — темный вязкий нефтепродукт через нижние сливные приборы цистерн поступает в лотки, сборный желоб и трубы, через которые и отводится в приемный резервуар (рис. 13), а из него насосами перекачивается в резервуарный парк на хранение; слив под давлением применяется в системах самотечного нижнего слива, главным образом для слива вязких нефтепродуктов.

Налив нефтепродуктов может производиться самотеком, принудительно (насосами) и комбинированным способом (рис. 14).

Налив нефтепродукта самотеком возможен только при благоприятных условиях рельефа местности, когда отметка наинизшего уровня нефтепродукта в резервуаре выше наивысшего уровня нефтепродукта в цистерне.

Принудительный налив нефтепродукта осуществляется насосами в том случае, когда рельеф местности не позволяет использовать самотечный способ налива.

Комбинированный способ налива производится через буферную емкость, куда нефтепродукт подается насосами, а оттуда в цистерны самотеком.

Для слива и налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны на нефтебазах сооружаются эстакады (рис. 15): наливные железнодорожные стояковых типов для светлых и темных нефтепродуктов; комбинированные (сливо-наливные) железнодорожные стояковых типов для светлых и темных нефтепродуктов; же-

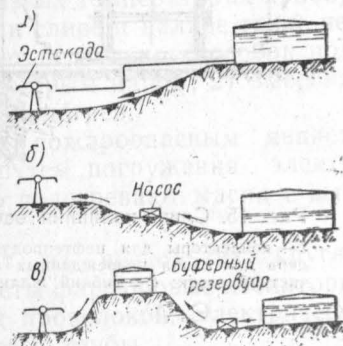


Рис. 14. Система налива нефтепродуктов

а — самотечная; б — принудительная; в — комбинированная

лезнодорожные наливные эстакады галерейного типа для темных нефтепродуктов.

На распределительных нефтебазах устраивают одиночные сливо-наливные стояки; механизированные — слив и налив нефтепродуктов осуществляется при помощи насосов, устанавливаемых в насосных станциях; с ручными насосами, при помощи которых производят слив и налив нефтепродуктов в вагоны-цистерны.

Железнодорожные сливо-наливные эстакады сооружаются в

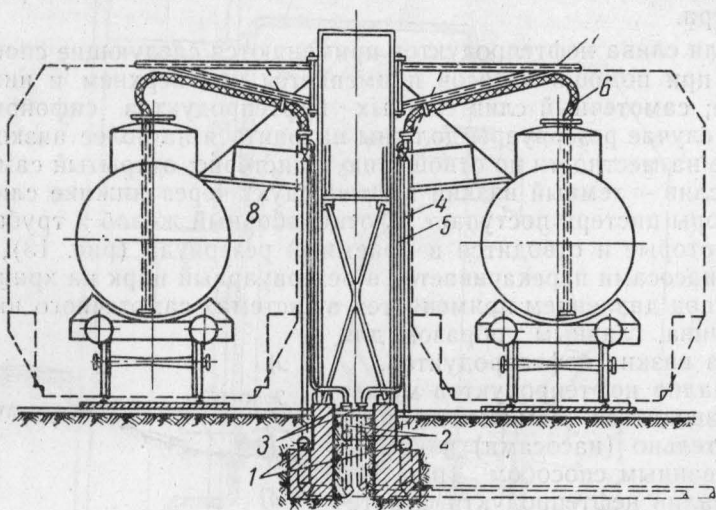


Рис. 15. Сливо-наливная эстакада для светлых нефтепродуктов

1 — коллекторы для нефтепродуктов; 2 — зачистные коллекторы; 3 — штуцера для слива поврежденных цистерн; 4 — сливо-наливной стояк; 5 — зачистной стояк; 6 — гибкий шланг; 7 — поворотная консоль; 8 — откидной мостик

виде площадок на колоннах, установленных на высоте 3,5 м над уровнем земли. Колонны и площадка выполняются из негорючих материалов. Эстакада обеспечивается трапами для перехода рабочих с площадки на цистерны при заправке сливо-наливных шлангов, а также негорючими лестницами в торцах и через каждые 50 м по всей длине эстакады.

Коллектор для приема нефтепродукта укладывается внизу эстакады с некоторым уклоном для стоков. Он снабжается компенсаторами для защиты от термических напряжений, возникающих под действием солнечных лучей и нагретого нефтепродукта. Сливо-наливные эстакады для темных нефтепродуктов и масел аналогичны эстакадам для слива и налива светлых нефтепродуктов. Они сооружаются галерейного типа и снабжены поворотными кранами-укосинами для подъема и опускания подогревателей через люк горловины в цистерну.

Сливные устройства для вязких нефтепродуктов утепляют негоряемыми материалами. Эстакады для масел часто закрываются навесами для предупреждения обводнения и загрязнения нефтепродукта при сливе.

Сливо-наливные устройства на нефтебазах I категории устраиваются раздельно для нефтепродуктов с температурой вспышки 45°C и ниже и для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C . Они сооружаются односторонними или двухсторонними (между двумя железнодорожными путями) из негоряемых материалов.

Число эстакад (сливо-наливных устройств) и их длина определяются объемом операций по сливу и наливу нефтепродуктов и грузоподъемностью железнодорожных и нефтеналивных маршрутов.

Если нефтепродукты доставляются на нефтебазу в специальных судах (танкерах, баржах), то для слива и налива устраиваются гавани (морские, озерные, речные) со сливо-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 приобретают большую вязкость. Поэтому при сливе и наливке такие нефтепродукты подогревают. Существует несколько способов подогрева нефтепродуктов: 1) подогрев острым паром; 2) змеевиковый; 3) циркуляционный; 4) электроподогрев.

Из всех этих способов наиболее пожароопасным является электроподогрев, осуществляемый путем погружения электрогрелки в нефтепродукт. Так обычно подогревают масла с высокой температурой вспышки паров.

Электрогрелка (рис. 16) состоит из нескольких круглых стальных стержней, на которые надеты фарфоровые изоляторы с намотанной на них нагревательной проволокой. Электрические провода горелки заключаются в газовые трубы.

Для подогрева нефтепродукта в цистерну емкостью свыше 30 м^3 одновременно опускают четыре электрогрелки, в цистерну емкостью $15\text{—}30 \text{ м}^3$ — три и в цистерну до 15 м^3 — две. Мощность одной электрогрелки $30\text{—}35 \text{ кВт}$.

Нужно помнить, что нарушение правил пользования электрогрелкой при подогреве нефтепродуктов создает условия для возникновения пожара.

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

Насосные станции соединяются трубопроводами с железнодорожными и водными сливо-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 оборудование состоит из двигателей для привода в действие насосов, пусковой аппаратуры двигателей, а также генераторов для освещения станции.

Насосы приводятся в действие двигателями внутреннего сгорания или электродвигателями (искрящими), которые должны размещаться в помещениях, отделенных от насосной глухой несгораемой стеной. Электродвигатели взрывобезопасного исполнения можно устанавливать в одном помещении с насосами.

Механическая энергия от двигателей к насосам передается при помощи вала двигателя, муфт, ременной и зубчатой передач. Из этих видов передач наиболее пожароопасной является плоскоременная передача. При работе плоский ремень скользит по поверхности шкива, и на нем образуются заряды статического электричества, при разряде которых получают искры, что может привести к взрыву паров нефтепродуктов. В насосных станциях по перекачке легковоспламеняющихся нефтепродуктов устройство плоскоременных передач не допускается.

В помещении насосной размещают узлы задвижек, если число основных рабочих насосов не превышает пяти, а при большем их количестве — в специальном помещении (монифольде), отделенном от насосной глухой несгораемой стеной.

Стационарные насосные станции для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки паров до 120°C размещают в зданиях I и II степени огнестойкости, а с температурой вспышки вы-

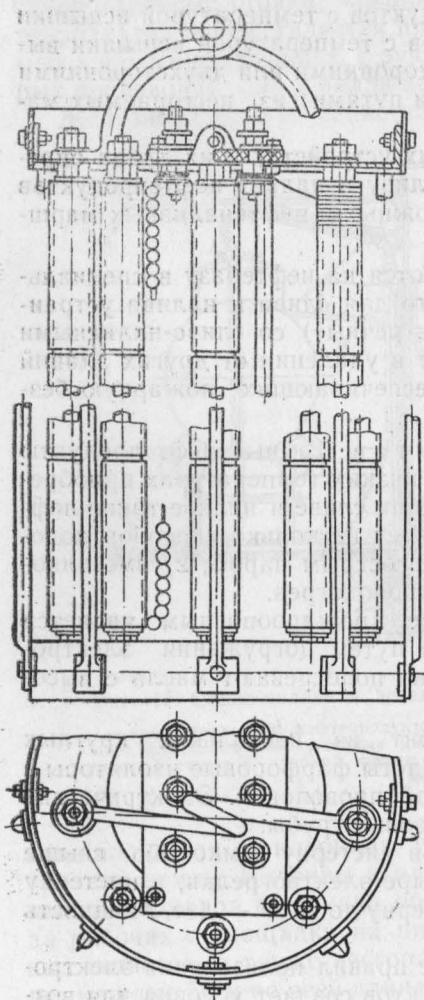


Рис. 16. Электрический подогреватель (электрорелка)

ше 120°C — в зданиях III степени огнестойкости (на нефтебазах II и III категории).

Покрытие насосной, размещенной в зданиях I и II степени огнестойкости, должно быть бесчердачным. В насосных для перекачки нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C допускается устройство покрытий из кровельной стали или асбоцементных листов по деревянным брускам, уложенным по несгораемым прогонам. На нефтебазах III категории допускается установка насосных агрегатов открыто, вне помещения.

10. Зона резервуарного хранения нефтепродуктов

Оборудование вертикальных наземных резервуаров. На нефтебазах основная масса нефтепродуктов хранится в резервуарах и только незначительная часть в таре: бочках, бидонах, контейнерах.

Резервуары для хранения легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов могут быть наземные, полуподземные и подземные.

Резервуары сооружаются из различных материалов: стали, железобетона, бетона.

Для хранения наиболее вязких нефтепродуктов (например, мазутов) иногда сооружаются земляные амбары, стены и днища которых обмазываются жирной глиной.

Резервуары строятся самой различной формы: цилиндрические (вертикальные и горизонтальные), прямоугольные и специальной конструкции.

Резервуары специальных конструкций могут быть со щитовой кровлей и металлическими или неметаллическими понтонами, с плавающей крышей, с «дышащей» подъемной крышей, с постоянным объемом на повышенное давление — каплевидные и шаровидные, со сферическими и сфероцилиндрическими крышами и др.

Резервуары со сферической крышей типа РПД (резервуары повышенного давления) рассчитаны на внутреннее давление 400 мм вод. ст. и вакуум 100 мм вод. ст.

Железобетонные резервуары сооружаются с внутренней металлической облицовкой для светлых нефтепродуктов и смазочных масел и без облицовки для сырой нефти и темных нефтепродуктов. Железобетонные резервуары сооружаются заглубленными.

Наиболее распространены наземный вертикальный стальной резервуар. 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 устраивают плоские крыши с уклоном $1/20$ — $1/30$, необходимым для стока ливне-

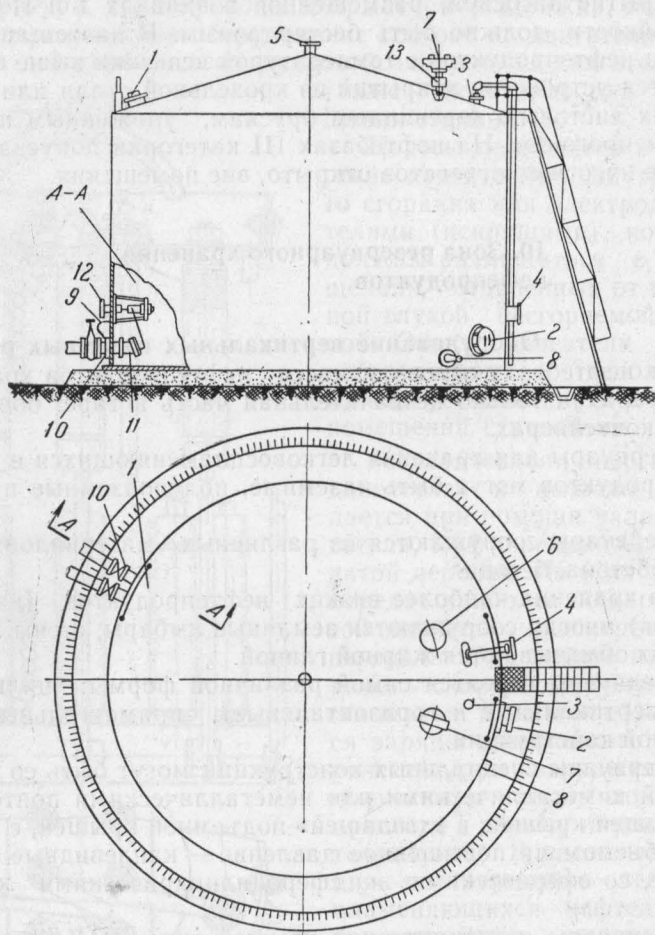


Рис. 17. Схема расположения оборудования на резервуарах для хранения светлых нефтепродуктов, сырой нефти и дизельного топлива

1 — световой люк; 2 — люк-лаз; 3 — люк замерный; 4 — прибор для замера уровня; 5 — патрубок вентиляционный; 6 — клапан предохранительный; 7 — клапан дыхательный; 8 — кран сифонный; 9 — перепускное устройство; 10 — патрубок приемо-раздаточный; 11 — хлопушка; 12 — управление хлопушкой (боковое); 13 — огневой предохранитель

вых вод. Стропильные перекрытия выполняются в виде решетчатых ферм из стальных балок.

Вертикальные стальные резервуары устанавливаются на фундаментах, сооружаемых большей частью из песка и гравия.

На каждом резервуаре имеются лестница, замерная площадка, световой и замерный люки, дыхательный и предохранительный клапаны, огневые предохранители, люк-лаз, водоспускной кран, всасывающий и нагнетательный патрубки, хлопушки. Расположение оборудования на резервуаре показано на рис. 17.

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

Через водоспускной кран спускают подтоварную воду из резервуара.

К сети трубопроводов резервуар присоединяется при помощи всасывающего и нагнетательного патрубков. На этих патрубках с внутренней стороны резервуара для предохранения от разлива нефтепродуктов при авариях задвижек или трубопроводов ставятся хлопушки. На нагнетательном патрубке можно устанавливать неуправляемую хлопушку. Она открывается за счет напора нефтепродукта, создаваемого насосом при заполнении резервуара, а закрывается под действием собственного веса при прекращении подачи нефтепродукта. 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. 18) размещают на крыше резервуара на огневом предохранителе. Он предназначен для удаления из резервуара паров нефтепродуктов при увеличении давления в резервуаре и впуска внутрь его воздуха при разрежении. Таким образом, дыхательный клапан служит для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой.

Предохранительный клапан (рис. 19) устанавливается на случай выхода из строя механического дыхательного клапана вследствие замерзания, ржавления или заедания. Предохранительные клапаны заливаются трудноиспаряющейся и незамерзающей жидкостью (например, соляровым маслом), которое образует гидравлический затвор. Работа предохранительного клапана показана на рис. 20.

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

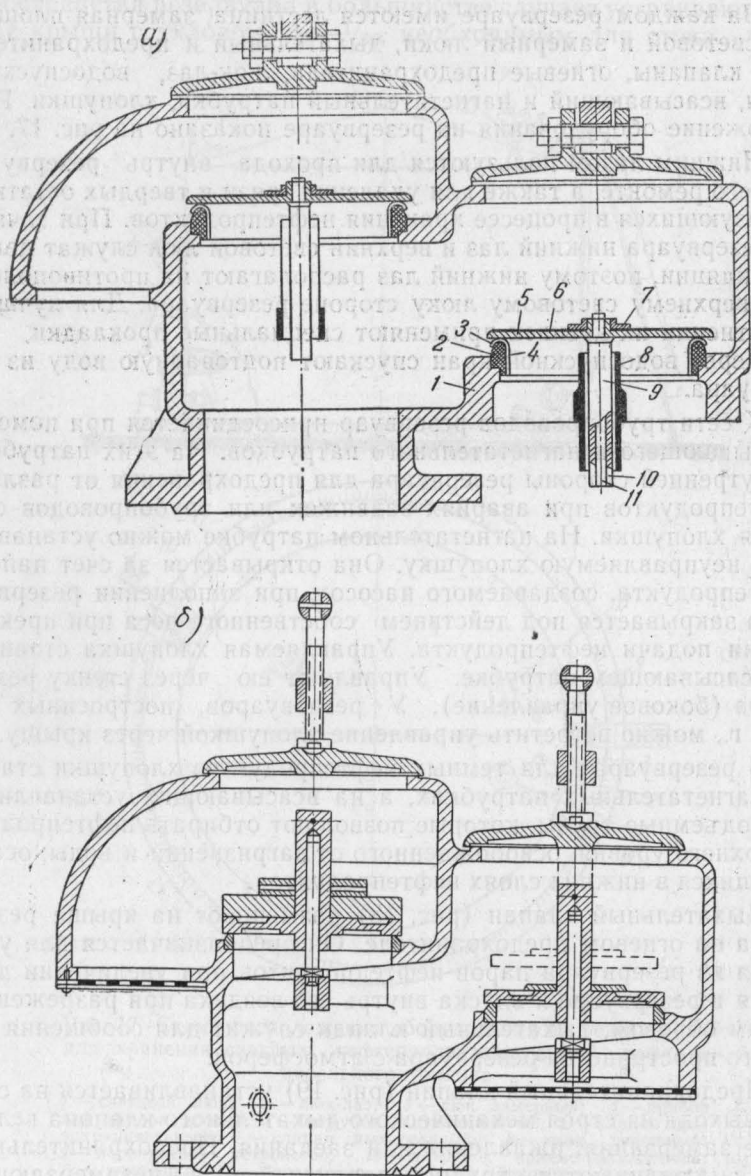


Рис. 18. Дыхательный клапан

а — непрмерзающий дыхательный клапан 1 — корпус; 2 — кольцо; 3 — седло; 4 — покрытие (фторопласт-4); 5 — тарелка; 6 — пленка (фторопласт-4); 7 — гайка прижимная; 8 — направляющая фторопластовая трубка; 9 — шток; 10 — пленка (фторопласт-4); 11 — стержень; б — продольный разрез дыхательного клапана (рассчитанного на давление 200 мм вод. ст.)

Чтобы при хранении нефтепродуктов внутрь резервуара не проникал источник воспламенения (пламя, искры и т. д.), под дыхательным (рис. 17) и предохранительным клапанами (рис. 21) устанавливаются огневые предохранители.

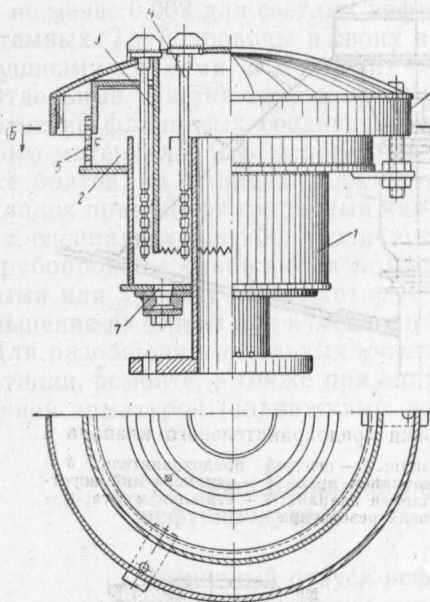


Рис. 19. Предохранительный клапан

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

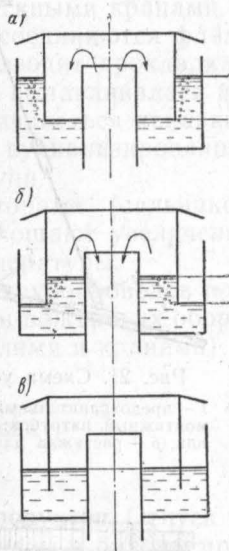


Рис. 20. Схема работы предохранительного клапана

а — в резервуаре избыточное давление; б — в резервуаре вакуум; в — давление в резервуаре равно давлению атмосферного воздуха

Огневой предохранитель (рис. 22) представляет собой коробку, заполненную гофрированными пластинами из латуни или других материалов, обладающих высокой теплоемкостью. Действие огневого предохранения основано на том, что при прохождении пламени пластины отнимают от него тепло и огонь гаснет.

Трубопроводы для перекачки нефтепродуктов. Для перекачки нефтепродуктов пользуются технологическими трубопроводами, которые изготавливаются из стали.

Трубопроводы могут укладываться под землей непосредственно в грунт, а при наличии грунтовых вод и пересеченной местности допускается наземная прокладка трубопроводов. В этом случае трубопроводы укладываются на несгораемых опорах на поверхности земли.

Если для перекачек вязких нефтепродуктов требуется их подогрев, то трубопроводы укладываются в каналах совместно с паропроводами.

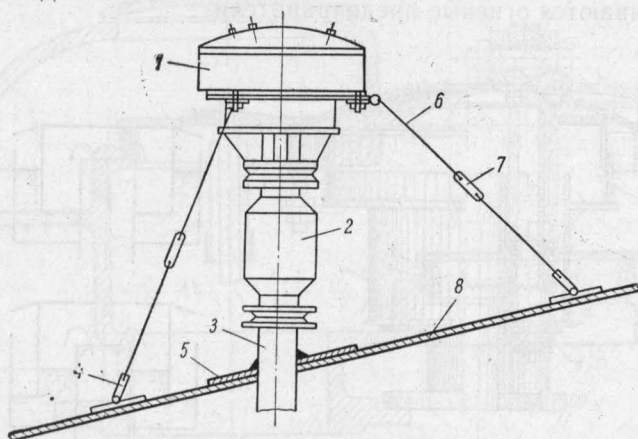


Рис. 21. Схема установки предохранительного клапана

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

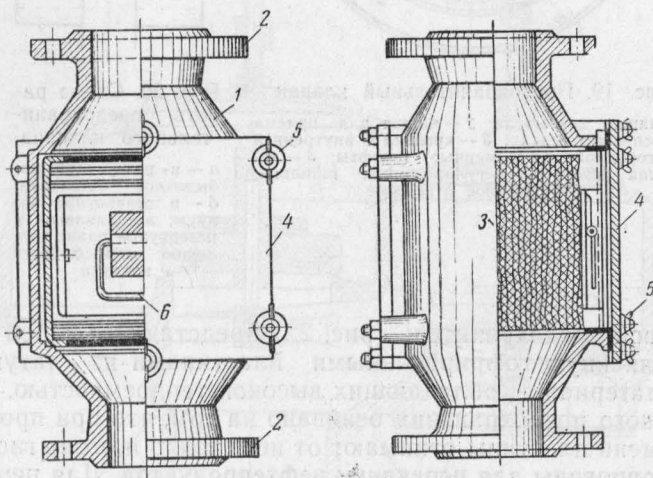


Рис. 22. Огневой предохранитель

1 — корпус; 2 — фланцы; 3 — коробка с пакетом металлических пластин; 4 — крышка корпуса; 5 — гайка; 6 — ручка коробки с пластинами

Трубопроводы, предназначенные для вязких нефтепродуктов, прокладываются бесканальным подземным или наземным спосо-

бом с теплоизоляцией (из несгораемых материалов) на отдельных участках.

Трубопроводы укладываются с уклоном (к месту опорожнения) не менее 0,002 для светлых нефтепродуктов и не менее 0,004 для темных. Трубопроводы в своих верхних точках оборудуются воздушными кранами, а в нижних — спускными кранами.

Отдельные участки труб и арматура соединяются фланцами. Уплотнение фланцевых соединений производят прокладками из мягкого материала. Чтобы прокладка не выдавливалась при затяжке болтов, на фланцах должны протачиваться канавки. Для прокладок применяют тряпичный картон, вулканизированный паронит, специальную резину различных групп.

Трубопроводы снабжаются компенсаторами (сальниковыми, гнутыми или другого типа), которые поглощают увеличение или уменьшение их длины при изменении температуры.

Для разобщения отдельных участков трубопроводов при эксплуатации, ремонте, а также при аварии и пожаре, их оборудуют запорной арматурой (задвижками, вентилями и кранами).

11. Зона розничного отпуска нефтепродуктов

Розничный отпуск нефтепродуктов. Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны, бочки, контейнеры и бидоны производится на нефтебазах через специальные раздаточные устройства — автоэстакады, автостояки, разливочные.

При отпуске нефтепродуктов через раздаточные устройства используются весовой и объемный способы отпуска.

Весовой способ предусматривает необходимость взвешивания пустой и налитой тары на весах. Проведение этих операций приводит к значительной трате времени и простоя автотранспорта.

При объемном отпуске нефтепродуктов применяют специальные калиброванные сосуды — мерники или объемные счетчики-расходомеры.

Отпуск светлых нефтепродуктов через мерники (рис. 23) имеет ряд преимуществ перед весовым способом отпуска, а именно: ускоряется процесс налива, снижаются потери, уменьшается время простоя автотранспорта.

Емкость калиброванных мерников для отпуска нефтепродуктов в бочки принимается 100 л, а для автоцистерн — 1000 л. В случае отпуска некратных количеств добавляется к основным мерникам третий мерник двойной емкости: в 25 и 50 л — для отпуска в бочку и 250 и 500 л — для отпуска в цистерны.

Счетчики-расходомеры являются наиболее совершенным видом отпуска нефтепродуктов. По принципу действия счетчики-расходомеры делятся на скоростные и объемные. Скоростные счетчики-расходомеры учитывают количество нефтепродукта по

скорости его протекания через счетчик. За счет давления поступающего нефтепродукта вращается крыльчатка счетчика с угловой скоростью, пропорциональной скорости потока, а следовательно, и величине расхода. Счетчики-расходомеры устанавливаются в закрытых трубопроводах.

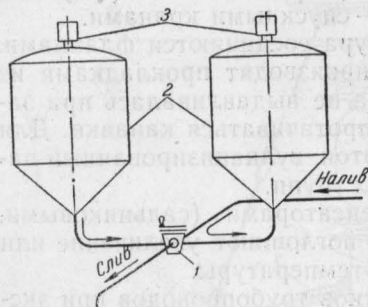


Рис. 23. Мерники для объемного отпуска

1 — четырехходовой кран; 2 — мерники; 3 — воздушные клапаны

Объемные счетчики-расходомеры измеряют объем прохождения через него нефтепродукта. Наиболее распространенным видом объемного счетчика-расходомера является дисковый счетчик (рис. 24). Этот счетчик имеет диск, который качается под давлением нефтепродукта, создающимся работой насоса или разностью уровней нефтепродукта перед счетчиком.

Диск счетчика со счетным механизмом связывается посредством специального редуктора, который воспринимает колебательные движения диска и уменьшает число его качаний.

В целях предотвращения быстрого износа счетчика и правильного его показания необходимо через него пропускать нефтепродукт, не содержащий механических примесей, воды, воздуха и различного рода загрязнений. Для этих целей применяют водогазоотделители. Вода, воздух и загрязнения из нефтепродукта удаляются в водогазоотделителе за счет уменьшения скорости потока и использования центробежной силы.

Наиболее распространенным сооружением для отпуска нефтепродукта в автоцистерны являются автоэстакады. Они оборудуются коллекторами, позволяющими одновременно наливать по три-четыре автоцистерны по одному трубопроводу; насосами для подачи нефтепродуктов; наливными рукавами с необходимой арматурой — запорными вентилями, пружинными клапанами для поддержания заданной скорости и уменьшения гидравлических ударов; фильтрами и счетчиками.

В настоящее время существует автоматическая система налива нефтепродуктов в автоцистерны типа АСН-1. Автоматическая система налива предохраняет от переливов, обеспечивает пожарную безопасность и ряд других мероприятий, связанных с процессом налива.

Налив нефтепродуктов в бочки разной емкости производят в разливочной. Этот вид налива сопровождается значительными потерями нефтепродуктов за счет испарения и пролива.

Для налива нефтепродуктов в бочки применяют стационарные и переносные наливные краны. На рис. 25 показан переносный наливной кран.

Для проверки уровня нефтепродукта во время налива приходится периодически переносный кран вынимать из тары. В этом существенный недостаток этих кранов.

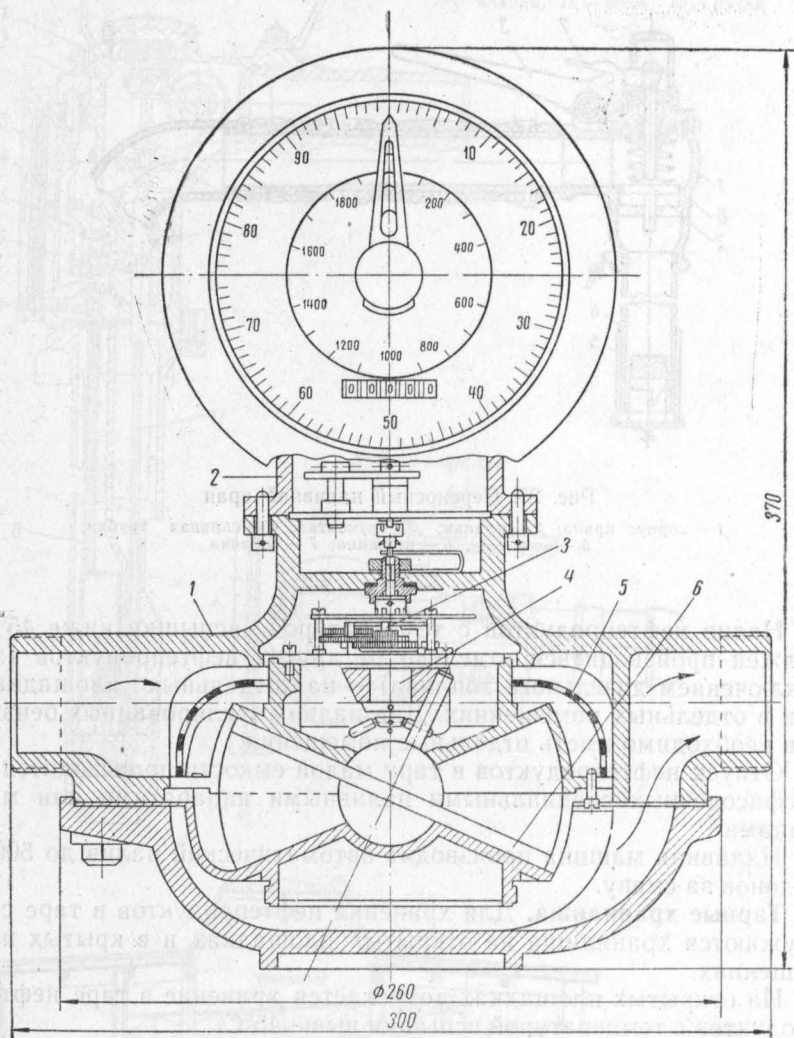


Рис. 24. Бензосчетчик ДБ-40

1 — корпус; 2 — головка; 3 — редуктор и счетный механизм; 4 — приводной вал; 5 — сетка; 6 — измерительная камера с диском

Существуют краны-автоматы, которые обеспечивают автоматическое прекращение налива светлых нефтепродуктов при заполнении тары. На рис. 26 показан автоматический кран-авто-

стоп. Налив нефтепродукта автоматически прекращается при достижении заданного безопасного уровня нефтепродукта в бочке.

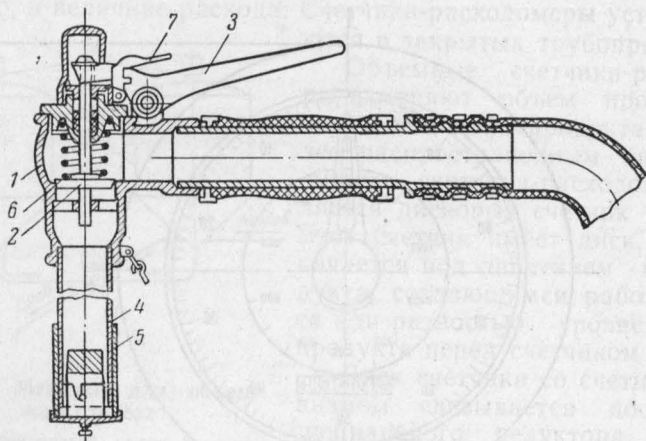


Рис. 25. Переносный наливной кран

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

Налив нефтепродуктов с температурой вспышки ниже 45°C должен производиться отдельно от других нефтепродуктов (за исключением дизельного топлива) — на отдельных площадках или в отдельных помещениях. Для налива этилированных бензинов необходимо иметь отдельные помещения.

Отпуск нефтепродуктов в тару малой емкости производится в расфасовочных специальными наливными аппаратами или машинами.

Наливная машина производит автоматический налив до 5000 бидонов за смену.

Тарные хранилища. Для хранения нефтепродуктов в таре сооружаются хранилища на открытых площадках и в крытых помещениях.

На открытых площадках допускается хранение в таре нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C .

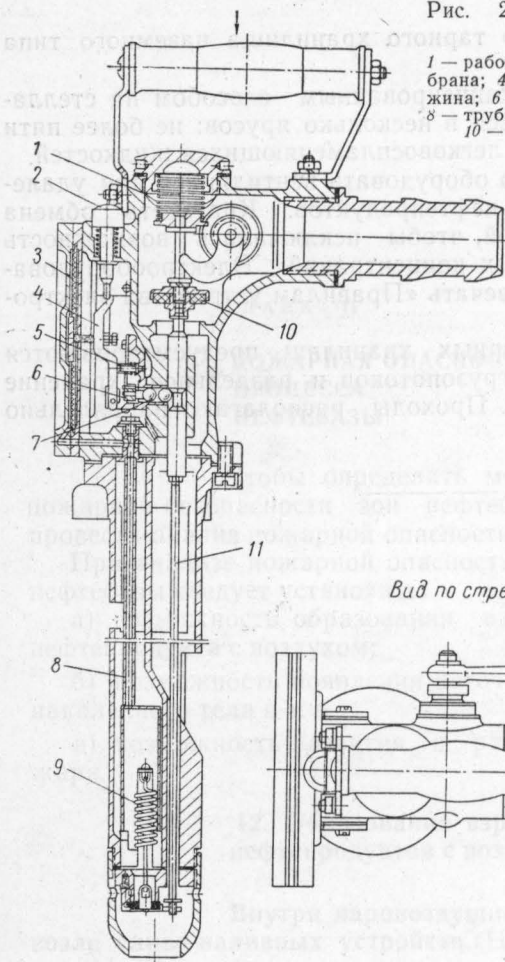
Тарные хранилища строятся наземного, полуподземного и подземного типов.

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°C и ниже должны находиться в хранилищах только наземного ти-

Рис. 26. Наливной кран-автостоп
АК-50-56

1 — рабочая пружина; 2 — кнопка; 3 — мембрана; 4 — рычаг; 5 — установочная пружина; 6 — сухарик; 7 — стопорные шарики; 8 — трубка; 9 — компрессионная камера; 10 — клапан; 11 — шток; 12 — ручка



Вид по стрелке

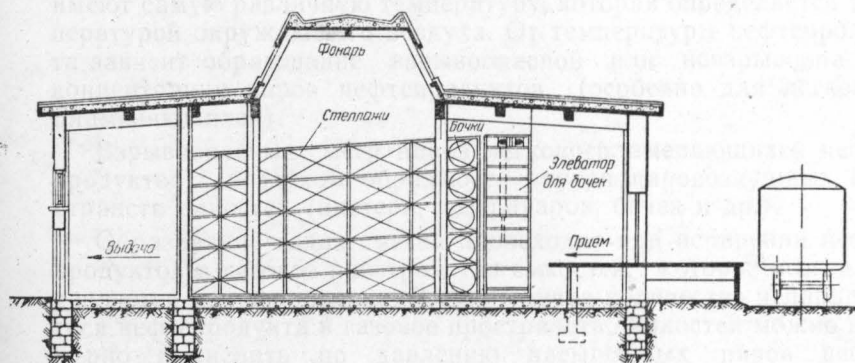
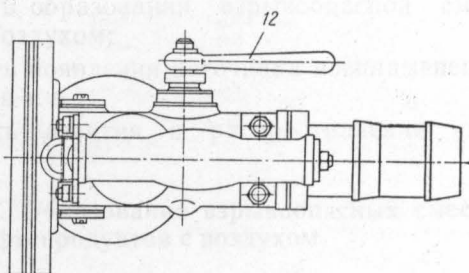


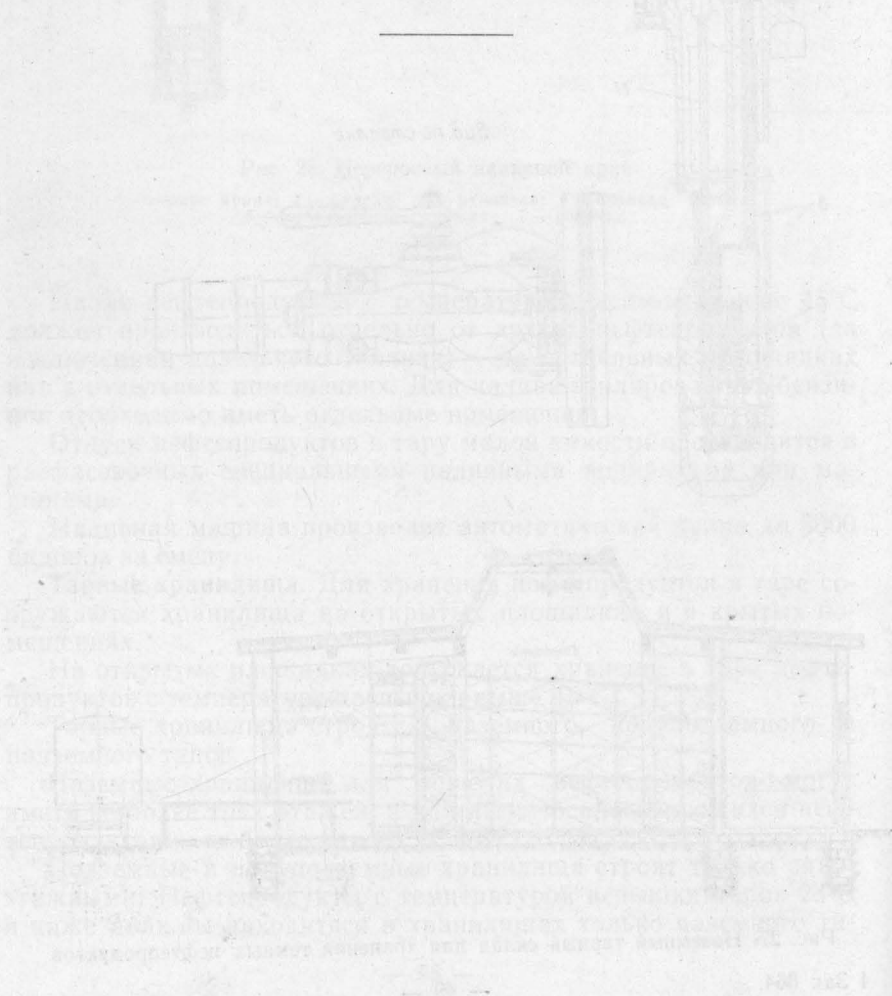
Рис. 27. Наземный тарный склад для хранения темных нефтепродуктов

па. Примерное устройство тарного хранилища наземного типа показано на рис. 27.

Бочки укладывают механизированным способом на стеллажи, которые могут строиться в несколько ярусов: 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 образования взрывоопасных концентраций. Электрооборудование хранилища должно отвечать «Правилам устройства электроустановок»

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



ГЛАВА III

ПОЖАРНАЯ ОПАСНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НЕФТЕБАЗЫ

Чтобы определить мероприятия по обеспечению пожарной безопасности зон нефтебаз необходимо правильно провести анализ пожарной опасности этих зон.

При анализе пожарной опасности технологического процесса нефтебазы следует установить:

а) возможность образования взрывоопасной смеси паров нефтепродукта с воздухом;

б) возможность появления источника воспламенения (искры, накаливаемого тела и т. п.);

в) возможность развития и распространения взрыва и пожара.

12. Образование взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом

Внутри паровоздушного пространства емкостей и возле сливо-наливных устройств. Нефтепродукты, поступающие на нефтебазу отдельными цистернами или целыми маршрутами, имеют самую различную температуру, которая определяется температурой окружающего воздуха. От температуры нефтепродукта зависит образование взрывоопасной или невзрывоопасной концентрации паров нефтепродуктов (особенно для легковоспламеняющихся).

Взрывоопасные смеси паров легковоспламеняющихся нефтепродуктов с воздухом образуются внутри паровоздушных пространств емкостей (цистерн, резервуаров, бочек и др.).

Образование таких смесей происходит при испарении нефтепродуктов в газовое пространство емкостей, которое всегда остается при заполнении. В этом случае количество испарившегося нефтепродукта в газовое пространство емкостей можно примерно вычислить по давлению насыщенных паров нефтепродукта.

Известно, что давление насыщенных паров находится в зависимости от температуры нефтепродукта.

Для ориентировочной оценки давления насыщенных паров бензинов различных марок можно пользоваться правилом Дюринга:

$$\frac{t_1 - t}{\tau_1 - \tau} = C, \quad (15)$$

где t_1, t — температуры бензина, соответствующие двум каким-либо значениям давлений насыщенных паров в °С;
 τ_1, τ — температуры, соответствующие тем же величинам давлений насыщенных паров эталонной жидкости в °С;

C — постоянный коэффициент для данного бензина при расчете по эталонной жидкости.

Если в качестве эталонной жидкости взят нормальный октан, то для всех бензинов $C = 1,14$.

Тогда формуле (15) можно придать вид

$$\tau = \tau_1 + \frac{t - t_1}{1,14}. \quad (16)$$

В табл. 9 приведены данные величин давления насыщенных паров жидкости нормального октана в зависимости от ее температуры.

Таблица 9
Изменение давления насыщенного пара нормального октана в зависимости от температуры

Температура жидкости в °С	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120
Давление насыщенного пара жидкости в мм рт. ст	6	11	20	30	50	80	120	178	251	350	480	629

Если известно давление насыщенного пара бензина при температуре t_1 , то, используя формулу (16) и табл. 9, можно рассчитать давление насыщенного пара при любой другой температуре t бензина.

По давлению насыщенного пара бензина можно вычислить его концентрацию по формуле (12) или (13). На основе известной концентрации паров нефтепродукта возможно оценивать опасность паров в отношении взрыва.

Для установления взрывоопасности паров удобнее пользоваться температурными пределами воспламенения (взрываемости) насыщенных паров нефтепродуктов.

Если температура нефтепродукта находится в интервале температурных пределов воспламенения, то концентрация насыщенных паров, образованная при данных температурах нефтепро-

дукта, является взрывоопасной. Невзрывоопасная концентрация насыщенных паров образуется тогда, когда температура нефтепродукта находится вне температурных пределов воспламенения.

В приложении 9 приведены температурные пределы воспламенения насыщенных паров некоторых нефтепродуктов.

Температуру нефтепродукта можно устанавливать при непосредственном замере ее термометром или по температуре окружающего воздуха.

С колебаниями температуры окружающего воздуха происходит изменение температуры нефтепродукта, а следовательно, и концентрации его паров.

Например, летом в емкостях с бензином А-66 создается невзрывоопасная концентрация паров. Так как летом на большей части территории СССР температура воздуха выше 15°C , что значительно выше верхнего температурного предела воспламенения автобензина А-66, равного -8°C . В условиях зимы (температура -15°C) может создаваться взрывоопасная концентрация паров бензина А-66.

Таким образом, один и тот же нефтепродукт в течение года может иметь различную концентрацию насыщенных паров.

Увеличение температуры одного нефтепродукта приводит к созданию взрывоопасной концентрации паров (например, тракторный керосин), другого — к созданию невзрывоопасной концентрации паров (например, бензин Б-70).

При охлаждении одних нефтепродуктов за счет конденсации насыщенных паров их концентрация становится невзрывоопасной (например, тракторный керосин). При охлаждении других нефтепродуктов образуется взрывоопасная концентрация паров (например, бензин Б-70).

Изменение концентрации насыщенных паров нефтепродукта в зависимости от температуры можно проследить по графику (см. рис. 1).

При наливке нефтепродуктов, особенно бензина, в железнодорожные цистерны, автоцистерны, бочки часть его паров вытесняется, и они с окружающим воздухом могут образовывать взрывоопасные смеси вне газового пространства этих емкостей (возле сливо-наливных эстакад, внутри помещений разливающих).

Величина потерь от испарения бензина при наливке в емкости зависит от условий налива. Опытные данные показывают, что потери от испарения бензина увеличиваются при наливке, если наливной шланг не доходит до дна цистерны. Потери бензина от испарения уменьшаются, когда наливной шланг опускается до дна цистерны.

Например, когда наливной шланг опущен до дна цистерны, потери от испарения (автобензина А-56) составляют $0,1575 \text{ кг/м}^3$ налитого бензина, против $0,88 \text{ кг/м}^3$, когда наливной шланг не доходит до дна цистерны на $1,6 \text{ м}$.

Таблица 10
Потери при наливке бензина
в железнодорожные цистерны типа 4

Продолжи- тельность на- лива в мин	Скорость заполне- ния в л/ч	Темпера- тура бен- зина в °С	Потери в кг на 1 м³ налитого бензина
20	7,8	7	0,403
22	7,09	5,5	0,345
24	6,5	18	0,605
23	6,78	23	0,504
33	4,78	23	0,495
59	2,64	23	0,497

Потери от испарения бензина при его наливке в железнодорожные цистерны указаны в табл. 10.

Из табл. 10 видно, что потери при наливке в железнодорожные цистерны мало изменяются от изменения скорости налива.

В то же время следует отметить, что скорость испарения бензина и величина парциального давления вытесняемых паров зависит от температуры нефтепродукта и температу-

ратуры стенок цистерн. Повышение температуры нефтепродукта и нагрев стенок цистерн от солнечных лучей перед наливом увеличивает потери во время налива, а следовательно, увеличивается и количество взрывоопасной смеси возле сливо-наливных устройств.

В помещениях насосных станций и узлов задвижек. При нормально герметизированном состоянии сальников насосов и задвижек, трубопроводной арматуры во время перекачек возможны незначительные утечки нефтепродуктов.

За счет испарения выходящего нефтепродукта могут образоваться взрывоопасные смеси у мест утечек или в отдельных зонах помещений.

Величину утечек через сальники, находящиеся в нормальном состоянии при перекачках нефтепродуктов, можно вычислить по формуле Бакинского НИЛОТ ВЦПС:

$$G = K \sqrt{P}, \quad (17)$$

где G — количество выходящего нефтепродукта через сальник на 1 мм смоченного периметра вала в г/ч;

K — коэффициент, определяемый опытным путем;

P — давление, создаваемое при перекачках.

Если перекачка осуществляется центробежным насосом, то для бензина и керосина коэффициент K принимается равным 2, при перекачке поршневым насосом коэффициент K для этих же нефтепродуктов принимается равным 2,5.

При безаварийной работе агрегатов концентрацию паров нефтепродукта можно подсчитать по формуле

$$G_{\text{вс}} = \frac{G}{V_{\text{в}}}, \quad (18)$$

где $V_{\text{в}}$ — воздухообмен в помещении в м³/ч.

Величина воздухообмена находится из соотношения

$$V_{\text{в}} = vl,$$

где v — объем помещения в м^3 ; l — кратность воздухообмена в объем/ч.

В практике концентрацию паров нефтепродуктов определяют анализом проб воздуха помещения, взятого у мест скопления паров нефтепродуктов.

Если при перекачках нефтепродуктов, особенно бензина и нефти, через образовавшиеся неплотности выходит продукт из агрегата в виде струи, то он, испарившись, может создать с воздухом взрывоопасные смеси в части объема помещения или в объеме всего помещения.

Время образования взрывоопасной смеси паров нефтепродукта с воздухом в отдельных зонах или объеме всего помещения определяется количеством испаряющегося нефтепродукта, скоростью его испарения, интенсивностью конвективных токов и воздухообмена.

При подогреве нефтепродуктов. Для слива и перекачки вязких нефтепродуктов (мазута, масла и др.) необходим предварительный подогрев.

При подогреве нефтепродуктов взрывоопасные смеси образуются тогда, когда нефтепродукт нагревается до температуры вспышки. При этой температуре с поверхности нефтепродукта испаряется такое количество паров, которое способно образовать с воздухом взрывоопасную смесь во всем объеме газозаполненного пространства емкостей (цистернах, резервуарах).

Если подогретый нефтепродукт с температурой выше его температуры вспышки будет выходить через неплотности в сооружениях, установках, то пары нефтепродукта в момент его выхода могут образовать с воздухом местную взрывоопасную смесь. Большая часть выходящего нагретого нефтепродукта не успевает при этом испариться и стекает по сооружению на площадку.

При хранении нефтепродуктов в резервуарах. Малые «дыхания» резервуара. При эксплуатации резервуаров происходят потери паров нефтепродуктов в атмосферу через дыхательные клапаны. Пары из резервуара выходят при нагревании нефтепродукта окружающим воздухом, который, в свою очередь, нагревается от периодического воздействия солнечной радиации. В результате нагрева увеличивается испарение нефтепродукта, что приводит к повышению давления паров. Исследования показывают, что за пределами диффузионного слоя возникающие конвекционные токи, благодаря температурным перепадам, выравнивают концентрации паров по объему газового пространства. В этом случае парциальное давление паров в любой момент практически одинаково по всему объему газового пространства резервуара.

Ежесуточные колебания температуры и парциального дав-

ления паров нефтепродукта в газовом пространстве вызывают изменения абсолютного давления и малые «дыхания» резервуара через дыхательные клапаны. За счет испарения нефтепродукта при его нагревании (особенно поверхностного слоя) в газовом пространстве увеличивается давление, когда оно станет выше величины давления, соответствующего нагрузке дыхательного клапана, он открывается и паровоздушная смесь вытесняется из газового пространства резервуара («выдох»).

Абсолютное давление в газовом пространстве резервуара во время «выдоха» остается практически постоянным:

$$P_r = P_6 + P_k, \quad (19)$$

где P_r — абсолютное давление в газовом пространстве резервуара во время выдоха в кг/м^2 ;

P_6 — барометрическое давление в кг/м^2 ;

P_k — избыточное давление в газовом пространстве резервуара, соответствующее нагрузке клапана давления в кг/м^2 .

Если снижается температура окружающего воздуха, то происходит понижение температуры газового пространства и температуры поверхностного слоя нефтепродукта.

Когда температура газового пространства станет ниже температуры нефтепродукта, наступает конденсация паров, что приводит к понижению его парциального давления, а следовательно, и уменьшению абсолютного давления в газовом пространстве резервуара. При достижении разрежения, соответствующего нагрузке вакуумного клапана, он открывается и происходит всасывание окружающего воздуха в газовое пространство резервуара («вдох»).

Всасывание окружающего воздуха продолжается до тех пор, пока температура газового пространства и парциальное давление паров нефтепродукта не достигнут минимальных значений.

Во время «вдоха» абсолютное давление P_{r_1} в газовом пространстве остается неизменным и равно:

$$P_{r_1} = P_6 - P_{в.к}, \quad (20)$$

где $P_{в.к}$ — вакуум в газовом пространстве резервуара, соответствующий нагрузке вакуумного клапана в кг/м^2 .

Таким образом, за счет суточного колебания температур окружающего воздуха и нефтепродукта происходит или выпуск паровоздушной смеси из резервуара или впуск внутрь него воздуха.

Этот процесс и принято называть малым «дыханием» резервуара.

В результате малых дыханий резервуара происходит потеря нефтепродуктов, которая увеличивается с увеличением газового пространства.

Зависимость потери бензина от высоты газового пространства резервуара (коэффициент лучепоглощения 0,65, южная зона СССР, июнь) приведена на графике (рис. 28).

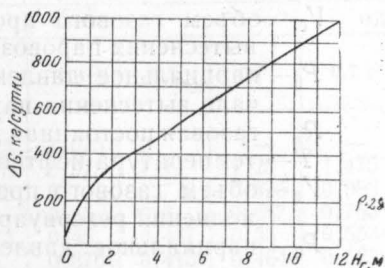


Рис. 28. График зависимости потерь бензина от высоты газового пространства при малых дыханиях резервуара

При выходе пары нефтепродукта удаляются из резервуара и образуют с воздухом взрывоопасные смеси, если до выдоха концентрация паров была выше ВКПВ или в концентрационных пределах воспламенения.

При конденсации паров нефтепродукта уменьшается их концентрация внутри резервуара и становится взрывоопасной, если до вдоха в резервуаре концентрация паров была выше ВКПВ или в концентрационных пределах воспламенения.

Расчеты показывают, что в летних условиях за счет малых дыханий резервуара емкостью 5000 м^3 с коэффициентом наполнения 0,5 количество выходящих паров бензина из резервуара в 1 мин может создать около 10 м^3 взрывоопасной смеси паров бензина с воздухом. Нужно отметить, что количество этой взрывоопасной смеси за счет рассеивания паров может уменьшиться, но это несколько не снижает пожарной опасности резервуарного хранения нефтепродуктов.

Большие «дыхания» резервуара. Если резервуар с дыхательным клапаном наполняется нефтепродуктом, то при этом вначале происходит сжатие паровоздушной смеси до давления $P_6 + P_k$ (в случае $P_r < P_6 + P_k$), при котором открывается дыхательный клапан и затем вытесняется паровоздушная смесь из резервуара в атмосферу («выдох» резервуара).

При сливе нефтепродукта внутрь резервуара через дыхательный клапан поступает окружающий воздух («вдох» резервуара).

«Выдох» и «вдох» резервуара при наполнении и сливе (опорожнении) нефтепродукта называют «большим дыханием» резервуара.

При больших дыханиях (наполнении) в зоне резервуарного парка может образоваться значительный объем взрывоопасной смеси паров нефтепродукта (бензина) с воздухом.

Для приближенного вычисления весового количества паров, вытесняемых в атмосферу при наполнении резервуара нефтепродуктом, можно пользоваться формулой

$$\Delta G = \frac{V_0}{R_n T} \left(P_r z x j + P_0 - \frac{V_2}{V_0} P_2 \right), \quad (21)$$

где V_0 —объем газового пространства резервуара в начале вытеснения паровоздушной смеси в м^3 ;

P_0 —парциальное давление паров нефтепродукта в начале вытеснения паровоздушной смеси в кг/м^2 ;

R_n —газовая постоянная паров нефтепродукта в $\text{кгМ/кг}^\circ\text{С}$;

T —температура нефтепродукта в $^\circ\text{К}$;

V_2 —объем газового пространства после окончания заполнения резервуара в м^3 ;

P_2 —парциальное давление паров нефтепродуктов после окончания наполнения резервуара в кг/м^2 (в первом приближении можно принять равным давлению насыщенного пара при данной температуре нефтепродукта);

P_r —абсолютное давление в газовом пространстве в кг/м^2 ;

x —безразмерный параметр, определяющий ход процесса насыщения газового пространства при наполнении резервуара нефтепродуктом;

z —безразмерный параметр;

j —величина, зависящая от параметров x и z (в случае заполнения резервуара на 90—95%).

Параметр x вычисляется по формуле

$$x = \frac{n F_n R_n T}{q} \left(1 - \frac{P_{н.п}}{P_r} \right), \quad (22)$$

где n —коэффициент испарения в ч^{-1} (для бензинов при наполнении и сливе резервуаров в среднем можно брать $n = 1,2 \cdot 10^{-4} \text{ч}^{-1}$);

F_n —площадь зеркала нефтепродукта в м^2 ;

q —скорость наполнения нефтепродукта в резервуар в $\text{м}^3/\text{ч}$.

$P_{н.п}$ —давление насыщенных паров нефтепродукта при температуре $T^\circ\text{К}$ в кг/м^2 .

Таблица 11

Парциальное давление паров бензина в зависимости от безразмерного параметра y

y	P_0 в кг/м^2	y	P_0 в кг/м^2
0,1	427,4	2	2649,8
0,3	889,4	2,5	2983,6
0,5	1209,6	3	3010,7
0,7	1492,9	3,5	3104,7
1	2018,6	4	3190
1,5	2466,3		

Параметр z вычисляется по следующему выражению:

$$z = \frac{P_{н.п} - P_0}{P_r - P_0}. \quad (23)$$

Если резервуар заполняется сразу после слива бензина, то его парциальное давление можно установить по табл. 11.

Безразмерный параметр y , определяющий ход процесса насыщения газового пространства при сливе, вычисляется по формуле

$$y = \frac{n F_n R_n T}{q}. \quad (24)$$

Величина j в зависимости от безразмерных параметров x и z

x	z							
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
0	1	1,1	1,25	1,425	1,675	2	—	—
0,5	0,675	0,738	0,8	0,875	0,975	1,1	1,25	1,475
1	0,5	0,538	0,575	0,625	0,7	0,775	0,875	0,988
1,5	0,4	0,438	0,463	0,5	0,55	0,6	0,687	0,753
2	0,325	0,35	0,375	0,413	0,45	0,487	0,55	0,653
2,5	0,287	0,3	0,325	0,35	0,376	0,413	0,464	0,525
3	0,25	0,263	0,287	0,313	0,337	0,363	0,4	0,462

В табл. 12 даны значения j в зависимости от x и z .

Перед сливом нефтепродукта из резервуара его газовое пространство обычно почти полностью насыщено парами. При сливе нефтепродукта увеличивается газовое пространство резервуара, находящиеся в нем пары разбавляются воздухом, входящим через вакуумный клапан, и концентрация их уменьшается.

Если концентрация паров нефтепродукта в газовом пространстве резервуара до начала слива была выше верхнего концентрационного предела воспламенения (невзрывоопасная), то при сливе за счет разбавления воздухом она становится взрывоопасной. Такая концентрация паров создается при большой производительности откачки нефтепродукта из резервуара. При малой производительности откачки концентрация паров нефтепродукта во время слива может оставаться невзрывоопасной, если до слива концентрация паров была выше верхнего концентрационного предела воспламенения.

13. Причины появления утечек нефтепродуктов

Наибольшая пожарная опасность нефтепродуктов возникает тогда, когда образование взрывчатых концентраций паров происходит за счет испарения вытекающего нефтепродукта через неплотности во фланцевых соединениях трубопроводов и сливо-наливных коллекторов, в узлах задвижек, в местах присоединения трубопроводов к насосам.

Неплотности в резервуарах могут быть в боковых стенках и в днище, в сварных швах между стальными листами, в резервуарных задвижках, в местах, где присоединяются приемо-раздаточные патрубки, сифонные краны, перепускные устройства.

Неплотности появляются в результате механических и химических воздействий.

К механическим воздействиям можно отнести сверхрасчетные давления, возникающие в трубопроводах при перекачках с нарушением режима работы насоса, гидравлические удары, температурные напряжения, вибрация трубопроводов.

Повышенное давление в трубопроводе и сливо-наливном коллекторе может образоваться в момент подачи поршневым насосом нефтепродукта при частично открытых или закрытых задвижках на сливо-наливном коллекторе, трубопроводах.

Неплотности могут появиться также при слабой затяжке фланцевых соединений.

Гидравлические удары часто являются причиной появления неплотностей. Они возникают при быстром открывании или закрывании задвижек на трубопроводах, подающих нефтепродукт на эстакаду, в резервуары, разливочную. Нередко гидравлические удары приводят к авариям трубопроводов и насосов.

Вибрация при работе насосов, трубопровода и коллектора приводит к нарушению плотности фланцевых соединений и даже к их поломке.

Неплотности в соединительных частях устройств появляются и в результате температурных воздействий. Сливо-наливные устройства находятся на открытом воздухе, и воздействие низких температур приводит к уменьшению ударной вязкости стали, которая становится хрупкой и чувствительной к незначительному повышению давления, гидравлическому удару или динамическому воздействию, в результате которых может наступить образование трещин и разрывы коллектора или трубопровода, подсоединенного к нему.

Химическое воздействие нефтепродукта приводит к коррозии задвижек, трубопроводов, коллектора, насосов, особенно в местах фланцевых и сальниковых соединений, прокладок, швов, стенок и днища резервуаров.

Химическая коррозия может происходить за счет воздействия кислорода воздуха и сероводорода, находящегося в растворенном виде в сернистых нефтепродуктах (сернистые нефти). От кислородной коррозии происходит образование ржавчины металла, а от сероводородной — сульфидов железа.

В результате этой коррозии происходит утоньшение стенок коллектора, трубопроводов, задвижек, что ведет к потере прочности указанных устройств.

Разрушение материала стенок трубопроводов может происходить и за счет электрохимической коррозии. К этому виду коррозии относится атмосферная коррозия. В присутствии влаги на поверхности коллекторов, трубопроводов образуется тонкая пленка с растворенным в ней воздухом и примесями, присутствующими в атмосфере. Эта пленка влаги и является электролитом. В этом случае разрушение металла происходит в электролите.

14. Источники воспламенения

При технологических операциях налива и слива нефтепродуктов могут появиться источники воспламенения (зажигания) в виде искр, образующихся от механических воздействий (ударов, трения и т. п.), разрядов статического и атмосферного электричества, теплоты электрической энергии, которая возникает при коротком замыкании, перегрузках, больших переходных сопротивлениях и др.

Источником зажигания может быть самовозгорание сульфидов железа, образующихся на внутренней поверхности сливо-наливных коллекторов, трубопроводов, на стенках резервуаров и другого оборудования.

Искры, возникающие при использовании стальных инструментов. Во время ремонтных работ и технического обслуживания насосов, резервуаров, сооружений, устройств и других объектов нефтебазы могут возникать искры, когда применяют стальные инструменты (молотки, зубила, ключи и т. п.).

Искры, которые образуются во время использования стального инструмента, резкого открывания и закрывания крышки люка резервуара, неправильного опускания стальной ленты для измерения нефтепродукта в резервуаре, могут иметь различную температуру и обладать более или менее значительным запасом тепла.

Чтобы судить об искре в момент ее образования как об источнике зажигания, необходимо знать параметры искры, при которых она способна воспламенить взрывоопасную смесь. Учитывая трудность определения параметров искр, возникающих при ударах и других механических воздействиях, все искры рассматриваются как источники зажигания независимо от их температуры, запаса тепла и времени их жизни.

Статическое и атмосферное электричество. Заряды статического электричества накапливаются, когда отсутствует сплошная цепь заземления стальных частей сливо-наливных устройств и резервуаров, значительная скорость движения потока нефтепродуктов при перекачках, влажность окружающей среды ниже 60%.

Рост потенциала статического электричества может привести к искровому разряду. В этом случае искра будет являться источником зажигания.

Минимальная величина энергии статического разряда, необходимая для зажигания взрывоопасной смеси паров нефтепродуктов с воздухом, будет зависеть от состава взрывоопасной смеси, от ее температуры, напряжения статического электричества и других факторов.

Источником зажигания взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов могут быть прямые удары молнии и вторичные ее проявления.

Прямые удары молнии в корпус резервуара и другие сооружения приводят к проплавлению и нагреву металла, что может вызвать загорание паровоздушной смеси паров нефтепродуктов.

В момент разряда молнии на землю происходит нейтрализация зарядов, которые образуются за счет электростатической индукции на сооружениях и стремятся перейти в землю. В тех местах, где между отдельными частями сооружения нет единой цепи соединения, при переходе зарядов могут возникнуть искры.

При ударах молнии на землю в металлических контурах, образованных из трубопроводов, воздухопроводов, проводов, кабелей или других сооружений, возникает электродвижущая сила за счет электромагнитной индукции.

Если контуры незамкнуты или имеют плохие контакты в соединениях, например во фланцах трубопроводов, то в этих местах может образоваться искровой разряд.

Теплота электрической энергии. При работе электродвигателей или электрогрелок происходит разогрев тех мест в соединениях электрооборудования, ответвлений и оконцеваний проводников, где имеются большие переходные сопротивления. Эти переходные сопротивления образуются в местах сильно суженных, что увеличивает сопротивление протеканию тока при переходе с одного контакта на другой.

Величина переходного сопротивления контакта увеличивается с уменьшением силы, которая сжимает контакты.

Разнородный материал, используемый для контактов, грубая обработка поверхностей контактов и их окисленность также приводит к увеличению переходного сопротивления. Окислению контактов способствует влажность окружающего воздуха, химическое воздействие паров нефти и нефтепродуктов, особенно тех, которые содержат сероводород.

При работе электрооборудования также возможны искрения, возникающие в местах плохого контакта соединений, и образование электрических дуг при отключении электроустановок.

Самовозгорание сульфидов железа. Сульфиды железа, образующиеся на стенках трубопроводов, коллекторов, в узлах задвижек, представляют собой пористые вещества, которые обладают способностью окисляться на воздухе с выделением значительного количества тепла. Это тепло разогревает сульфиды железа до их самовозгорания.

Если в момент разогревания сульфида железа смесь паров нефтепродукта с воздухом станет взрывоопасной, то произойдет ее воспламенение со взрывом.

Взаимодействие воздуха с сульфидами железа возможен при ремонте сливно-наливных устройств, насосов, узлов задвижек, резервуаров и других сооружений.

15. Условия, способствующие развитию и распространению пожара

Если в зонах нефтебазы образовались взрывоопасные смеси паров нефтепродуктов с воздухом и появились источники зажигания, то возможно загорание и возникновение пожара. Вначале пожар может иметь небольшие размеры, но при соответствующих условиях его размеры могут увеличиваться. К таким условиям можно отнести наличие большого количества нефтепродуктов, которое сосредоточивается при хранении, наливке и сливе; наличие подтеков и разлива нефтепродуктов на площадке эстакады, в помещениях насосной и узлов задвижек разливочных; недостаточность противопожарных разрывов от сооружений зон до соседних зданий и сооружений нефтебазы; отсутствие между желобами и сливным резервуаром гидравлического затвора (при открытом сливе нефтепродуктов); выполнение эстакады из сгораемых материалов; недостаточная степень огнестойкости зданий и сооружений; отсутствие или неисправное состояние стационарных и первичных средств пожаротушения; незнание обслуживающим персоналом, как пользоваться имеющимися средствами пожаротушения.

Теплота, выделяющаяся из небольшого очага пожара, может воздействовать на сооружения, подвергая их деформации и разрушению. Это в свою очередь приводит к аварии резервуара и разливу нефтепродуктов по территории нефтебазы, а следовательно, и распространению пожара.

Если до пожара в емкостях с нефтепродуктом концентрация паров была ниже НКПВ, то за счет увеличения испарения от нагрева лучистой энергией или непосредственным воздействием пламени в них создается взрывоопасная концентрация паров, что создает угрозу взрыва и распространения пожара на большую территорию. Если при пожаре внутри емкостей находится концентрация паров нефтепродуктов выше верхнего концентрационного предела воспламенения, то усиление испарения от теплоты пожара приводит к выходу значительных количеств паров нефтепродукта из люков цистерн, резервуаров и тогда возле них образуется местная взрывоопасная смесь, которая также создает угрозу взрыва.

Взрыв таких смесей приводит к разрушению цистерн, сливо-наливных устройств резервуаров, а следовательно, к разливу нефтепродуктов и распространению пожара, особенно когда вокруг резервуаров отсутствует обвалование. Пожар также может распространиться на значительную территорию нефтебазы, если горящий нефтепродукт, например, с площадки эстакады может попадать через отводные лотки трубы, канавы и производственно-ливневую канализацию. Это возможно тогда, когда между отводными лотками, трубами, канавами и произ-

водственно-ливневой канализацией отсутствуют гидравлические затворы.

Если здания и сооружения имеют недостаточную степень огнестойкости или между ними отсутствуют соответствующие разрывы, то при пожаре, например, в районе сливо-наливных устройств от воздействия лучистой энергии или непосредственного действия пламени горящего нефтепродукта могут загораться соседние здания и сооружения.

Пожар, возникший в помещениях насосной или узлов задвижек, может распространиться на другие здания и сооружения, если горящий нефтепродукт при отсутствии гидрозатвора попадает в канализацию.

ГЛАВА IV

ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

16. Планировка территории нефтебазы

Выбор территории под нефтебазу должен производиться с учетом расположения ближайших населенных пунктов, промышленных предприятий и таким образом, чтобы пары нефтепродуктов не могли относиться при господствующих ветрах в сторону указанных объектов.

На территории нефтебазы резервуарный парк следует располагать так, чтобы нефтепродукты самотеком подавались на причалы (водные нефтебазы), эстакады для налива в железнодорожные цистерны и автоцистерны, в разливочные и отдельные автоколонки.

Если резервуарный парк нефтебазы размещается на площадке с отметкой более высокой, чем отметка территорий населенного пункта, промышленного предприятия и железнодорожного полотна организованного движения поездов, то следует предусмотреть мероприятия (например, обвалование), предотвращающие растекание нефтепродуктов при возможных авариях резервуаров и трубопроводов в сторону территории населенного пункта, промышленного предприятия или железнодорожного полотна. Это мероприятие проводится в том случае, когда площадка резервуарного парка находится на расстоянии менее 200 м от населенных пунктов, промышленного предприятия и железнодорожного полотна.

Чтобы исключить разлив нефтепродуктов при аварии резервуаров, следует возводить возле одного или группы резервуаров сплошной земляной вал или несгораемую ограждающую стенку. Емкость такого ограждения и размеры земляного вала или стенки определяются нормами.

Производственные здания, сооружения, установки, связанные с технологическими операциями приема, отпуска и хранения нефтепродуктов, по их степени пожарной опасности делятся на пять категорий производства: А, Б, В, Г, Д (приложение 1). В зависимости от емкости нефтебазы, необходимо соблюдать противопожарные разрывы между зданиями или сооруже-

ниями с категорией производства А, Б и В и соседними предприятиями, жилыми и общественными зданиями и другими объектами. Величины этих разрывов устанавливаются соответствующими нормами (приложение 2).

Нефтебаза, сооружаемая у берега реки, на случай аварии резервуаров и разлива нефтепродуктов не должна угрожать другим объектам и сооружениям, размещающимся на реке. Поэтому нефтебаза, как правило, располагается по течению реки ниже пристаней, речных вокзалов, гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительных и ремонтных заводов и мостов на расстоянии не менее 300 м. Это расстояние не соблюдается, если территория нефтебазы располагается от берега реки на расстоянии более 200 м.

В некоторых случаях нефтебазу можно располагать и выше по течению реки от гидростанций, гидротехнических сооружений, промышленных предприятий, судоремонтных заводов, речных вокзалов и мостов на расстоянии не менее 5000 м для нефтебаз I категории и не менее 3000 м для нефтебаз II и III категории.

На водных нефтебазах должна быть обеспечена необходимая для подхода нефтеналивных судов к причалу глубина прилегающей акватории реки и наименьшая длина трубопроводов от причала к резервуарным емкостям нефтебазы.

Здания и сооружения нефтебазы рекомендуется размещать по зонам.

Чтобы обеспечить пожарную безопасность, необходимо между наземными резервуарами и соседними зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории нефтебазы, соблюдать противопожарные разрывы. Эти разрывы также должны выдерживаться между железнодорожными сливо-наливными устройствами или сливо-наливными причалами и прочими зданиями нефтебазы с учетом их степени огнестойкости. Противопожарные разрывы необходимо соблюдать между автоэстакадами или стоянками для налива автоцистерн и другими зданиями и сооружениями нефтебазы (приложения 3, 4 и 5).

На территории нефтебазы кроме зданий и сооружений, приведенных в приложениях 3, 4 и 5, могут размещаться другие здания, сооружения и закрытые склады для нефтепродуктов, степень огнестойкости которых и категория производств могут быть самыми различными.

В этом случае противопожарные разрывы между двумя зданиями и сооружениями (кроме зданий и сооружений, указанных в приложениях 3, 4 и 5) устанавливаются, исходя из степени их огнестойкости по наиболее опасной категории производства, размещенного в одном из зданий (приложение 6).

Противопожарные разрывы позволяют на случай пожара предотвращать его распространение с одного здания или сооружения на другое.

Нефтебаза должна соединяться с дорогами общего пользования проездами шириной не менее 6 м с твердым покрытием. Нефтебаза I категории должна иметь не менее двух выездов на дорогу общего пользования или на тупиковые подъезды к базе. На нефтебазах II и III категории допускается устраивать один выезд. На территории нефтебазы ко всем сооружениям и зданиям должны быть устроены подъезды. В районе резервуарного парка сеть дорог и проездов для противопожарных целей делается кольцевой. На территории нефтебазы для пожарных автомашин допускается устройство мостов и переездов только из негоряемых материалов. Ширина дорог и проездов на территории нефтебазы должна быть не менее 3,5 м.

Нефтебазы I и II категории должны быть оборудованы противопожарным водоснабжением. На нефтебазах III категории допускается взамен противопожарного водопровода устраивать противопожарные водоемы или резервуары с подачей воды мотопомпами или автонасосами. В этом случае количество водоемов или резервуаров должно быть не менее двух. Для определения емкости каждого водоема или резервуара и размещения их от обслуживаемых объектов следует руководствоваться нормами. Расход воды на пожаротушение, охлаждение резервуаров с нефтепродуктами, расход пенопорошка, установка пожарных насосов в насосных станциях, устройство внутреннего противопожарного водопровода устанавливаются по «Техническим условиям и нормам по проектированию и эксплуатации устройств по тушению пожаров нефтепродуктов в резервуарах» и по «Строительным нормам и правилам».

17. Уменьшение образования количества взрывоопасной смеси паров нефтепродуктов с воздухом

При сливе и наливе легковоспламеняющихся нефтепродуктов (например, бензинов) практически невозможно устранить образование взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом. В этом случае нужно идти по пути разработки мероприятий, уменьшающих образование объема взрывчатой смеси.

Если производится слив и налив нефтепродуктами цистерн, то одновременное их количество должно быть не более предусмотренных

Таблица 13

Количество цистерн одновременного слива и налива на нефтебазах

Емкость нефтебазы в м³	Количество цистерн для	
	темных нефтепродуктов и масел	светлых нефтепродуктов
До 1500	1	1
1500—6000	1	2—4
6000—30 000	2	5—8
Свыше 30 000	Половина маршрутного или маршрутный состав	

не более предусмотренных правилами технической эксплуатации нефтебаз (табл. 13).

Чтобы устранить утечки в соединениях сливо-наливных устройств, необходимо уплотнить и герметизировать фланцевые соединения. Для этой цели используют прокладки из таких материалов, которые не разрушаются от воздействия нефтепродуктов и выдерживают прижимающее усилие, создаваемое болтами во фланцевых соединениях. Для уплотнения этих соединений прокладками необходимо, чтобы внутреннее давление нефтепродукта в указанных устройствах было ниже давления, которое создается силой прижимающих устройств соединительных частей

$$P_c \geq P_{в.л} \frac{\pi d^2}{4}, \quad (25)$$

где P_c — прижимающая сила соединяемых частей в кГ ;
 $P_{в.л}$ — внутреннее давление, создаваемое при перекачках нефтепродуктов, в кГ/см^2 ;

d — диаметр прокладки, по которой действует внутреннее давление, в см .

Прижимающая сила, необходимая для герметизации, создается соответствующей нагрузкой болтового соединения. Прилагаемая нагрузка сминает прокладочный материал, который и заполняет все неровности во фланцевых соединениях трубопроводов, коллекторов, патрубков резервуаров.

Нагрузка на болты для смятия прокладки $P_{см}$ вычисляется по формуле

$$P_{см} \geq \sigma F,$$

где σ — удельное давление на смятие прокладки, зависящее от материала прокладки, в кГ/см^2 ;

F — площадь кольца прокладки в см^2 .

Площадь кольца прокладки $F = \frac{\pi}{4} (d_n^2 - d_v^2)$, где d_n — наружный диаметр прокладки и d_v — внутренний диаметр прокладки.

Устранение утечек при работе насосов, открывании и закрывании задвижек достигается уплотнением сальниковых набивок. Для набивок служат пенька, асбест, фтороорганические соединения и др.

Расчет толщины слоя сальниковой набивки производят по эмпирической формуле

$$\delta = \beta \sqrt{d},$$

где δ — толщина слоя сальниковой набивки в мм ;

β — коэффициент 1,5 ÷ 2,5;

d — диаметр вала в мм .

Наибольшая толщина слоя набивки принимается для быстро вращающихся валов.

Для качественного уплотнения сальниковых набивок необходимо выбирать материал набивки, не разрушающийся от нефтепродукта и повышенной температуры при перекачках подогретых нефтепродуктов.

При эксплуатации резервуаров также нельзя полностью устранить образование взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом.

При больших и малых «дыханиях» резервуаров в окружающий воздух всегда выделяются пары нефтепродуктов, а следовательно, и образуются взрывоопасные смеси в зоне резервуарного хранения.

Анализ зависимости потерь нефтепродуктов от высоты газового пространства резервуара (см. рис. 28) показывает, что при хранении потери увеличиваются с уменьшением степени заполнения резервуара, т. е. с увеличением его газового пространства.

Поэтому, для того чтобы уменьшить выход паров при малых дыханиях, необходимо резервуар заполнять нефтепродуктом на полную емкость.

На величину выхода паров при малых дыханиях резервуара влияет его окраска. Увеличение коэффициента поглощения солнечных лучей внешней поверхностью резервуара приводит к увеличению амплитуды суточных колебаний температуры газового пространства и температуры поверхности нефтепродукта. Это в свою очередь увеличивает количество выходящих паров нефтепродукта из резервуара.

Чтобы уменьшить коэффициент поглощения солнечных лучей, необходимо внешнюю поверхность резервуара окрашивать в цвет, обладающий меньшим коэффициентом поглощения солнечных лучей.

Для окраски резервуаров может применяться состав из сухих цинковых белил — 56%, олифы — 33,3%, сиккатива — 0,1%, льняной олифы — 10,6% или алюминиевая краска, которая при ручной окраске составляется из расчета на 100 м² окрашиваемой поверхности из следующих компонентов: 0,5 кг алюминиевой пудры и 4,5 кг олифы или 5 кг алюминиевой пудры, 16,9 кг лака № 117 и 3,1 кг уайт-спирита или лакового керосина.

Если окраска производится краскопультом, то алюминиевая краска накладывается в три слоя: грунтовка (лак и уайт-спирит), первый слой алюминиевой краски (лак, алюминиевая пудра и уайт-спирит), второй слой алюминиевой краски (того же состава).

Опыты показывают, что у свеженанесенной алюминиевой краски коэффициент лучепоглощения 0,16, а у подвергшейся атмосферному влиянию доходит до 0,65. Поэтому необходимо через определенные промежутки времени возобновлять окраску резервуаров.

Наружные поверхности резервуаров перед окраской следует тщательно очищать от ржавчины, окалины, пыли, грязи, жирных пятен и влаги.

Окраска резервуаров предохраняет их и от атмосферной коррозии.

Для уменьшения выхода паров при малых «дыханиях» можно использовать теплоизоляцию крыши и корпуса резервуара. Теплоизоляция должна выполняться из негоряемых теплоизоляционных материалов, накладываемых непосредственно на крышу и корпус резервуара.

Постановка экранов из листового материала (например, из асбофанеры) также уменьшает количество выхода паров при малых «дыханиях» резервуара. Экраны крепятся на некотором удалении от поверхности резервуара.

В жарких районах необходимо применять водяное охлаждение резервуаров. При этом надо помнить, что нарушение окраски приводит к быстрой коррозии крыши и корпуса резервуара.

Хранение нефтепродуктов в резервуарах под давлением уменьшает количество выходящих паров при малых «дыханиях». При конструировании таких резервуаров учитывают внутреннее избыточное давление, а максимальный вакуум принимают таким, какой может выдержать рассчитанный этим способом резервуар.

При наполнении резервуаров нефтеналивных судов количество выходящих паров повышается с увеличением парциального давления паров нефтепродукта в момент наполнения и с уменьшением скорости наполнения емкостей. Чтобы уменьшить количество выходящих паров, наполнение емкостей следует производить по возможности с наибольшей скоростью. Если тут же после откачки производить наполнение резервуара нефтепродуктом, то также уменьшается количество выходящих паров из резервуара, так как в этом случае уменьшается парциальное давление паров в газовом пространстве в момент наполнения.

Потери нефтепродуктов при опорожнении и наполнении резервуаров значительно уменьшаются, если хранение проводится под давлением с включением таких резервуаров в газоуравнительную систему (рис. 29).

В случае приема и отпуска нефтепродуктов в больших количествах для уменьшения потерь могут применяться плавающие защитные покрытия (плавающие и дышащие крыши, плавающие понтоны, слой плавающих пустотелых пластмассовых шариков, защитные пленки).

Для борьбы с потерями паров нефтепродуктов (особенно бензиновых паров) можно использовать метод сорбции. Для этой цели применяются адсорбционные установки с поглотителями из активированного угля или масла. Сооружение таких

установок связано со значительными расходами. Поэтому улавливающие установки сооружаются там и в тех случаях, когда не могут по каким-либо причинам использоваться другие методы борьбы с потерями.

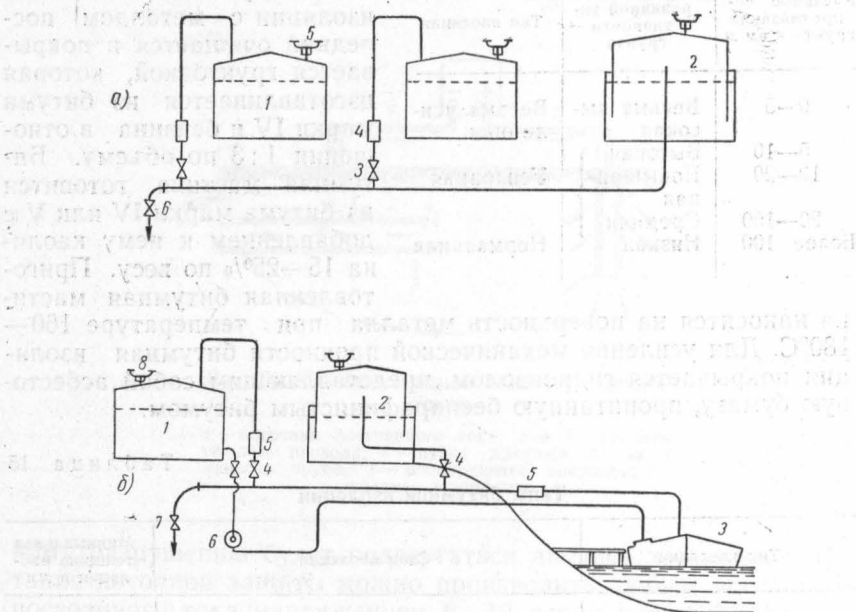


Рис. 29. Схема газоуравнильной системы

а — без включения транспортной емкости: 1 — резервуар; 2 — газосборник; 3 — задвижка; 4 — огневой предохранитель; 5 — дыхательный клапан с огневым предохранителем; 6 — задвижка для спуска конденсата; б — с включением транспортной емкости: 1 — резервуар; 2 — газосборник; 3 — нефтеналивное судно; 4 — задвижка; 5 — огневой предохранитель; 6 — насос; 7 — задвижка для спуска конденсата; 8 — дыхательный клапан с огневым предохранителем

18. Мероприятия по устранению утечек нефтепродуктов

Защита сооружений от коррозии. Чтобы устранить атмосферную коррозию как причину появления неплотностей необходимо защищать металл коллекторов, трубопроводов и других сооружений. В качестве защитных покрытий от атмосферной коррозии используются масляные краски и лаки, нитрокраски, глифталевые и полихлорвиниловые краски.

Выбор изоляции для защиты сооружений и трубопроводов от почвенной коррозии производят в зависимости от коррозионной активности грунтов (табл. 14).

Таблица 14

**Коррозионная активность грунтов
в зависимости от их удельного
сопротивления**

Удельное сопротивление грунта в ом·м	Степень коррозионной активности грунта	Тип изоляции
0—5	Весьма высокая	Весьма усиленная
5—10	Высокая Повышенная	Усиленная
10—20		
20—100	Средняя	Нормальная
Более 100	Низкая	

Основным видом изоляции от почвенной коррозии является битумная изоляция (табл. 15).

Для прочного сцепления изоляции с металлом последний очищается и покрывается грунтовкой, которая изготавливается из битума марки IV и бензина в отношении 1:3 по объему. Битумная мастика готовится из битума марки IV или V с добавлением к нему каолина 15—25% по весу. Приготовленная битумная мастика

наносится на поверхность металла при температуре 160—180°C. Для усиления механической прочности битумная изоляция покрывается гидроизолом, представляющим собой асбестовую бумагу, пропитанную беспарафинистым битумом.

Таблица 15

Типы битумной изоляции

Тип изоляции	Слой изоляции	Минимальная толщина изоляции в мм
Нормальная	Грунтовка Битумная мастика Крафт-бумага	3
Усиленная	Грунтовка Битумная мастика Гидроизол Битумная мастика То же Крафт-бумага	6
Весьма усиленная	Грунтовка Битумная мастика Гидроизол Битумная мастика То же Гидроизол Битумная мастика То же Крафт-бумага	9

От электрохимической почвенной коррозии применяют катодную защиту (рис. 30). Известно, что металл разрушается в анодных участках. Если ток, возникающий на этих участках,

погасить, то коррозия прекратится. На этом принципе основан метод катодной защиты. Защищаемое сооружение подсоединяют к катоду источника постоянного тока, а в качестве анода используют специальное заземление, которое обычно выполняется из старых труб, рельсов и т. п. При этой защите усилен-

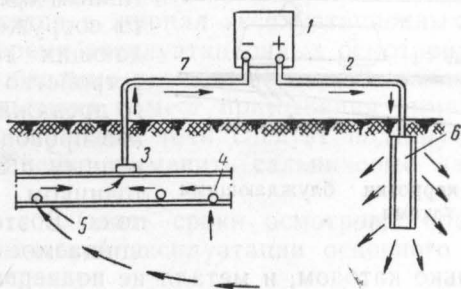


Рис. 30. Схема катодной защиты внешним током

1 — источник постоянного тока; 2 и 7 — соединительные провода; 3 — пункт дренажа; 4 — защищаемая труба; 5 — изолирующее покрытие; 6 — анодное заземление

ному разрушению будет подвергаться анодное заземление. Питание катодной защиты можно производить любым источником постоянного тока напряжением 6—12 в при плотности тока от 2 до 20 ма на 1 м² защищаемой поверхности сооружения.

Другой вид защиты от коррозии — так называемая протекторная защита, имеет некоторые преимущества перед катодной защитой. Протекторная защита металла от коррозии сохраняет принцип катодной защиты, но только без применения внешнего источника электропитания. Ток, необходимый для защиты от коррозии, создается от искусственных гальванопар. Катодом этой пары служит защищаемое сооружение, а анодом — цинк, магний или алюминий в виде пластин, труб, стержней и т. п.; анод размещают в земле на расстоянии 1—5 м от защищаемого сооружения и электрически соединяют с катодом проводником.

Коррозия металлических сооружений может происходить и от блуждающих токов (рис. 31). Эти токи появляются при неправильной прокладке рельсов электрифицированной железной дороги, неправильной установке аккумуляторных батарей, при нарушении изоляции силовых и осветительных кабелей. Разрушение металла происходит на анодном участке, т. е. в местах выхода тока из сооружения в почву. В течение года ток силой в 1 а может растворить около 7 кг металла. В местах входа тока в сооружение, т. е. на катодном участке, может происхо-

дить разрушение металла электрическими искрами (электроэрозия).

Для защиты подземных сооружений от блуждающих токов необходима качественная изоляция, а также улучшение изоля-

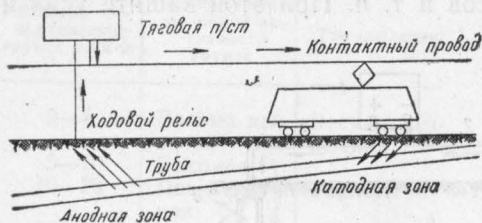


Рис. 31. Схема коррозии блуждающими токами

ции токоведущих проводников. Наиболее эффективным средством защиты сооружения от блуждающих токов является устройство электрического дренажа, т. е. отвод токов проводником, соединенным с возможным источником блуждающего тока. В этом случае защищаемое сооружение

становится только катодом, и металл не подвергается разрушению.

Хранение нефтепродуктов. Для предотвращения утечек нефтепродуктов, особенно при их хранении, необходимо поддерживать резервуары в технической исправности и обеспечивать их герметичность. Резервуарное оборудование (задвижки, хлопушки, подъемные трубы, сифонные краны, люки, лазы и др.) нужно содержать в исправности. За сальниковыми набивками и прокладками нужно установить систематический контроль, и при сливе подтоварной воды не допускать утечки нефтепродукта.

Чтобы при наливке резервуара исключить переливы нефтепродукта, необходимо, проводить замеры уровня нефтепродукта не реже чем через 2 ч, а в конце налива замеры уровня проводить в более короткие промежутки времени. Замеры проводятся по уровнемеру или вручную через замерный люк. Замер уровня нефтепродуктов в резервуарах повышенного и высокого давления через открытый люк запрещается и проводится только специальными приборами, не нарушающими герметичности.

При наполнении резервуара подогретым нефтепродуктом температура его должна быть на 10° ниже температуры вспышки и не превышать 90° С.

В случае подогрева нефтепродуктов в резервуарах уровень их должен быть не менее чем на 50 см выше подогревателей и иметь достаточный объем газового пространства, обеспечивающий расширение нефтепродукта без его перелива.

Замер нефтепродуктов при подогреве надо производить через каждые 4 ч, а результаты замеров заносить в журнал.

Осмотр и ремонт резервуаров. Для обеспечения пожарной безопасности должны быть разработаны на каждый резервуар и вывешены в соответствующих помещениях резервуарного пар-

ка технологические карты с указанием максимального уровня нефти и нефтепродуктов в резервуаре, максимальной температуры подогрева, скорости наполнения и опорожнения резервуара с учетом пропускной способности дыхательных клапанов.

Для своевременного выявления утечек следует организовать периодические осмотры резервуаров и их оборудования и устранение обнаруженных дефектов. Результаты осмотра и принятые меры заносятся в журнал эксплуатационных осмотров резервуаров. Во время эксплуатационных осмотров оборудования резервуаров необходимо проверять непроницаемость фланцевых соединений, сальников и мест примыкания арматуры к резервуару. При обнаружении течи следует подтянуть болтовые и резьбовые соединения, заменить сальниковые набивки и прокладки.

Необходимо соблюдать сроки осмотров, предусмотренные правилами технической эксплуатации основного оборудования и арматуры резервуара.

Резервуары должны периодически подвергаться осмотровым, текущим и капитальным ремонтам.

Осмотровый ремонт резервуаров производится без освобождения его от нефти или нефтепродукта.

Текущий ремонт производится с зачисткой и дегазацией резервуаров. Вначале производится нивелировка по наружному контуру днища резервуара, а затем его освобождают от нефти или нефтепродукта.

Для зачистки резервуар отключается от трубопроводов. У резервуара закрывают задвижки, разъединяют фланцевые соединения, на нагнетательном и всасывающем патрубках вставляют заглушки с хвостовиками вместо прокладок или рядом с ними.

После этого фланцевые соединения стягиваются болтами.

Для проветривания резервуара открываются все люки, лазы и отверстия. Затем согласно инструкции проводят его пропарку. После этого резервуар оставляется с открытыми люками, лазами для естественной вентиляции и полного охлаждения. Внутренняя поверхность тщательно промывается водой под напором. Затем, если анализ показал отсутствие паров нефти или нефтепродукта (особенно низкокипящего), приступают к ремонту.

На тех нефтебазах, где нет паросиловых установок, резервуары для удаления паров нефтепродуктов заполняют водой до верха.

При текущем ремонте резервуара производят очистку внутренней поверхности от коррозионных отложений; техническую проверку корпуса, днища, крыши, сварных швов, оборудования и арматуры; устранение выявленных неисправностей; испытание на прочность и плотность отдельных узлов или резервуара в целом; окраску резервуара.

Текущий ремонт резервуара может производиться также и без зачистки и дегазации. Для этого наполняют его негорючим газом. В качестве негорючих газов используются дымовые продукты, получаемые в топках при сгорании дров, каменного угля, мазута и другого топлива. Дымовые газы, полученные от сгорания топлива и охлажденные до температуры 30—40°C, отводятся в резервуарные емкости. В дымовых газах, используемых для наполнения резервуаров, должно содержаться углекислого газа не менее 10%, а кислорода не более 5%.

Перед ремонтом резервуара руководитель работ инструктирует бригаду о мерах пожарной безопасности при ремонте без зачистки и дегазации резервуара с наполнением его охлажденными дымовыми газами. Вокруг участка ремонтируемого резервуара устанавливают соответствующие знаки и плакаты, запрещающие вход посторонним лицам.

Согласно дефектной ведомости ремонтной карты и ее контрольной сверки повторным осмотром резервуара устанавливается очередность устранения неисправностей.

К месту ремонта за пределами обвалования резервуара сосредотачивается все необходимое для ремонта оборудование и противопожарный инвентарь.

Перед заполнением резервуара охлажденными дымовыми газами проверяют исправность гидрозатворов (на дымонагнетательной установке), топок, форсунок, защитных устройств, электромоторов, вентиляторов, охладительной установки и т. п. Режим работы котла устанавливают таким образом, чтобы в дымовых газах содержание углекислого газа было не менее 10%, а кислорода не более 5%. Состав дымовых газов контролируют анализами. Для этих целей применяют аппарат Орс-Фишера, в поглотительных сосудах которого должны быть свежие реагенты. В резервуаре замеряют остаток нефтепродукта, которого должно быть не более объема «мертвого» остатка.

Один трубопровод оставляют для подачи в резервуар дымовых газов, а остальные отключают от резервуара и на патрубках ставят заглушки.

На время ремонта «дыхательная» аппаратура, пенопроводы и все отверстия в резервуаре заглушают и оставляют только замерный и световой люки, через которые удаляются пары нефтепродуктов из резервуара при наполнении его дымовыми газами.

Газовое пространство резервуаров (в том случае, если они находятся в одной группе с ремонтируемым резервуаром) с нефтепродуктами должно заполняться охлажденными дымовыми газами, вводимыми через их замерные или световые люки. Дыхательная аппаратура на этих резервуарах должна быть исправной и ее желательно накрывать влажной кошмой.

Территорию, прилегающую к резервуару, очищают от сухой травы, остатков нефтепродуктов и посыпают песком. После та-

кой подготовки резервуар заполняют охлажденными дымовыми газами и доводят содержание углекислого газа и кислорода до установленной нормы. Когда в пространстве резервуара содержание углекислого газа составит не менее 10%, а кислорода не более 5% (что устанавливается анализом), наполнение резервуара считается законченным.

После прекращения подачи дымовых газов световой и замерный люки герметически закрываются. Если в течение 2 ч не происходит изменения процентного содержания углекислого газа и кислорода, то резервуар считают готовым для ремонта.

В случае снижения концентрации углекислого газа на 0,5% и увеличения концентрации кислорода на 0,5% необходимо найти места утечек в резервуаре и устранить их. Затем вновь следует заполнить резервуар дымовыми газами до установленных концентраций углекислого газа и кислорода.

Между фланцами резервуарной задвижки и трубопроводом, по которому подавались дымовые газы, ставят резиновую электроизоляционную прокладку и соединяют эти фланцы деревянными клиньями.

Разрешение на огневые работы на резервуаре, заполненном дымовыми газами, выдается в письменном виде главным инженером нефтебазы. Перед началом огневых работ выставляют пожарный пост.

Во время ремонтных работ необходимо через каждый час проводить анализы для определения концентраций углекислого газа и кислорода. Если в дымовых газах обнаружено снижение процентного содержания углекислого газа (ниже 10%) и повышение содержания в них кислорода (более 5%), следует прекратить огневые работы и повторно наполнить резервуар дымовыми газами.

При прекращении огневых ремонтных работ более чем на 1 ч их возобновляют только после подтверждения анализом содержания в дымовых газах установленных концентраций углекислого газа и кислорода.

Снимать пожарный пост и выпускать дымовые газы следует только через 2 ч после окончания огневых работ. Не разрешается осмотр резервуара, а также нахождение рабочих вблизи резервуара до полного удаления из него дымовых газов.

Капитальный ремонт резервуара производят только с защиткой и дегазацией, так как при ремонте заменяют дефектные части корпуса резервуара, днища, крыши, змеевиковые подогреватели (полностью или частично).

После текущего и капитального ремонта резервуар подвергают испытанию на прочность и плотность.

Перед испытанием швы очищаются от грязи, окалины и шлака.

Для испытания на плотность сварные стыковые соединения

и соединения внахлестку с их внутренней стороны обильно опрыскивают керосином.

Если на наружной стороне корпуса не менее чем через 12 ч (при температуре наружного воздуха ниже 0°C не менее 24 ч) не появляются отпотины, то соединения считают выдержавшими испытания.

В случае полистовой сборки резервуара после испытания швов на плотность производят просвечивание швов гамма-лучами радиоактивных элементов или подвергают их контролю магнитографическим методом.

Вертикальные стыковые швы первого пояса и 50% швов второго и третьего поясов, а также стыковые швы днища в местах примыкания к корпусу резервуара подвергаются выборочному просвечиванию на участках длиной 200—250 мм, установленным заказчиком. Швы бракуются, если во время испытаний обнаруживаются трещины любых размеров и направлений, непровары по сечению шва, шлаковые включения или раковины размером по глубине шва, равным 10% толщины стенки, и газовые поры в виде сплошной сетки.

При обнаружении брака количество контролируемых участков удваивается. При повторном обнаружении дефектов, весь стык подвергают контролю.

Испытание швов кровли производят сжатым воздухом или опрыскиванием керосином. При испытании кровли сжатым воздухом наружную ее сторону покрывают (летом) раствором 1 кг лакричного солодкового корня на 0,5 л воды, а зимой в этот раствор добавляют хлористые соли. Сжимают воздух компрессором или наполнением резервуара водой при плотно закрытых на крыше патрубков, люков и т. п.

Кровля резервуара считается выдержавшей испытания, если на наружной ее стороне не отмечено пятен керосина или пузырьков воздуха (при испытании сжатым воздухом). Для гидравлического испытания стенок резервуар заполняют водой на полную емкость на срок не менее чем 72 ч.

Резервуар считается выдержавшим испытание, если по гралям днища, на корпусе не обнаружено течей и снижения уровня воды в нем.

При обнаружении дефектов испытание резервуара приостанавливают, устраняют дефекты и затем продолжают испытание.

Плотность швов днища проверяют керосином. Днище считается выдержавшим испытание, если на побеленной внутренней его стороне отсутствуют отпотины.

Перед опусканием на фундамент днище тщательно очищают и покрывают двойным слоем антикоррозийной изоляции толщиной не менее 3 мм по грунтовке.

Если днище смонтировано непосредственно на основании, то плотность его швов испытывают вакуумным методом или методом химических реакций.

При первом методе применяют вакуум-аппарат, коробку которого накладывают на участок шва, предварительно смазанного пенообразующей жидкостью. Если есть неплотности в шве, то при откачке воздуха из вакуум-аппарата наблюдается в нем падение вакуума и образование пузырьков за счет воздуха, проходящего через неплотности.

Для второго метода используют реактивы фенолфталеин и аммиак. Под днище укладываются трубки или они подводятся на 2,5—3 м от края к центру резервуара. Швы очищают от окалины, грязи и шлака, промывают водой и смачивают раствором фенолфталеина в спирте. При нагнетании аммиака по трубкам в дефектных местах появляются пятна ярко-красного или красно-фиолетового цвета.

19. Мероприятия по устранению источников воспламенения

Выбор электрооборудования. Выбор электрооборудования (электродвигателей, светильников и т. п.) должен проводиться с учетом физико-механических свойств нефтепродуктов: температуры вспышки, температуры самовоспламенения, возможности образования взрывоопасных смесей.

Для этого необходимо установить класс пожаро-взрывоопасности помещений, а также категории и группы воспламенения и взрывоопасных смесей.

Пары нефтепродуктов относятся к взрывоопасным, если температура вспышки нефтепродукта равна 45°C или ниже. Помещения и установки, в которых применяются такие нефтепродукты, относят к взрывоопасным. Пары нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C относят к пожароопасным. Помещения и установки, в которых применяются такие нефтепродукты, относят к пожароопасным. Взрывоопасные смеси паров нефтепродуктов с воздухом подразделяют на категории и группы. В зависимости от передачи взрыва через фланцевые зазоры в оболочке электрооборудования устанавливают (согласно ПУЭ) четыре категории взрывоопасных смесей (табл. 16).

Группа взрывоопасной смеси устанавливается по температуре самовоспламенения (табл. 17).

В табл. 18 показано распределение взрывоопасных смесей по категориям и группам.

Таблица 16

Классификация взрывоопасных смесей по категориям взрывоопасности

Категория взрывоопасной смеси	Величина зазора между поверхностями фланцев шириной 25 мм, при которой частота передач взрывов составляет 50 % общего числа взрывов при объеме оболочки 2,5 л, в мм
1	Более 1
2	0,65—1
3	0,35—0,65
4	Менее 0,35

Определение и отнесение к категориям и группам взрывоопасных смесей, не указанных в настоящей таблице, производится Государственным институтом по проектированию и исследованию взрывобезопасного электрооборудования.

Таблица 17

Таблица 18

Классификация взрывоопасных смесей по группам взрывоопасности

Группа взрывоопасной смеси	Температура самовоспламенения взрывоопасной смеси в °С
А	Более 450
Б	300—450
Г	175—300
Д	120—175

Распределение взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом по категориям и группам

Категория взрывоопасной смеси	Группа взрывоопасной смеси	
	А	Г
1		Уайт-спирит
2	Бензин Б-100, бензол, толуол, ксилол	Бензины: А-66, Б-70, А-72, А-76 „калоша“; гидро- ванный керосин

Насосные станции по перекачке бензола, бензина и толуола можно считать взрывоопасными, и согласно ПУЭ они относятся к классу помещений В-Iа.

Наружные установки (сливо-наливные устройства и др.), производящие слив и налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов, можно отнести к классу установок В-Iг.

Насосные станции, установки, хранилища, в которых обращаются нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°С, относят к пожароопасным установкам, помещениям класса П-I.

Электродвигатели и другие виды электрооборудования, предназначенные для установки в помещениях класса В-Iа, могут быть любого взрывозащищенного исполнения, в частности взрывонепроницаемыми.

Таблица 19

Допустимые температуры наружных оболочек электрооборудования

Группа взрывоопасной смеси	Температура в °С
А	360
Б	240
Г	140
Д	100

Для наружных установок класса В-Iг электродвигатели взрывозащищенного исполнения устанавливаются только в пределах зоны взрывоопасности паров.

При эксплуатации электрооборудования температура наружных стенок оболочек, а также всех деталей, не защищенных этой оболочкой, не должна в рабочем состоянии превышать величин, указанных в табл. 19.

Электродвигатели нормального исполнения, двигатели внутреннего сгорания должны отделяться от насосной глухой стеной, выполненной из несгораемого материала. Вал, соединяющий двигатель с насосом, в месте прохождения через стену пропускают через уплотняющий сальник.

Защита от статического электричества и вторичных проявлений молнии. Мероприятия по защите от статического электричества и вторичных проявлений молнии должны быть предусмотрены в проекте сооружения установки.

Для защиты от разрядов статического электричества и вторичных проявлений молнии необходимо заземлять все металлические конструкции эстакады, сливо-наливные устройства, трубопроводы и насосы.

Трубопроводы на всем своем протяжении должны иметь непрерывную электрическую цепь и присоединяться к заземляющим устройствам.

Переходное сопротивление между фланцевыми соединениями не должно превышать $0,03\text{ }\Omega$, что достигается нормальной затяжкой болтов при условии тщательной зачистки не менее двух болтов в местах соприкосновения (под головками и гайками).

Насосы и трубопроводы в пределах помещения должны заземляться не менее чем в двух местах.

Резиновые шланги с металлическими наконечниками, предназначенные для налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны, должны быть заземлены медной проволокой, обвитой по шлангу снаружи или пропущенной внутри, с припайкой одного конца ее к металлическим частям трубопровода, а другого — к наконечнику шланга.

На причалах (пристанях) необходимо иметь приспособления для присоединения (во время слива или налива) нефтеналивных сосудов к береговому заземляющему устройству.

При наливе сливная труба (шланг) должна опускаться почти до дна емкости, в которую производится налив нефтепродукта. Во взрывоопасных помещениях зоны приема и отпуска допускается использовать клиновидные ремни при условии, если их сопротивление, измеряемое мегомметром на 500 В , не превышает 6 Мом . Ремни нужно содержать в чистоте, защищать от попадания грязи, масла и т. п., а также от веществ и тел, которые могут изменить электропроводность ремней.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества и вторичных проявлений молнии могут быть общими. В этом случае для сооружения I категории¹ сопротивление растеканию заземлителя должно быть не более $5\text{ }\Omega$, а для сооружений нефтебазы II категории — не более $10\text{ }\Omega$.

Если устройства для заземления предназначены только для защиты от статического электричества, то их сопротивление должно быть не более $100\text{ }\Omega$.

Заземлители необходимо устраивать в местах с высоким уровнем грунтовых вод, а при отсутствии таковых следует ис-

¹ Временные руководящие указания по грозозащите и защите от проявлений статического электричества производственных установок и сооружений нефтяной промышленности. Гостоптехиздат, 1960.

кусственно обрабатывать грунты для увеличения электрической проводимости.

Все соединения токоотвода заземляющих устройств должны выполняться на сварке.

Для снижения величины зарядов статического электричества перекачку нефти и нефтепродуктов по трубопроводам в зависимости от их диаметра следует проводить со скоростью потока не выше максимально допустимого, определяемого соотношением

$$\omega_n d_T = 0,64, \quad (26)$$

где ω_n — скорость потока в м/сек;

d_T — диаметр трубопровода в м.

Таблица 20

Максимально допустимая скорость потока нефтепродуктов в зависимости от диаметра трубопровода

Диаметр трубопровода в см	Максимально допустимая скорость потока в м/сек
1	8
2,5	4,9
5	3,5
10	2,5
20	1,8
40	1,3
60	1

В табл. 20 приведена максимально допустимая скорость потока нефтепродуктов.

Процесс подогрева нефтепродуктов. Чтобы обеспечить пожарную безопасность процесса подогрева нефтепродуктов электрогрелкой необходимо заземлить эстакаду, железнодорожные цистерны, электрощитки, рельсы тупика.

Сначала электрогрелку полностью погружают в нефтепродукт, а затем включают электрический ток. Для контроля за работой электрогрелки следует включать сигнальную лампу. Слив нефтепродуктов производят после выключения электрического тока.

При подогреве необходимо следить, чтобы температура нефтепродукта не превышала величин, при которых еще не образуются взрывоопасные смеси паров нефтепродуктов с воздухом и создается необходимая вязкость продукта при сливе. В табл. 21 приведены температуры, до которых нужно подогревать нефтепродукты.

Предупреждение самовозгорания сульфидов железа. Основным способом борьбы с самовозгоранием сульфидов железа служит химическая очистка нефтепродукта от сероводорода.

Если имеются образования сульфидов железа на внутренних стенках резервуаров, трубопроводов и сливно-наливных устройств, то после удаления из них нефтепродукта (для ремонта сооружений) необходимо продуть их паром с добавкой небольшого количества воздуха.

При этой операции, во-первых, удаляются пары нефтепродуктов, что исключает образование взрывоопасных смесей, и, во-вторых, происходит медленное окисление сульфидов желе-

Температура подогрева некоторых нефтепродуктов

Наименование нефтепродукта	Температура в °С		Необходимая температура подогрева при сливе и перекачках в °С
	вспышки	застывания	
Мазут флотский 12	158	—8	10
То же, 20	128	—5	20
Мазут нефтяное топливо 40	140	+10	30
То же, 80	145	+20	50
Масло автотракторное АК-15	217	—5	40
Масло промышленное 50	200	—20	20
„ цилиндрическое легкое 11	197	+5	25
Топливо для тихоходных дизелей ДТ-1	110	—5	10
Топливо дизельное ДТ-2	110	—5	15
Масло турбинное 57 (турбоборудочное)	193 (о. т)	—	20
Масло турбинное, 22	184 (о. т)	—10	20
Масло автотракторное АК-10	167	—25	20

Примечание. О. т. — открытый тигель.

за, в результате чего не происходит их разогревания до опасной температуры.

Во время очистки от сернистых отложений стенки сооружений необходимо постоянно увлажнять во избежание самовозгорания этих отложений. Удаленные со стенок сернистые отложения относят в безопасное в пожарном отношении место.

Предупреждение образования искр. Если при ремонтных работах применяют стальной инструмент, то эти работы проводят после подтверждения анализом отсутствия взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов не только в ремонтируемых сооружениях, но и возле них.

Когда нужно проводить работы при наличии взрывоопасных концентраций, то следует применять инструмент, который при ударах не дает искр (например, из бронзы, латуни). Чтобы проводить работы стальным инструментом во взрывоопасной среде, как в виде исключения, можно рекомендовать обильную обдувку ремонтируемых участков, а соприкасающиеся поверхности инструмента и сооружения необходимо смазывать солидолом или другими вязкими смазками.

На территории резервуарного парка не допускается курение, разведение костров, пользование факелами, керосиновыми и свечными фонарями и другими подобными источниками освещения.

Для освещения можно пользоваться только взрывобезопасными осветительными устройствами.

При ремонтных работах на территории внутри обвалований групп резервуаров разрешается въезд тракторов и автомашин только тогда, когда все резервуары освобождены от нефтепродуктов и пропарены или заполнены охлажденными дымовыми

газами, в том числе и газовые пространства соседних резервуаров, входящих в состав другой группы.

Для замера уровня нефтепродукта в резервуаре стальной замерной лентой по внутреннему периметру окружности замерного люка сверху прокладывают кольцо или устанавливают с внутренней стороны люка колодку из материала, не дающего искрения при движении стальной ленты.

При проведении ремонтных, монтажных и строительных работ с применением огня (сварка, резка, клепка) электросварочные, газосварочные агрегаты необходимо устанавливать не ближе 20 м от резервуара, находящегося в эксплуатации, а переносные горны устанавливать внутри ремонтируемого резервуара.

Электросварочный агрегат, провода и рубильник размещаются в местах, где полностью отсутствуют пары нефтепродуктов. На все время ремонта заземляющий провод присоединяется к корпусу ремонтируемого резервуара (уторной части днища). Заземляющий провод нельзя присоединять к трубопроводам или другим металлическим конструкциям. Провода должны быть только с хорошей изоляцией.

На огневые работы в резервуарном парке выдается специальное разрешение главным инженером или техническим руководителем нефтебазы, предварительно согласованное с пожарной охраной.

При ремонте освещение внутри резервуара должно производиться взрывобезопасными аккумуляторными фонарями, причем внутрь резервуара они должны подаваться включенными. Включение и выключение осветительных приборов внутри ремонтируемых резервуаров запрещается.

20. Ограничение распространения пожара

Выбор степени огнестойкости. Для вновь, возводимых сооружений в зоне приема и отпуска нефтепродуктов выбор требуемой степени огнестойкости зданий и сооружений должен производиться с учетом группы возгораемости и предела огнестойкости их отдельных элементов.

В зависимости от категории производства по пожарной опасности требуемая степень огнестойкости устанавливается согласно НпТУ 108—56.

Если при обследовании устанавливается, что здания и сооружения не имеют требуемой степени огнестойкости, то необходимо предусмотреть такие мероприятия, выполнение которых могло бы повысить их группу возгораемости и предел огнестойкости. Например, если отдельные элементы эстакады выполнены из сгораемых материалов, то можно предусмотреть мероприятие по замене их негорючими материалами.

Противопожарные разрывы. Для ограничения развития пожара существенную роль играют противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями.

При оценке необходимых противопожарных разрывов между зданиями и сооружениями необходимо учитывать категорию производства и степень огнестойкости зданий и сооружений.

Такие разрывы необходимо соблюдать между наземными резервуарами и соседними зданиями и сооружениями, между железнодорожными сливо-наливными устройствами или сливо-наливными причалами и прочими зданиями, между зданиями и сооружениями и закрытыми складами, между зданиями или сооружениями нефтебазы с производствами категории А, Б и В (в том числе от резервуаров и сливо-наливных устройств) и соседними предприятиями и другими объектами. Величина этих разрывов определяется нормами и техническими условиями (приложение 2).

Возможно, что на некоторых существующих нефтебазах противопожарные разрывы между указанными сооружениями могут быть меньше требуемых по НпТУ. В этом случае исходя из конкретных условий нужно рекомендовать выполнение таких мероприятий, которые могут компенсировать недостаточность величины противопожарных разрывов (например, увеличение степени огнестойкости зданий и сооружений).

Мероприятия, ограничивающие распространение пожара по коммуникациям. Площадки сливо-наливных устройств должны иметь сточные каналы с ловушками и гидравлическими затворами, водяные стояки для смыва разлившихся нефтепродуктов.

Сточные каналы должны соединяться через производственную ливневую канализацию с ловушкой на территории нефтебазы.

Лотки и желоба, предназначенные для слива темных нефтепродуктов открытым способом, должны выполняться из негорючих материалов.

В насосных должны быть лотки, соединенные с канализацией через гидрозатвор.

Гидрозатворы могут использоваться самой различной конструкции, но сущность их защитного действия остается одинаковой. Назначение этих гидрозатворов гасить пламя. Они не могут служить отстойниками или ловушками. Для улавливания нефтепродуктов существует нефтеловушка. Она защищается гидрозатворами, которые устанавливаются на расстоянии не менее 10 м до и после нефтеловушки.

На открытых сточных канавах или лотках следует устраивать через каждые 80 м земляные перемычки длиной 4 м с гидрозатворами.

Вентиляционные воздухопроводы насосной и помещения узлов задвижек должны выполняться из негорючих материалов.

Резервуары для хранения легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны изготавливаться только из несгораемых материалов и устанавливаться на несгораемых основаниях.

Если резервуары и трубопроводы утепляются, то для этих целей нужно изготавливать теплоизоляцию из несгораемых материалов. Каждый резервуар должен быть снабжен оборудованием и арматурой (хлопушками, дыхательными и предохранительными клапанами, огнепреградителями и т. п.), предусмотренными соответствующими техническими условиями и проектом на сооружение резервуаров.

На стенках резервуаров не допускается устройства измерительных стекол и пробных кранов.

Для предупреждения разлива нефтепродуктов при аварии резервуаров обязательно предусматривается обвалование отдельно стоящих резервуаров или группы резервуаров. Обвалование устраивается в виде сплошных земляных валов. Емкость обвалования, размеры земляного вала, расстояния между отдельно стоящими наземными или полуподземными резервуарами и группами резервуаров, расстояния от подошвы обвалования до стенок наземного или полуподземного резервуара определяются § 28—30 НитУ 108—56.

Чтобы не подвергать разрушению земляные валы при эксплуатации резервуаров, для входа на территорию обвалования группы резервуаров или отдельно стоящих резервуаров должны устраиваться лестницы-переходы.

Для удаления разлившегося нефтепродукта на территории обвалования должна быть оборудована система канализационных выпусков с устройством колодцев с гидравлическими затворами.

Тарное хранение нефтепродуктов допускается в хранилищах наземного, полуподземного и подземного типов, если они удовлетворяют требованиям, указанным в табл. 22 и 23.

Таблица 22

Наземные хранилища

Температура вспышки нефтепродуктов в °С	Емкость хранилища в м³	Степень огнестойкости	Этажность	Количество ярусов бочек при	
				механизированной укладке на стеллажах	немеханизированной укладке без стеллажей
28 и ниже	300	I—II	1	1	1
28 — 45	300	I—II	1	1—3	2
45 — 120	1500	I—II	1—3	1—5	2
Свыше 120	1500	I—II	1—3	1—5	2

Полуподземные и подземные хранилища

Температура вспышки нефтепродуктов в °С	Емкость хранилища в м³	Степень огнестойкости	Этажность	Количество ярусов бочек при	
				механизированной укладке на стеллажах	немеханизированной укладке без стеллажей
28—45	300	1—II	1	1—3	1—2
45—120	1500	1—II	1	1—5	1—2
Свыше 120	1500	1—II	1	1—5	1—2

На нефтебазах II и III категории допускается хранение нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C в хранилищах не ниже III степени огнестойкости. Хранилища должны быть разделены на секции несгораемыми стенами. Емкость каждой секции должна быть для нефтепродуктов с температурой вспышки до 45°C не более 50 м³, а для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45°C не более 250 м³.

В дверных проемах хранилищ необходимо устраивать пандусы высотой 0,15 м. Полы хранилища должны иметь стоки к специальным приемникам.

На каждом ярусе стеллажа независимо от рода нефтепродукта укладка бочек должна производиться в один ряд. По ширине стеллажа следует укладывать не более 2 бочек, а по его длине — не более 15 бочек.

Ширина главных проходов для транспортирования бочек должна быть не менее 1,8 м, а вспомогательных проходов между стеллажами — не менее 1 м.

На нефтебазах I категории платформа для разгрузки и погрузки бочек с нефтепродуктами в вагоны и на автотранспорт должна выполняться из несгораемых материалов.

На нефтебазах II и III категории можно устраивать платформу из сгораемых материалов.

На территории нефтебаз кроме основных сооружений имеются подсобные здания и сооружения (механические и сварочные мастерские, бондарные, пропарочные, электростанции, трансформаторные подстанции, котельные, кузницы, склады материалов, склады топлива, конторы, проходные, гаражи и др.), которые по своей технологии и пожарной опасности ничем не отличаются от зданий и сооружений такого же назначения на других объектах.

Противопожарные требования к подсобным зданиям и сооружениям и к их размещению на площадках промышленных предприятий изложены в СНиП.

21. Основные правила эксплуатации сооружений и агрегатов

Для надежной и безопасной эксплуатации сооружений, аппаратов и агрегатов необходимо соблюдать основные правила эксплуатации.

1. Следить за исправным состоянием насосных агрегатов, вести учет их времени работы. Перед пуском агрегатов нужно проверять исправность механизмов, наличие смазки, правильность набивки и затяжки сальников, пусковых электроприборов, контрольно-измерительных приборов, запорной трубопроводной арматуры.

В насосной должна быть схема трубопроводной коммуникации с указанием, как пользоваться задвижками при перекачках, сливе и наливе нефтепродуктов, а также инструкции, с указанием обязанностей обслуживающего персонала при сливе и наливе нефтепродуктов и по ликвидации пожара.

2. Проводить повседневный осмотр с чисткой механизмов, регулировкой, устранением мелких дефектов (например, неплотностей во фланцевых соединениях и сальниковых уплотнениях и т. п.).

В случае надобности проводить разборку отдельных узлов и замену негодных деталей новыми.

3. Пожарным работникам нужно регулярно или периодически наблюдать за состоянием аппаратов, приборов, агрегатов и сооружений и проводить особенно усиленный контроль за ними при операциях слива и налива нефтепродуктов. Также следует контролировать деятельность обслуживающего персонала и ремонтников. В случае обнаружения нарушения технологического процесса слива или налива необходимо принять меры по устранению этих нарушений.

С обслуживающим персоналом должен проводиться инструктаж по соблюдению правил и требований пожарной безопасности при различных видах операций с нефтепродуктами.

4. Пожарная охрана должна контролировать безопасность налива нефтепродуктов и исправность автоцистерн и тары. Автомашин для перевозки нефтепродуктов должны быть снабжены первичными средствами пожаротушения, а автоцистерны при наливе должны заземляться с автоэстакадой проводом, который находится у шофера.

5. Вести контроль за соблюдением сроков планово-предупредительных и капитальных ремонтов.

В зависимости от вида оборудования и сооружения, условий эксплуатации и рода нефтепродукта могут устанавливаться различные сроки между ремонтами, которые объявляются приказом директора или главного инженера по нефтебазе.

В табл. 24 приведены сроки ремонтов по некоторым видам оборудования нефтебазы.

Таблица 24

Сроки эксплуатации между ремонтами

Наименование оборудования	Сроки между отдельными видами ремонтов в отработанных агрегатах-часах		
	осмотры и проверки	текущий и средний ремонты	капитальный ремонт
Поршневые насосы и двигатели внутреннего сгорания	720	4 320	17 280
Центробежные насосы и электродвигатели	1440	8 640	34 560
Трубопроводы	8640	26 560	Назначается по необходимости

6. Вести учет пожаров и загораний, нарушений правил и требований технической эксплуатации и пожарной безопасности. Анализ этих данных позволит правильно организовать пожарно-профилактическую работу и устранить нарушения.

ГЛАВА V

ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ТЕРРИТОРИЙ НЕФТЕБАЗ, СООРУЖЕНИЙ И УСТРОЙСТВ, РАЗМЕЩАЕМЫХ В ЗОНАХ

Противопожарное обследование нефтебаз надо начинать с ознакомления с проектными и эксплуатационными документами.

К таким документам относятся генеральный план нефтебазы; паспорта на резервуары; технические документы, прилагаемые к паспорту на резервуар (комплект чертежей резервуара и его оборудования; акты о приемке основания и его нивелировке, об испытании днища и корпуса, о приемке изоляции, об испытании кровли резервуара, акт об опробовании оборудования резервуара, журнал строительных и монтажных работ, акты о приемке резервуара в эксплуатацию, о текущих и капитальных ремонтах резервуара); технические документы о вводе в эксплуатацию резервуаров после текущего и капитального ремонта.

22. Противопожарное обследование территории нефтебазы

Противопожарное обследование территории нефтебазы предусматривает ряд мероприятий.

1. Проверить соответствие размещения зданий, сооружений с генеральным планом застройки.

2. Проверить правильность выбора площадки для резервуарного парка по отношению соседних промышленных объектов и населенного пункта.

3. Проверить правильность выбора территории нефтебазы, размещаемой по берегам рек по отношению гидроэлектростанций, гидротехнических сооружений, судостроительно-ремонтных заводов, мостов и противопожарные разрывы между территорией нефтебазы и указанными объектами, размещаемыми по берегам рек. При этом следует руководствоваться НитУ 108—56.

4. Проверить соответствие требованиям пожарной безопасности разрывов между зданиями, сооружениями и резервуарами нефтебазы и соседними сооружениями, лесными массивами, населенными пунктами, промышленными предприятиями и прочими объектами. Чтобы проверить соответствие разрывов между зданиями и сооружениями, резервуарами нефтебазы и соседними объектами, необходимо установить степень огнестойкости зданий и сооружений и определить требуемое и фактическое расстояния от них и до соседних объектов на местности.

Надо отметить, что на существующих нефтебазах не всегда можно добиться желаемых разрывов в соответствии с требованиями НпТУ 108—56, так как эти нормы распространяются только на проектирование вновь возводимых или реконструируемых нефтебаз. В связи с этим выполнение мероприятий, связанных с капитальными затратами надо приурочивать к реконструкции нефтебазы в целом или ее отдельных частей. Для этого необходимо намечать меры, обеспечивающие пожарную безопасность отдельных сооружений и зданий в зависимости от их конкретного состояния в момент обследования.

5. Проверить состояние дорог и проездов, причем устанавливается:

а) количество выездов с нефтебазы на дороги общего пользования;

б) наличие удобных подъездов ко всем сооружениям;

в) группа возгораемости мостов и переездов.

6. Проверить соответствие производственной канализации и нефтеловушек требованиям пожарной безопасности, для чего устанавливается:

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.

23. Обследование зон железнодорожного и водного приема и отпуска нефтепродуктов

Сливо-наливные устройства. При обследовании сливо-наливных устройств необходимо провести ряд мероприятий.

1. Проверить противопожарные разрывы от сливо-наливных устройств до других зданий и сооружений. Для этой цели надо

измерить фактические расстояния на местности и сопоставить их с требуемыми согласно НйТУ 108—56 (приложение 3).

При этом необходимо учитывать степень огнестойкости зданий и сооружений (п. 4, разд. 22).

2. Установить, из каких материалов выполнены эстакады и причалы (сгораемые или негсгораемые). Эти сооружения должны выполняться только из негсгораемых материалов.

3. Убедиться в наличии прокладок в местах фланцевых соединений сливных и наливных коллекторов и стояков. 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 быть в результате отсутствия прокладок или из-за плохого качества материалов, из которых они изготовлены.

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.

Желоба должны быть выполнены из негсгораемых материалов и закрыты железобетонными плитами или листовой рифленой сталью. Между желобом и сливными резервуарами обязательно устанавливается гидравлический затвор.

По желобам допускается слив только нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C. Остальные нефтепродукты сливаются по герметизированной системе через закрытые желоба или трубопроводы.

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 на площадках сливо-наливных устройств оборудования, позволяющего удалять 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 устанавливаются водяные стояки для смыва нефтепродуктов.

Бетонирование площадок производится при наличии сливо-

наливных устройств открытого типа (лотки и желоба), при устройствах же закрытого типа бетонирование необязательно.

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

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

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

Необходимо также установить, в каком количестве и какие первичные средства пожаротушения имеются. 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 сливо-наливных причалов установить:

а) размещение причалов и пирсов на реках и речных каналах;

б) расположение судов на пирсах при сливо-наливных операциях с нефтепродуктами, имеющими температуру вспышки паров 28°C 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;

е) соответствие требованиям пожарной безопасности разрывов от сливо-наливных причалов в морских, озерных и речных портах и в портах на водохранилищах до грузовых, пассажирских и служебных причалов. Для установления соответствия противопожарных разрывов следует руководствоваться ННТУ 108—56.

Как правило, сливо-наливные причалы устраиваются из негорючих материалов.

Суда, предназначенные для слива или налива нефтепродуктов с температурой вспышки паров 28°C и ниже, размещают на крайних пирсах. У причала одновременно может находиться от двух до пяти судов.

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

Трубопроводы на причалах можно прокладывать в каналах или без каналов. Ширина причалов должна обеспечивать возможность проезда пожарных автомобилей.

Насосные станции и узлы задвижек. Во время обследования насосной станции необходимо провести некоторые мероприятия.

10. Выяснить соответствие конструктивных элементов здания насосной требованиям пожарной безопасности.

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

11. Определить типы двигателей, применяемых для привода насосов в действие (двигатели внутреннего сгорания или электродвигатели), и виды передач (ременная, редукторная и т. д.).

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

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 бака с горючим, на вид его подогрева и запорные приспособления. Бак 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.

12. Проверить размещение насосов, плотность соединения их с подходящими к ним трубопроводами.

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.

13. Установить наличие на всасывающих и нагнетательных трубопроводах (вне насосных) аварийных запорных приспособ-

лений. Эти приспособления должны отстоять от насосных на расстоянии 10—50 м.

14. 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 не менее 3 м от насосной и других зданий.

Такие разрывы можно не соблюдать при расположении узлов задвижек за глухой стеной здания. 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.

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

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

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

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

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

17. Проверить наличие стационарных и первичных средств пожаротушения.

При наличии установки пожаротушения 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 м² площади пола два огнетушителя ОП-5, два ящика с песком емкостью 0,5 м³ и две лопаты.

Стационарные системы паротушения применяются в производственных помещениях объемом не более 500 м³.

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 делать из 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 струи пара направлялись горизонтально, внутрь периметра помещения.

18. 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 электроустановок»).

Путем сопоставления фактического электрооборудования с требуемым делают вывод о соответствии его данной категории помещения.

24. Обследование зоны резервуарного хранения нефтепродуктов

1. Проверить противопожарные разрывы между резервуарами. Для этого надо измерением на местности установить фактические 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 группы 40 000 м³) должно быть равно сумме двух диаметров наибольших соседних резервуаров; но не менее 50 м.

При резервуарах полуподземного типа расстояние уменьшается на 25% по отношению к соответствующим расстояниям между наземными резервуарами.

2. Установить соответствие емкости обвалования требованиям пожарной безопасности.

При этом следует:

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

Емкость резервуаров устанавливается на основе паспортных данных на резервуары, а емкость обвалования — измерением ее на местности.

Требуемая емкость обвалования должна быть:

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

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

При определении высоты вала обвалования нужно исходить из того, что зеркало разлившейся жидкости из наземной части резервуара должно быть ниже на 0,2 м от верхнего края вала (стенки). 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 обвалования 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.

Для сохранения обвалования от разрушения с обеих сторон вала должны устраиваться из любого материала лестницы-переходы, не менее двух на каждую группу резервуаров.

3. Установить, из какого материала выполнены кольца замерных люков (или направляющие колодки) и приборы для отбора проб и замера нефтепродуктов.

Как правило, замерные люки резервуаров снабжаются кольцами из цветного металла или иного материала, который предохраняет от искрообразования 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 гофрированно-пластинчатого типа.

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. Клапан обязательно должен быть оборудован огневым предохранителем.

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

Наличие хлопушек на патрубках можно проверить 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. Выяснить исправность водоспускного крана (по наличию или отсутствию течи нефтепродукта).

8. При обследовании пенокамер резервуаров обратить внимание на сочленение их с резервуарами и на наличие мембран (диафрагм). Пенокамеры два раза 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 должны быть указаны сроки осмотров клапанов — 2—4 раза в месяц, огневого предохранителя — 1—2 раза в месяц, гидравлического предохранительного клапана — не реже 3 раз в месяц.

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 ее удалить через специальное отверстие, расположенное внизу клапана;

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

в) жидкость в клапане необходимо менять 2—3 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 керосине.

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 продолжение 24 ч;

г) грязь и очистки удаляются в безопасное место.

В беседе с обслуживающим персоналом обследователь устанавливает знание ими 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:

а) на герметизацию фланцевых и других соединений труб, задвижек и другой арматуры;

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

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

г) на способ прокладки трубопроводов и расстояния 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 несгораемыми;

б) в пределах резервуарного парка и сливо-наливных устройств трубопроводы прокладываются на несгораемых 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 несгораемых 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.

25. Обследование зоны розничного отпуска нефтепродуктов

Разливочные, автоэстакады, автостоянки. Если разливочная находится в здании, то следует определить соответствие его требованиям пожарной безопасности. 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. 2, 3, разд. 23).

2. При наличии механического и электрического оборудования проверка его осуществляется так же, как в насосных станциях (п. 11, 12, разд. 23).

3. Соответствие разрывов между разливочной и другими зданиями и сооружениями проверяется так же, как при обследовании сливо-наливных устройств (п. 1, разд. 23).

4. При наличии отдельных стояков для налива автоцистерн необходимо прежде всего определить их соответствие требованиям пожарной безопасности.

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

Стояки для налива автоцистерн должны быть выполнены из несгораемых материалов и размещаться в пределах зоны розничного отпуска. Площадка с уклоном к стокам в сеть про-

мышленной 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 м^3 .

6. Проверить разрывы от разливочной до резервуарного парка и установить их соответствие требованиям пожарной безопасности.

7. При проверке разливочных нужно обратить внимание на соблюдение раздельного розлива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

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

На нефтебазах III категории допускаются розлив в одном здании всех нефтепродуктов при условии отделения брандмауэром разливочной для легковоспламеняющихся нефтепродуктов от разливочной для горючих нефтепродуктов.

8. При обследовании следует установить, отвечает ли требованиям пожарной безопасности применяемый при розливе инструмент.

Тарные хранилища. 1. Проверить соответствие конструктивных элементов хранилища требованиям пожарной безопасности.

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 (штабеля, 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.

3. Соответствие разрывов между хранилищами и соседними зданиями и сооружениями требованиям пожарной безопасности устанавливают согласно НитУ 108—56.

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

а) на сорт хранимого нефтепродукта;

б) на наличие ограждения площадки земляным валом или негораемой стенкой;

в) на количество размещаемых штабелей бочек в обваловании;

г) на разрывы между штабелями смежных площадок;

д) на устройство навесов.

Все эти вопросы выясняются в момент обследования.

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

Площадки должны возвышаться над прилегающей территорией на 0,2 м и ограждаться земляным валом или несгораемой 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 несгораемых материалов.

26. Обследование электроустановок¹

Противопожарное обследование электроустановок нефтебазы рекомендуется начать с предварительного ознакомления с проектными и эксплуатационными материалами, что позволяет более быстро и качественно провести это обследование.

Ознакомление с проектно-эксплуатационной документацией дает возможность судить о соответствии элементов электроустановок требованиям пожарной безопасности, т. е. состояние изоляции сетей и электрических машин, защитного заземления, молниезащитных устройств и др.

К документации, которую необходимо знать, относятся проект электрооборудования или исполнительные схемы силовой и осветительной сетей; отчеты и протоколы по измерению сопротивления изоляции электрических сетей и токоприемников; отчеты и протоколы по ревизии и измерению сопротивления заземляющих устройств; технические отчеты по ревизии молниезащитных устройств и защите от разрядов статического электричества и т. п.

Пользоваться вышеперечисленной документацией следует тогда, когда без нее решать вопрос о соответствии элементов электрооборудования и защитных средств требованиям пожарной безопасности не представляется возможным.

Важнейшим моментом обследования электроустановок является определение класса пожаро- и взрывоопасности поме-

¹ Разделы 26 и 27 написаны канд. техн. наук В. Н. Черкасовым.

щения или установки, а также категории и группы взрывоопасной среды данного помещения (если оно взрывоопасное).

Классификация помещений и наружных установок нефтебазы по пожаро- и взрывоопасности приводится в табл. 25.

Таблица 25

Классификация помещений и наружных установок нефтебазы
по пожаро- и взрывоопасности

Наименование помещения или установки	Класс пожаро- и взрывоопасности
Железнодорожные эстакады и причалы по сливу и наливу светлых нефтепродуктов; резервуары для светлых нефтепродуктов; стойки для налива автоцистерн (раздаточные колонки); автоэстакады по наливу светлых нефтепродуктов; открытые склады нефтепродуктов (бочки, бидоны); нефтеловушки и т. п.	B-1r
Насосные для перекачки светлых нефтепродуктов и легких нефтей (машинные залы, манифольды); перепускные колодцы; разливные светлых нефтепродуктов в мелкую тару; складские помещения светлых нефтепродуктов в таре; аккумуляторные помещения	B-1a
Гаражи: стоянка автомашин, смотровые канавы и т. п.	B-1б
Железнодорожные эстакады и пирсы по сливу и наливу темных нефтепродуктов; резервуары для темных нефтепродуктов; установки отпуска масел и т. п.	П-III
Насосные для перекачки темных нефтепродуктов; лаборатории по анализу нефтепродуктов; цехи регенерации масел; камеры трансформаторов и масляных выключателей электроподстанций; котельные жидкого и газообразного топлива и т. п.	П-1
Бондарная и деревообделочные мастерские	П-II
Склады тары, материальные склады и т. п.	П-1а

Определение соответствия электрооборудования классу пожаро- и взрывоопасности помещений и наружных установок производится путем сопоставления фактически имеющегося с требуемым по «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ).

При этом необходимо иметь в виду, что надежная работа

электрооборудования в пожаро- и взрывоопасных помещениях и наружных установках обеспечивается не только правильным его выбором и качеством изготовления, но и регулярным проведением осмотров, профилактических испытаний и ремонтов в соответствии требований ПТЭ и БОЭПП (Правила технической эксплуатации и безопасности обслуживания электроустановок промышленных предприятий. Госэнергоиздат, 1961). Исполнение электрооборудования должно удовлетворять не только условиям взрывозащищенности, но и соответствовать общей характеристике среды (химическая активность, сырость, запыленность). В частности, для наружных установок электрооборудование должно быть пригодно для работы на открытом воздухе или иметь устройство для защиты от атмосферных воздействий.

Решение вопросов соответствия электроустановок нефтебазы требованиям пожарной безопасности рекомендуется в следующем порядке.

По распределительным устройствам, сборкам, щитам, пунктам и т. п. Распределительные устройства, сборки, щиты, пункты и т. п. рекомендуется устанавливать в помещениях с нормальной средой.

Если указанные устройства располагаются в пожароопасных помещениях, то необходимо иметь в виду, что в помещениях классов П-I и П-II они должны быть в закрытом уплотненном исполнении, а в помещениях класса П-IIа — в защищенном исполнении. Размещение распределительных устройств непосредственно во взрывоопасных помещениях всех классов запрещается.

Во взрывоопасные помещения классов В-Iа и В-Iб допускается встраивать только отдельные помещения для размещения распределительных устройств, пусковых аппаратов и контрольно-измерительных аппаратов. Указанные помещения должны быть изолированы от взрывоопасных помещений глухими несгораемыми стенами и перекрытием с пределом огнестойкости не менее 1 ч и иметь при длине распределительного устройства до 7 м один выход наружу, а при длине 7 м и более — два выхода. Один из выходов допускается устраивать либо в подсобное невзрывоопасное помещение, либо во взрывоопасное с устройством в последнем случае тамбура с противопожарной samozакрывающейся дверью, с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Помещения распределительных устройств напряжением до 1000 в допускается отделять от взрывоопасного помещения класса В-Iб только несгораемыми стенами или перегородками с противопожарными samozакрывающимися дверями (без тамбура).

Аппараты защиты (плавкие предохранители, автоматические выключатели), рубильники и другая аппаратура должны так располагаться на панелях сборок и щитов, чтобы было обеспе-

чено безопасное обслуживание и чтобы возникающие в аппаратах при их эксплуатации электрические искры и дуга не могли причинить обслуживающему персоналу вреда, воспламенить или повредить окружающие предметы и вызвать короткое замыкание или замыкание на землю.

Предохранители, например, следует располагать на панели щита ниже измерительных приборов, рубильников и другой аппаратуры. Рубильники должны устанавливаться так, чтобы они не могли замкнуть цепь самопроизвольно под действием силы тяжести.

Номинальный ток предохранителя или расцепителей автомата, а также номинальный ток плавкой вставки или ток уставки автомата (ток срабатывания) должны соответствовать параметрам защищаемого участка электрической сети.

Для предохранителей должны применяться калиброванные плавкие вставки, специально предназначенные для предохранителей данного типа.

По электрическим сетям. Во взрывоопасных помещениях классов В-I и В-Iа должны применяться провода и кабели только с медными жилами. В пожаро- и взрывоопасных помещениях и наружных установках остальных классов, а также в других помещениях с непожаровзрывоопасной средой допускается применять провода и кабели с алюминиевыми жилами. Запрещается применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами во вторичных цепях трансформаторов тока, цепях управления, измерения, защиты, сигнализации и блокировки и для зарядки светильников.

Применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами допускается при условии наличия у аппаратов и приборов, к которым они присоединяются, специальных контактов, предназначенных для этой цели. Это требование не распространяется на те случаи, когда на алюминиевые жилы напаяны медные наконечники или наварены медноалюминиевые наконечники.

Соответствие марок проводов и кабелей и их способов прокладки классам пожаро- и взрывоопасности помещений, а также условиям окружающей среды можно определять путем сравнения имеющихся видов с требуемыми.

Сечения проводников силовых и осветительных сетей всех видов должны быть таковы, чтобы допустимый длительный ток, на который они рассчитываются, должен быть больше или равен рабочему току нагрузки.

Провода и кабели должны иметь изоляцию, соответствующую номинальному напряжению сети, а защитные оболочки — способу прокладки. В пожаро- и взрывоопасных помещениях и на наружных установках провода и кабели должны иметь изоляцию не ниже чем на напряжение 500 в.

При обследовании важно установить состояние изоляции сетей. Это осуществляется либо путем просмотра отчетов и про-

токолов по измерению сопротивления изоляции сетей (если такая документация имеется), либо путем непосредственного измерения отдельных ее участков. По отчетам, протоколам или по сводной ведомости дефектов легко устанавливаются помещения и щитки с дефектными группами сетей.

При отсутствии отчетов или протоколов по профилактическому испытанию изоляции электрических сетей, необходимость выполнения такой работы записывается в предписание, так как такие испытания должны выполняться не реже одного раза в год.

Для измерения сопротивления изоляции силовых и осветительных сетей напряжением до 1000 в применяются мегомметры на 1000 в типа М1101 или М1102 в исполнении РВ-И (рудничный взрывозащищенный искробезопасный, который предназначен для работы в среде с взрывоопасной смесью метана, бензина, пропана и подобных им по физическим свойствам смесям). Правила пользования этими приборами несложны и даются в виде краткой инструкции на их крышках.

Сопротивление изоляции сетей, выполненных проводами на участке между двумя смежными предохранителями и за последними предохранителями, между любыми проводами и землей, а также любыми двумя проводами должно быть не менее 0,5 Мом.

Кабельные сети напряжением до 1 кВ испытываются, как правило, тоже мегомметром на 1000 в и величина сопротивления их изоляции должна быть также не менее 0,5 Мом.

По электрическим светильникам и установочным аппаратам. Безопасность электрического освещения в пожаро- и взрывоопасных помещениях обеспечивается применением соответствующих типов и исполнений светильников, а также правильным их монтажом и эксплуатацией. Типы светильников для помещений разных классов приведены в табл. 26.

Для взрывоопасных помещений класса В-Ia (помещения насосных ЛВЖ, манифольдные, разливные и т. п.) и наружных установок класса В-Iг (в пределах зон взрывоопасности) — должны применяться светильники повышенной надежности против взрыва типов НОБ-300 и НОБ-150 (рис. 32, а и б). Применение взрывонепроницаемых светильников типа ВЗГ-100, ВЗГ-200 и тем более светильников типа В4А-200, В4А-100, В4А-50 для указанных классов экономически нецелесообразно.

В качестве переносных светильников для взрывоопасных помещений и наружных взрывоопасных установок должны применяться взрывонепроницаемые светильники типа ВЗГ-25 или ПР-60-В (ВЗГ), а также взрывонепроницаемый переносный аккумуляторный фонарь типа В2А или В2А-200с.

В складских пожароопасных помещениях светильники должны быть только с наличием защитных стеклянных колпаков.

Во взрывозащищенных светильниках (ВЗГ, НОБ, В4А) дол-

Типы светильников для помещений разных классов

Класс помещения	Тип светильника
В-1	ВЗГ-200, ВЗГ-100, ВЗГ-60, В4А-200, В4А-50, РВЛА-15, РВЛ-15
В-II В-1а В-1г (в зоне взрыво- опасности)	НОБ-300, НОБ-150, НОДЛ-40, НОДЛ-80
В-1б, В-1а П-1, П-II, П-IIа (склады)	РН, ПВ, ПВН, ГП, УП, ПГТ, ПУ, СХ
П-III	У*, Г _э *, СПО, ПУ и прожекторы

* С патроном из фарфора или влагостойкой изоляцией с устройством раздельного ввода.

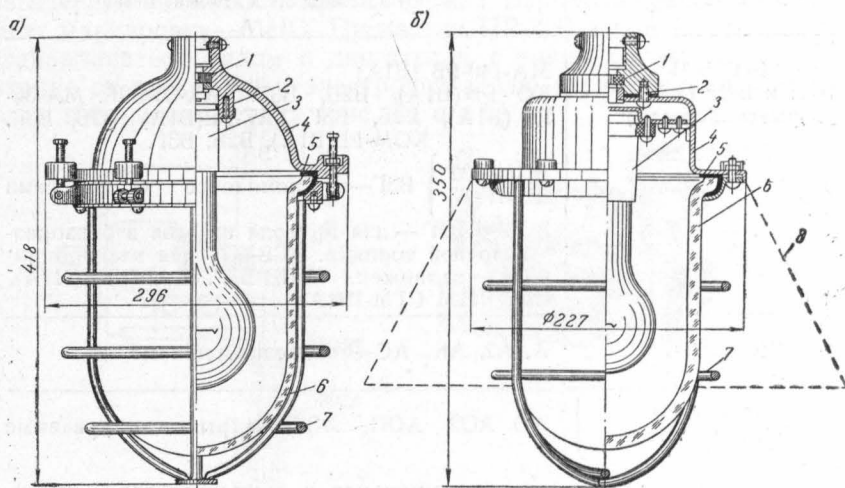


Рис. 32. Светильники повышенной надежности против взрыва

а — типа НОБ-300; б — НОБ-150; 1 — уплотняющая резиновая прокладка; 2 — винт для заземления; 3 — искробезопасный патрон; 4 — корпус; 5 — резиновая прокладка; 6 — защитный стеклянный колпак; 7 — защитная сетка; 8 — отрагатель

жны применяться только специальные искробезопасные патроны, а не обычные, как это бывает иногда на практике. Мощность электролампочек должна быть соответствующей данному типу светильника. Светильники должны быть подвешены либо на специальном крюке, либо с помощью резьбовых соединений к стальной трубе. Подвешивать светильники на питающих их проводах запрещается.

Установка штепсельных розеток и светильников местного освещения внутри лабораторных вытяжных шкафов не допускается. Эти приборы должны монтироваться снаружи шкафа.

Выключатели для управления светильниками во взрывоопасных помещениях всех классов должны устанавливаться вне помещений, у входа снаружи здания. Выключатели при этом должны быть в брызгонепроницаемом исполнении или в нормальном исполнении в нишах (для защиты от атмосферных воздействий).

По электрическим двигателям и аппаратам управления. Исполнение электродвигателей и аппаратов управления должно соответствовать классу пожаро-взрывоопасности помещения. В табл. 27 приводятся основные типы электродвигателей и их исполнение, которые могут применяться в различных помещениях нефтебаз.

Таблица 27

Типы электродвигателей для различных помещений

Класс помещения	Тип электродвигателя и его исполнение
В-1; В-II В-1а и В-1г (в зоне взрывоопасности)	МА-140-РВ (В1А) КО-РВ (В1А), В2Б, В3Г. МА-35-В2Б. МА-36-РВ (В1А), В2Б, В3Г. ТАГ-РВ (В1А) В2Б, В3Г. КОМ-РВ (В1А), В2Б, В3Г. ДЦНГ-32 } В3Г—в комплексе с насосами ДЦНГ-33 } ВО31-4-В2Г — для привода насосов в бензораздаточной колонке. АСВ-В3Г для электропривода задвижек. ЭПВ-В3Г. МАРП-РП (Н1А). СДС-ПНА. СТМ-ПНА
В-1б, П-1	А, А2, АК, АС—брызгозащищенные
П-IIа и П-III В-IIа и П-II	АО, АО2, АОП, АОТ—закрытые обдуваемые

Электродвигатели, устанавливаемые в сырых местах, должны иметь исполнение капле- или брызгозащищенное с изоляцией, рассчитанной на действие сырости и пыли.

Для привода механизмов, установленных во взрывоопасных помещениях, допускается применять электродвигатели в нор-

мальном (невзрывозащищенном) исполнении при выполнении следующих требований:

а) электродвигатели должны устанавливаться вне взрывоопасных помещений, которые должны отделяться от взрывоопасного глухой несгораемой стеной, иметь эвакуационный выход и должны быть обеспечены избыточным давлением;

б) привод механизмов должен осуществляться при помощи вала, пропущенного через стену, с устройством в ней сальникового уплотнения.

Электродвигатели в исполнении РВ(В1А) с короткозамкнутым ротором допускается применять в условиях других взрывоопасных сред (помещений класса В-1а), отнесенных к категориям 2, 3 и 4, но одной и той же группы А.

Так как промышленность выпускает пусковую аппаратуру во взрывозащищенном исполнении в ограниченном количестве, поэтому на практике допускается применять пусковую аппаратуру в нормальном исполнении, размещая ее (магнитные станции, пускатели и пр.) в отдельном щитовом помещении с нормальной средой. Для управления электродвигателями, установленными во взрывоопасных помещениях, применяются и взрывозащищенные пускатели, например ручные серии ПР-700 и магнитные ПМ-700, предназначенные для работы в помещениях со взрывоопасной средой 4Г включительно. Исполнение этих пускателей комбинированное: контактные части — в масле, вводная коробка с зажимами, тепловым и электромагнитным реле и механизмом включения и отключения — в исполнении повышенной надежности против взрыва. Взрывозащищенность их имеет маркировку — МНО. Пускатели ПР-700 и ПМ-700 должны устанавливаться рядом с двигателем с таким расчетом, чтобы питание от пускателя к электродвигателю осуществлялось проходом в стальных трубах (рис. 33, а и б).

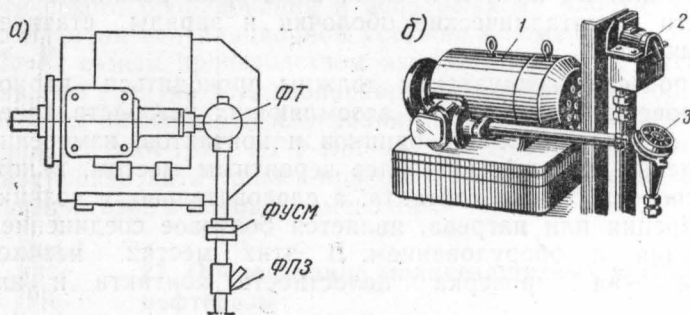


Рис. 33. Присоединение питающей линии и кнопки управления

а — проводом через трубы и фитинги: ФТ — тройник; ФУСМ — универсальная соединительная муфта; ФПЗ — универсальный проходной фитинг; б — кабелем через переходную коробку; 1 — взрывонепроницаемый электродвигатель; 2 — кнопка управления типа КУ-700; 3 — взрывонепроницаемая коробка для перехода с кабеля на провод

Для управления электродвигателями применяются также взрывонепроницаемые кнопки управления типа КУВ (ВИА) и маслonaполненные серии КУ-700 (МОД — для эксплуатации в средах, относящихся к категориям смеси 1, 2, 3 и 4 группам воспламеняемости А, Б, Г и Д).

При эксплуатации взрывозащищенных электродвигателей и аппаратов управления нельзя допускать применения электрооборудования без знаков взрывозащищенности на его оболочке (РВ, ВЗГ, МОД и др.), так как отсутствие этих знаков указывает на то, что это электрооборудование не является взрывозащищенным.

По защитным заземлениям. В качестве заземляющих проводников во взрывоопасных помещениях должны быть использованы голые и изолированные проводники, специально предназначенные для этой цели. Использование всякого рода конструкций — труб, ферм, свинцовых и алюминиевых оболочек кабелей и т. п. — допускается только как дополнительное мероприятие.

Оборудование, установленное на заземленных металлических конструкциях, должно быть дополнительно заземлено отдельным проводником.

Во избежание искрений от разрядов статического электричества и вторичных воздействий молнии все металлические конструкции зданий, металлоконструкции производственного назначения, стальные трубы электропроводок, металлические трубы всех других назначений, в том числе с горючими и легко воспламеняющимися жидкостями, должны быть надежно заземлены.

Особенно тщательному заземлению подлежат металлические сосуды и емкости, служащие для хранения ЛВЖ, трубопроводы для их подачи и т. п., в которых возникают трение жидкости о металлические оболочки и заряды статического электричества.

В процессе эксплуатации должны проводиться периодические проверки и испытания заземляющих устройств (внешний осмотр заземляющих проводников и контактов, измерения сопротивления и т. п.). Наиболее вероятным местом, в котором возможно ослабление контакта, а следовательно, и возникновение искрения или нагрева, является болтовое соединение сети заземления с оборудованием. В этих местах необходима периодическая проверка целостности контакта и их затяжка.

Для проверки наличия надежного контакта, а также для обнаружения аварийного напряжения на частях электрооборудования и промышленного оборудования можно воспользоваться переносным стрелочным омметром типа М313 или М372. Пользование омметрами простое и изложено в инструкции, помещенной на внутренней части крышки прибора.

Осмотры заземляющего устройства с измерением его сопротивления должны производиться не реже 1 раза в год.

Измерение сопротивления заземляющих устройств производится измерителями заземления типа МС-07, МС-08 или М-1103 (РВ-И). На рис. 34 представлен общий вид измерителя заземления типа МС-07 (МС-08) и дана принципиальная схема измерения сопротивления испытуемого заземлителя.

Величина сопротивления заземлителей защитного заземления электроустановок должна быть не более 4 ом. Как правило, электрические измерения во взрывоопасных помещениях производятся во время ремонта технологического оборудования. При этом используются обычные методы, применяемые вне взрывоопасных помещений. Измерения при этом могут быть начаты только по истечении не менее 3 ч после остановки технологического оборудования и непрерывной работы в течение этого времени вентиляционной установки помещения.

Перед самым производством измерений должен быть проведен анализ воздуха взрывоопасного помещения, в котором предполагается производить измерения, при помощи газоанализатора типа ПГФ2М-ИЗГ, ПГФ-ВЗГ и др. Работы по измерению можно производить только при отсутствии взрывоопасной концентрации газов и паров в помещении.

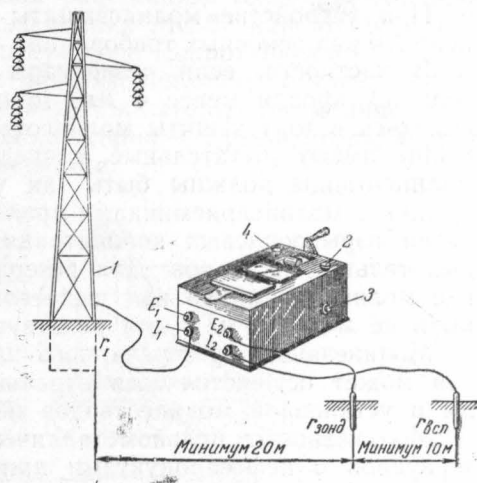


Рис. 34. Схема включения измерителя заземления МС-07 (МС-08)

1 — опора высоковольтной линии (измеряемое сопротивление r_1); 2 — переключатель «регулировка — измерение»; 3 — рукоятка реостата; 4 — переключатель пределов измерения; E_1 , E_2 — потенциальные зажимы; I_1 , I_2 — токовые зажимы; $r_{зонд}$ — сопротивление потенциального зонда; $r_{всп}$ — сопротивление вспомогательного электрода

27. Обследование молниезащитных устройств нефтебазы

На нефтебазах обязательной защите от прямых ударов молнии подлежат все резервуары товарно-сырьевых парков по хранению ЛВЖ и сырой нефти, с общим количеством их от 30 000 м³ и выше. Этой же защите подлежат и другие сооружения нефтебаз в зависимости от их назначения и сте-

пени важности, степени пожаро-взрывоопасности и места расположения и т. д. Защите от вторичных воздействий молнии подлежат сооружения и здания всех нефтебаз независимо от емкости их резервуарных парков.

При устройстве молниезащиты нефтебазы необходимо выполнять ряд основных требований.

В частности, если резервуары с нефтепродуктами имеют толщину кровли менее 4 мм, то они должны полностью вписываться в зону защиты молниеотводов. При этом, если резервуары имеют дыхательные и предохранительные клапаны, то молниеотводы должны быть так установлены, чтобы контакт молнии с молниеприемниками происходил вне зоны распространения взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов из дыхательных клапанов. Для резервуаров до 5000 м³ превышение молниеприемника над дыхательными клапанами должно быть не менее 3 м, а для резервуаров более 5000 м³ — 5 м.

Молниезащита резервуарного парка и отдельных резервуаров может осуществляться отдельно стоящими молниеотводами и установкой молниеотводов непосредственно на емкостях.

Молниезащита цельнометаллических герметизированных резервуаров с нефтепродуктами при толщине стенок и кровли не менее 4 мм может осуществляться многократным заземлением резервуара с результирующим сопротивлением растеканию 10 ом. Количество заземлителей определяется размерами резервуара, очаги заземления следует выполнять через каждые 30 м по периметру резервуара, но не менее двух на резервуар.

При противопожарном обследовании молниезащитных устройств необходимо провести следующие мероприятия.

а) Проверить соответствие молниезащитных устройств категории здания или сооружения и в случае наличия строительных или технологических изменений за предшествующий период предложить мероприятия по модернизации молниезащиты и доведению ее до требований соответствующих категорий здания или сооружения. При этом необходимо обращать внимание на то, чтобы все части зданий и сооружений были бы вписанными в зоны защиты молниеотводов.

Имеются случаи, когда на действующих нефтебазах молниезащита резервуарных парков выполнена совершенно неправильно. Например, на ряде нефтебаз защита резервуаров и эстакад осуществляется отдельно стоящими телескопическими молниеотводами, совмещенными с прожекторными мачтами (рис. 35). Из рисунка видно, что при высоте молниеотводов 15—20 м и значительной удаленности их, все защищаемые резервуары оказались вне предела зон защиты молниеотводов. Естественно, что при такой молниезащите не исключено поражение резервуаров прямыми ударами молнии. Тем более что защищаемые резервуары типа РВС-4600 имеют толщину листов кровли 2,5 мм и дыхательные и предохранительные кла-

паны, около которых создаются зоны взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов.

б) Проверить осуществление текущих ремонтов и ревизий молниезащиты, а также выполнение измерений сопротивления заземлителей молниеотводов растеканию токов промышленной частоты (измерителями заземления МС-07 или МС-08), по которым оценивается их импульсное сопротивление.

По правилам эксплуатации молниезащиты требуется производить эти замеры для зданий I категории (по молниезащите) 1 раз в 2 года, для зданий II категории — 1 раз в 3 года, а для резервуаров — в период их зачистки.

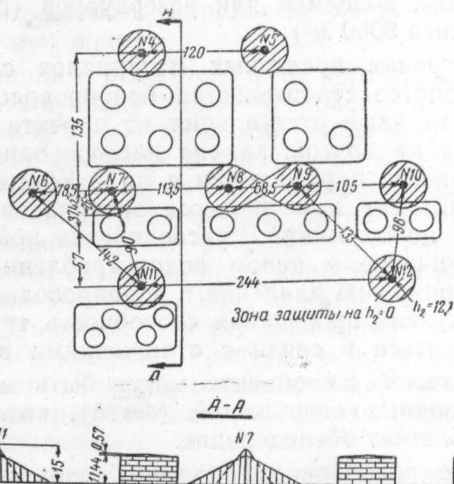


Рис. 35. Пример неправильной молниезащиты резервуарного парка

Ревизии молниезащитных устройств необходимо проводить ежегодно, после зимы, с тем чтобы успеть закончить предупредительный ремонт до наступления гроз (апрель).

Результаты ревизий молниезащитных устройств следует заносить в специальный эксплуатационный журнал, форма которого дается в руководящих указаниях по молниезащите.

При приемке молниезащитных устройств нефтебазы и в процессе их эксплуатации необходимо пользоваться специальной технической документацией, как, например: техническим проектом молниезащиты; исполнительными чертежами; отдельными приемочными актами по заземляющим устройствам до засыпки их грунтом (акты скрытых работ), а также приемочными актами состояния металлических и деревянных конструкций для отдельно стоящих стержневых молниеприемников перед их установкой и других элементов, недоступных в дальнейшем для осмотра (токоотводы, железобетонная арматура, используемая в качестве токоотводов и т. д.), актами замеров сопротивлений заземлителей.

28. Обследование противопожарного водоснабжения¹

Обследование противопожарных водопроводов необходимо начинать с ознакомления с проектными материалами, что позволяет выявить правильность выбора расчетных расходов воды и напоров, отчетливо представить себе схему водоснабжения, расположение водопроводных линий, с гидрантами на них.

Следует учитывать, что для небольших нефтебаз (складов) допускается устраивать противопожарное водоснабжение при помощи пожарных водоемов или резервуаров (при общей емкости склада менее 6000 м³).

При рассмотрении проектных материалов следует учитывать, что в процессе строительства водопроводов могут быть допущены те или иные отступления от проекта (замена труб одного диаметра на другой, замена насосов одних марок другими, с измененными параметрами и др.). Кроме того, изменения часто происходят и в процессе эксплуатации водопроводов (прокладка новых линий, присоединение новых водопотребителей и увеличение в целом водопотребления на объекте, приводящее к снижению давления в водопроводной сети и др.). В некоторых случаях пропускная способность труб может значительно сократиться в связи с отложениями в них осадков.

Помимо чертежей на объекте могут быть исполнительные схемы водопроводных сооружений (сетей), которые в значительной мере облегчат обследование.

Обследование водопроводов целесообразно производить по ходу движения воды, так как в этом случае ни одно из сооружений не может быть пропущено и оставлено без внимания.

При наружных водопроводах, забирающих воду из открытых водоисточников или скважин, обследование необходимо начинать с этих водоисточников, если же подача воды производится из городского водопровода или водопровода другого объекта — с мест присоединения к этим водопроводам.

Отметим здесь, что в данном случае весьма важно месторасположение и устройство водомерного узла на вводах. Так как обычно водомер не может пропустить требуемый пожарный расход воды, в водомерном узле устанавливают обводную задвижку, которая должна быть запломбирована в закрытом состоянии и открываться лишь в случае пожара.

Необходимо, чтобы водомерный узел находился в доступном месте, с указателем.

Как известно, в наружных водопроводах различают сооружения I и II подъемов. Из них I подъем обычно предназна-

¹ Раздел 28 написан канд. техн. наук Н. А. Тарасовым-Агалаковым.

чается для подачи воды из водоисточников на очистные сооружения или непосредственно в запасные резервуары.

Сооружения I подъема должны восполнять в случае пожара запас воды в резервуарах на пожарные нужды. В связи с этим важно знать, в какой мере обеспечивается восполнение пожарного запаса воды, т. е. сколько подают воды в единицу времени сооружения I подъема и насколько надежна эта подача.

При оценке надежности подачи воды сооружениями I подъема могут, например, встречаться случаи, когда забор воды производится из водохранилища, уровень воды в котором поддерживается плотиной и может изменяться, в связи с чем всасывающие линии насосов I подъема могут быть обнажены, что исключит подачу воды.

При образовании в реке шуги и донного льда, если не будут приняты соответствующие меры (устройство ковшей, электрообогрев решеток и т. д.), возможен забив всасывающих труб льдом, что может привести к прекращению подачи воды.

Отсутствие второго источника энергоснабжения (обычно электроэнергии) может также приводить к перерывам в подаче воды и, во всяком случае, на объектах с расчетным пожарным расходом воды свыше 25 л/сек является недопустимым.

Сооружениями I подъема вода подается в запасные резервуары, предназначенные для регулирования неравномерности водопотребления и хранения требуемого нормами запаса воды. При этом важным является сохранение неприкосновенного запаса воды на пожарные нужды, что должно обязательно проверяться при обследовании.

Из запасных резервуаров вода насосами станции II подъема подается в водоводы и далее в сеть. Здесь существенным является обеспечение подачи требуемого пожарного расхода воды под необходимым напором.

Как известно, различают противопожарные водопроводы низкого и высокого давления. В первом случае водопроводные сооружения (II подъема) и сеть должны обеспечить подачу требуемого расхода воды, а необходимый для подачи воды напор создается привозными пожарными насосами. При противопожарных водопроводах низкого давления напор при пожаре должен быть не ниже 10 м вод. ст., а в особо неблагоприятных точках может быть снижен до 7 м вод.ст.

При противопожарных водопроводах высокого давления необходимый расход воды и напор создаются специальными стационарными пожарными насосами. Расчетный напор определяется из условия подачи из spryska диаметром 19 мм водяной струи производительностью не менее 5 л/сек на уровне конька кровли наиболее высокого здания при непрорезиненной рукавной линии диаметром 66 мм и длиной 120 м.

Для нефтебаз потребный напор в водопроводах высокого давления определяют также исходя из условия обеспечения

работы пенной аппаратуры. При этом потребный напор у пеногенератора (при получении химической пены) принимается в пределах от 40 до 60 м вод. ст. Расход воды на один пеногенератор ПГ-50М составляет при напоре 40 м вод. ст. — 9 л/сек, при напоре 60 м вод. ст. — 10 л/сек.

Следует обращать внимание на надежность энергоснабжения пожарных насосов. При расходах воды свыше 25 л/сек необходимо иметь два источника энергоснабжения (электроэнергии) или, при одном источнике электроэнергии, второй насос должен иметь привод от двигателя внутреннего сгорания.

Отметим, что на нефтебазах, как правило, целесообразно иметь противопожарные водопроводы высокого давления.

При обследовании насосных станций II подъема крайне важно обращать внимание на наличие инструкций для машинистов насосных станций и на знание ими своих обязанностей на случай тушения пожара. Кроме того, следует проверить, умеют ли они поддерживать связь с пожарной охраной.

При осмотре водопроводной сети необходимо проверить местоположение всех пожарных гидрантов и колодцев, так как иногда отдельные колодцы могут быть завалены и для использования непригодны.

Каждый пожарный гидрант должен быть снабжен указателем, располагаемым обычно на стене ближайшего здания, на котором указывается расстояние от стены до гидранта и в сторону (влево или вправо) от указателя.

Важно знать, какой расход воды может быть получен от того или иного участка водопроводной сети.

Пропускную способность тупиковой линии при давлении в ней порядка 2—4 атм можно определить приближенно по формуле

$$Q = D \frac{D}{2} v, \quad (27)$$

где Q — расход воды в л/сек;

D — диаметр трубы в дюймах;

v — принятая средняя скорость движения воды, равная 1,5 м/сек.

Так, например, если диаметр тупиковой водопроводной линии составляет 6", от нее можно получить

$$Q = 6 \frac{6}{2} 1,5 = 27 \text{ л/сек.}$$

Если давление в водопроводной линии будет порядка 6 атм (например, при включении стационарных пожарных насосов), скорость движения воды v можно принять равной 2 м/сек. Тогда в данном примере расход воды определится равным 36 л/сек.

При двухстороннем питании водопроводной линии (кольцевая сеть) полученный по указанной выше формуле расход должен быть удвоен.

Приведенный здесь метод определения пропускной способности водопроводных линий является ориентировочным, так как, во-первых, неизвестно давление в водопроводной сети, во-вторых, неизвестно состояние водопроводных труб. В связи с этим является целесообразным произвести определение фактической водоотдачи водопроводной сети.

Наиболее просто при отсутствии приборов поступить следующим образом. На гидрант в наиболее неблагоприятной точке водопроводной сети устанавливают пожарную колонку, к которой присоединяют пожарный автосос, при помощи двух рукавных патрубков. Дальнейшие действия определяются в зависимости от системы водопровода высокого или низкого давления. При противопожарных водопроводах высокого давления к обоим напорным патрубкам автососа (или автоцистерны) присоединяют с каждой стороны по одному 20-метровому рукаву (желательно диаметром 77 мм), а на конце рукавов устанавливают по стволу со сменными sprays. Не включая насос, подают воду и замечают давление на насосе по манометру. По найденному давлению, пользуясь табл. 28, находят расход воды.

Таблица 28

Определение расхода воды по напору
в начале прорезиненного рукава диаметром 66 мм и длиной 20 м

Напор в атм	Расход воды в л/сек при диаметрах sprays в мм							
	13	16	19	22	25	28	30	32
2	2,6	3,9	5,4	7,1	9	10,9	12	13,2
3	3,2	4,8	6,6	8,7	11	13,3	14,7	16,2
4	3,7	5,5	7,7	10,1	12,7	15,4	17	18,7
5	4,2	6,2	8,6	11,1	14,2	17,2	19	21
6	4,5	6,8	9,4	12,4	15,6	19	21	23

Примечание. Расход воды по напору в начале прорезиненного рукава диаметром 77 мм при диаметрах sprays 13, 16, 19, 22 и 25 мм тот же, что и в начале рукава диаметром 66 мм, а при диаметрах sprays 28, 30 и 32 мм расход воды равен табличным данным, умноженным на 1,1.

Теперь важно убедиться, отвечает ли полученный при этом напор требованиям противопожарных норм. Потребный напор в противопожарных водопроводах высокого давления может быть определен по формуле

$$H = T + 28, \quad (28)$$

где T —высота наиболее высокого здания по сравнению с отметкой земли у гидранта;

28—напор в м, затрачиваемый на создание водяной струи и на преодоление потерь напора в гидранте, колонке и пожарных рукавах.

Если показания манометра в *м вод. ст.* превышают или равны *H*, давление соответствует требованиям норм. Наибольший расход воды находят, увеличивая диаметр spryska на стволе (или, например, при полностью свернутом spryske). Для отбора большего расхода воды устанавливают второй автонасос на смежный гидрант и т. д.

Если необходимо обеспечить работу пеногенераторов, то в этом случае исходят из расчетного расхода воды, потребного на их работу, при напоре перед пеногенераторами от 40 до 60 *м вод. ст.* Так, если для тушения расчетного пожара требуется работа шести пеногенераторов, то, следовательно, противопожарный водопровод (от ближайших гидрантов) должен подать порядка 55—60 л/сек при напоре 40—60 *м вод. ст.*

При противопожарном водопроводе низкого давления поступают таким же образом, но показания манометра у насоса (т. е. в начале рукава) используют лишь для определения расхода воды. Давление же перед насосом (по мановакуумметру) не должно при этом падать ниже 1—0,5 *атм.*

При обследовании внутренних противопожарных водопроводов необходимо обращать внимание на правильность устройства вводов в здание.

Следует установить, правильно ли выбран расход воды на внутреннее пожаротушение и расчетное число струй, обеспечивается ли требуемый напор у внутренних пожарных кранов. Далее должно быть проверено, правильно ли произведено размещение внутренних пожарных кранов с учетом орошения струями защищаемых помещений.

Необходимо выявить, соответствует ли напор в наружной водопроводной сети на вводе в здание расчетному напору на внутреннее пожаротушение и, в случае, если напор в наружном водопроводе недостаточен, отвечают ли требованиям противопожарных норм устройства, обеспечивающие подачу пожарных расходов воды при требуемых напорах.

Особое внимание следует обращать на правила эксплуатации внутренних водопроводов, в особенности при наличии насосных повысительных установок, а также на знание обслуживающим персоналом своих обязанностей на случай пожара.

Рекомендуется также проверять водоотдачу внутреннего противопожарного водопровода. Это делается посредством открытия наиболее высокорасположенного пожарного крана с подачей водяной струи через открытый проем (например, окно). Иногда для проверки водопроводной сети используют заглушку с свернутым в нее манометром, которую присоединят к внутреннему пожарному крану. Таким образом можно определить давление во внутреннем водопроводе, однако, при этом нельзя выявить степень падения давления при увеличении водоотбора, тогда как падение давления может быть весьма значительным.

Категории производств по пожарной опасности

Категория производ- ства	Характеристика пожарной опасности технологического процесса	Наименование производств, сооружений и установок, связанных с хранением легковоспла- меняющихся и горючих жидкостей
А	Производства, техно- логически связанные с хранением жидкостей с температурой вспышки паров 28°C и ниже	Резервуары, хранилища жидкостей в таре, сливо-наливные устройства, насос- ные станции, причалы, разливные, ка- нализационные насосные промышленных вод, погрузочно-разгрузочные платфор- мы с производством операций с жидкос- тями с температурой вспышки паров 28°C и ниже, газосборники и т. п.
Б	Производства, техно- логически связанные с хранением жидкостей с температурой вспышки паров выше 28 и до 120°C	Резервуары, хранилища жидкостей в таре, сливо-наливные устройства, насос- ные станции, причалы, разливные, рас- фасовочные, канализационные насосные промышленных вод, погрузочно-разгру- зочные платформы с производством опе- раций с жидкостями с температурой вспышки паров выше 28 и до 120°C, про- парочные установки, ловушки для легко- воспламеняющихся и горючих жидкостей и т. п.
В	Производства, свя- занные с обработкой или применением твер- дых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температу- рой вспышки паров вы- ше 120°C	Резервуары, хранилища жидкостей в таре, сливо-наливные устройства, насос- ные станции, разливные, расфасовоч- ные, маслоосветительные и регенерацион- ные установки, канализационные установки канализационные насосные для про- мышленных вод, погрузочно-разгрузочные платформы с производством операций с жидкостями с температурой вспышки паров выше 120°C, хранилища битумов и других твердых нефтепродуктов, транс- форматоры с аппаратурой, содержащей более 60 кг масла в единице оборудо- вания, бондарные мастерские, склады тары, клепки, твердого топлива, матери- альные склады и т. п.
Г	Производства, связан- ные с обработкой несго- раемых веществ и ма- териалов в горячем, рас- каленном или распла- вленном состоянии и со- провождающиеся выде- лением лучистого тепла, систематическим выде- лением искр и пламени, а также производства, связанные со сжигани- ем твердого, жидкого и газообразного топлива	Котельные, машинные залы электро- станций, кузницы, сварочные мастер- ские, трансформаторные с аппаратурой, содержащей 60 кг и менее масла в еди- нице оборудования и т. п.

Категория производ- ства	Характеристика пожарной опасности технологического процесса	Наименование производств, сооружений и установок, связанных с хранением легковоспла- меняющихся и горючих жидкостей
Д	Производства, связан- ные с обработкой неог- раемых веществ и ма- териалов в холодном состоянии	Механические мастерские, инструмен- тальные цехи, насосные станции для пе- рекачки негорючих жидкостей (воды, кон- денсата, фекальных вод и т. п.), градир- ни и т. п.

Примечания: 1. К категориям А, Б и В не относятся производства, в которых горючие жидкости сжигаются в качестве топлива, а также произ-водства, в которых технологический процесс протекает с применением откры-того огня.

2. Лаборатории и склады проб относятся к категории в соответствии с вы-полняемыми в них работами.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Расстояния между зданиями или сооружениями склада с производствами ка-тегорий А, Б и В (в том числе от резервуаров и сливо-наливных устройств) и соседними предприятиями, жилыми и общественными зданиями и другими объектами

№ п/п	Наименование объектов, до которых определяется разрыв	Категория склада	
		I	II и III
		Разрывы в м, не менее	
1	Границы участков промышленных предпри- ятий	200	60
2	Лесные массивы хвойных пород и прибреж- ные парки	50	50
3	Границы полосы отвода под железную дорогу:		
	а) на станциях	100	80
	б) на разъездах и платформах	80	60
	в) на перегонах	50	40
4	Границы полосы отвода автомобильных дорог:		
	а) I, II и III категорий	50	30
	б) IV и V категорий	30	20
5	Жилые здания склада	100	50
6	Жилые (прочие) и общественные здания . .	200	100
7	Электросети (воздушные) высокого напряже- ния	Не менее 1,5 высоты опоры	
8	Склады лесных материалов, твердого топли- ва, торфа, сена, волокнистых веществ и т. п., а также участки массового залегания торфа	100	50

Примечания: 1. Расстояния между зданиями или сооружениями склада с производствами категорий Г и Д до соседних объектов принимаются по приложению 6.

2. Указанные в приложении 2 расстояния между зданиями или сооружениями складов с производствами категорий А, Б и В (в том числе от резервуаров и сливо-наливных устройств) и соседними предприятиями, жилыми и общественными зданиями и другими объектами в отдельных случаях в зависимости от местных условий и при соответствующем обосновании могут быть сокращены на 10—15%.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

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

№ п/п	Наименование зданий и сооружений, до которых определяется разрыв	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Категории складов	
			I	II и III
			Разрывы в м, не менее	
1	Сливо-наливные причалы	—	100	50
2	Железнодорожные сливо-наливные устройства, наливные и сливные автоколонки	I, II	40	20
3	Продуктовые насосные, помещения узлов задвижек насосных, компрессорные, водопроводные насосные, лаборатории, маслоосветительные и регенерационные установки	{ I, II III	30 —	20 30
4	Разливочные, расфасовочные, раздаточные устройства	{ I, II III	30 —	15 25
5	Хранилища жидкостей в таре	{ I, II III	40 —	20 30
6	Здания и сооружения склада, в которых применяются производства с открытым огнем:			
	а) при легковоспламеняющихся жидкостях	{ I, II III	100 —	50 60
	б) при горючих жидкостях	{ I, II III	60 —	40 50
7	Площадки для хранения жидкостей в таре	—	40	20
8	Открытые склады деревянной тары и клепки	—	70	50
9	Все прочие здания и сооружения	{ I, II III—IV	60 70	40 50

Примечания: 1. Указанные в приложении 3 разрывы могут быть уменьшены на 25% при полуподземных резервуарах и на 50% — при подземных.

2. Противопожарные разрывы между подземными резервуарами и заглубленными насосными, если в обращенных к резервуарам стенах насосных нет проемов, могут быть уменьшены до 1 м при условии установки в насосных не более трех основных насосов. В случае применения погружных взрывобезопасных электронасосов допускается их установка непосредственно на подземных резервуарах.

3. Указанные в п. 1 приложения 3 разрывы между наземными резервуарами и сливо-наливными причалами считаются до ближайшей части корпуса судна, стоящего у причала. Эти разрывы не распространяются на резервуары-мерники, предназначенные для бункеровки судов. Такие резервуары-мерники разрешается устанавливать непосредственно на несгораемых причалах.

4. Указанные в приложении 3 разрывы между наземными резервуарами и зданиями и сооружениями на территории склада в отдельных случаях в зависимости от местных условий и при соответствующем обосновании могут быть сокращены на 10—15%.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Противопожарные разрывы между железнодорожными сливо-наливными устройствами или сливо-наливными причалами и прочими зданиями склада (кроме резервуаров)

№ п/п	Наименование зданий и сооружений, до которых определяется разрыв	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Разрывы в м не менее	
			от оси ближайшего пути железнодорожного сливо-наливного устройства	от сливо-наливных причалов
1	Продуктовые насосные, помещения узлов задвижек насосных, хранилища жидкостей в таре	{ I, II III	15	20
2	Здания и сооружения, в которых применяются производства с открытым огнем		25	30
		I—V	40	50
3	Прочие производственные и подсобные здания и сооружения склада (кроме резервуаров), а также конторы грузовых операций и помещений сливщиков и наливщиков	{ I, II III, IV	30	40
			40	50

Примечания: 1. Насосные для перекачки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей из наливных судов разрешается располагать непосредственно на несгораемых причалах.

2. Расстояние от промежуточных резервуаров, располагаемых на территории склада, до причала должно быть не менее 50 м.

3. Здания тарных хранилищ разрешается размещать по габариту приближения строений к обслуживающим склад железнодорожным, а также автогужевым дорогам.

4. Указанные в приложении 4 разрывы между железнодорожными сливо-наливными устройствами или сливо-наливными причалами и прочими зданиями склада (кроме резервуаров) в отдельных случаях в зависимости от местных условий и при соответствующем обосновании могут быть сокращены на 10—15%.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Противопожарные разрывы между колонками для налива автоцистерн или автоналивными устройствами и прочими зданиями и сооружениями

№ п/п	Наименование зданий и сооружений, до которых определяется разрыв	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Разрывы в м, не менее
1	Автовесы	—	15
2	Расфасовочные, насосные, хранилища жидкостей в таре	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="font-size: 3em; margin-right: 5px;">{</div> <div> I, II III I, II III—V </div> </div>	15
3	Прочие здания и сооружения		25
4	Основные резервуары и хранилища жидкостей в таре		20
5	Промежуточные резервуары (мерники)	См. п. 2 прилож. 3	30
6	До оси внутрискладских железнодорожных путей	—	15
		—	30

Примечание. Указанные в приложении 5 разрывы между колонками для налива автоцистерн или автоналивными эстакадами и прочими зданиями и сооружениями в отдельных случаях в зависимости от местных условий и при соответствующем обосновании могут быть сокращены на 10—15%.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Противопожарные разрывы между двумя зданиями, сооружениями и закрытыми складами определяются степенью их огнестойкости по наиболее опасной категории производства, размещенного в одном из зданий

Категория производства, принимаемая при определении разрыва	Степень огнестойкости здания или сооружения	Разрывы в м при степени огнестойкости другого здания или сооружения		
		I и II	III	IV и V
А и Б	I и II	13	15	19
В, Г и Д	I и II	10	12	16
	III	12	16	18
	IV и V	16	18	20

Примечание. За исключением данных, указанных в приложениях 3, 4 и 5.

Рекомендуемые марки проводов и кабелей и способы их прокладки для пожароопасных и взрывоопасных помещений и наружных установок

№ п/п	Класс пожаро-или взрыво-опасности	Марки проводов или кабелей	Вид электропроводки и способ выполнения
1	П-I П-II	ПР-500, ПР-3000, ПРГ-500, ПРГ-3000, АПР-500*, ПВ-500, ПГВ-500, АПВ-500, ПРВ-500, ПРГВ-500, АПРВ-500, ПРТО-500, ПРТО-2000, АПРТО-500, АПРТО-2000	<p style="text-align: center;">Открытая</p> <p>1. В стальных трубах 2. В изоляционных трубах с тонкой металлической оболочкой** 3. На изоляторах. Провода в этом случае должны быть удалены от мест скопления горючих материалов и не должны быть подвержены по своему местоположению механическим воздействиям (например, на недоступной высоте по фермам, тросовая подвеска). Открытая прокладка проводов по деревянным неоштукатуренным стенам и подшивке (потолочной или крышевой) не допускается</p> <p style="text-align: center;">Скрытая</p> <p>В трубах изоляционных, изоляционных с металлической оболочкой***, стальных</p>
			<p>Открытая с закреплением скобами¹</p>
		<p>ТПРФ-500, АТПРФ-500</p> <p>Кабели силовые с резиновой изоляцией: НРГ, АНРГ, НРБ, АНРБ, НРБГ, АНРБГ, ВРГ, АВРГ, ВРБ, АВРБ, ВРБГ, АВРБГ, СРГ, АСРГ, СРБ, АСРБ, СРБГ, АСРБГ, СРП, АСРП, СРПГ, АСРПГ</p>	<p>Допускаются все виды прокладок кабельных линий, при этом специальных требований к ним не предъявляется.</p> <p>Небронированные кабели с резиновой или полихлорвиниловой оболочкой не должны иметь внешних покровов из горючих веществ. В местах, где защитные оболочки небронированных кабелей подвержены механическим воздействиям, должны применяться защитные покрытия</p>

№ п/п	Класс пожаро-или взрыво-опасности	Марки проводов или кабелей	Вид электропроводки и способ выполнения	
		Кабели силовые с бумажной изоляцией: СГ, СГТ, СА, СБ, СБГ, СП, СПГ, СК, ОСБ, ОСБГ, СБВ, СБГВ, ОСБВ, ОСБГВ, СПВ, СПГВ, СКВ, ОСКВ, ОСПВ, ОСПГВ, АОСБ, АОСБС, АОСК, АСГ, АСБ, АСБГ, АБ, ААБ, ААПГ, АГВ, ААГВ, АБГВ, ААБГВ, АБВ, ААБВ, АПГВ, ААПГВ		
2	П-III	Те же провода, что и в п. 1. Бронированными кабелями (без джутового покрова)	1. В стальных трубах 2. Закреплением скобками	По открытым эстакадам трубопроводов с горючими жидкостями, по возможности с противоположной от трубопроводов стороны
3	В-1	ПР-3000, ПРГ-3000, ПРТО-500, ПРТО-2000, ПВ-500, ПГВ-500, ПРГВ-500	В стальных трубах. Электропроводки должны подвергаться испытанию на плотность соединений труб давлением 2,5 атм. Испытания следует производить сжатым воздухом, свободным от влаги и масла. Проверка утечки воздуха производится отсчетом падения давления по манометру. Допустимое падение давления за время 3—5 мин — не более 10—20%	
		ВРБГ, СРБГ, СРПГ, СБГ, СБГВ, ОСБГ, ОСБГВ, СПГ, СПГВ, ОСПГВ	В каналах, открыто по стенам, по потолкам и конструкциям; скрыто в полу в газовых трубах. Кабельные каналы в пределах цеха должны засыпаться песком, при этом допустимые длительные токовые нагрузки на кабели должны приниматься по соответствующим таблицам главы 1—3 ПУЭ, как для кабелей, проложенных в воздухе, с учетом поправочных коэффициентов на число работающих кабелей по таблице 1-3-23 ПУЭ. Проходы из помещения класса В-1 с газами легче воздуха следует сделать над полом (20—30 см от пола), а при газах тяжелее воздуха—	

№ п/п	Класс пожаро- или взрыво-опасности	Марки проводов или кабелей	Вид электропроводки и способ выполнения
			<p>под междуэтажным перекрытием (под потолком).</p> <p>При газах тяжелее воздуха ввод в подстанцию труб и кабелей допускается только через наружные стены.</p> <p>Все проходы следует заделывать цементным раствором и, как правило, оштукатуривать с двух сторон с затиркой</p>
		ВРГ, НРГ, СРГ	<p>В стальных трубах, заложенных в фундаментах, перекрытиях и полах, проложенных по стенам (наружным и внутренним), по потолкам и конструкциям</p>
4	В-1а	То же, что и для В-1	<p>Электропроводки в стальных трубах должны подвергаться испытанию на плотность соединения давлением 0,5 атм</p>
		ВРГ, НРГ, СРГ	<p>Допускается открытая прокладка в осветительных сетях при напряжении не выше 380 в и при отсутствии возможности механических и химических воздействий</p>
5	В-1б	То же, что и для В-1а. Допускаются провода и кабели с алюминиевыми жилами	<p>Провода и кабели с алюминиевыми жилами допускаются при условии выполнения соединений и оконцеваний пайкой, сваркой или опрессовкой и наличия у машин, аппаратов и приборов взрывозащищенных исполнений вводных устройств (для помещений класса В-1а) и контактных зажимов (для помещений всех классов), специально предназначенных для присоединения проводов и кабелей с алюминиевыми жилами и одобренных государственной контрольной организацией.</p> <p>Испытаний электропроводок в стальных трубах на плотность не требуется.</p> <p>Открытая прокладка небронированных кабелей в силовых и осветительных сетях допускается при напряжении не выше 380 в и во вторичных цепях при отсутствии возможности механических и химических воздействий</p>

№ п/п	Класс пожаро- или взрыво-опасности	Марки проводов или кабелей	Вид электропроводки и способ выполнения
6	В-1г	То же, что и для В-1б	<p>Стальные трубы электропроводки и бронированные кабели по эстакадам с трубопроводами технологического назначения допускается прокладывать:</p> <p>а) по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами;</p> <p>б) ниже трубопроводов—при наличии горючих паров или газов с удельным весом более 0,8 по отношению к воздуху;</p> <p>в) над трубопроводами—при наличии горючих паров или газов с удельным весом менее 0,8 по отношению к воздуху</p>
7	В-II	То же, что и для В-1. Допускаются провода и кабели с алюминиевыми жилами	<p>Электропроводки в стальных трубах должны подвергаться испытанию на плотность соединений давлением 0,5 <i>ати</i></p> <p>Для прокладки кабелей в каналах допускается также применение пылеуплотненного исполнения каналов (например, покрытие асфальтом). В последнем случае допускается применение небронированных кабелей</p>
8	В-IIIa	То же, что и для В-1a. Допускаются провода и кабели с алюминиевыми жилами	Допускается открытая прокладка небронированных кабелей в силовых и осветительных сетях при напряжении не выше 380 в и во вторичных цепях при отсутствии возможности механических и химических воздействий

* В пожароопасных помещениях всех классов применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами допускается в силовых и осветительных сетях при условии выполнения их соединений и оконцеваний при помощи сварки или пайки.

** В сухих непыльных помещениях, а также в помещениях пыльных, в которых пыль в присутствии влаги не образует соединений, разрушительно действующих на металлическую оболочку.

*** В помещениях с повышенной влажностью скрытая прокладка допускается в изоляционных влагостойких трубах.

Давление насыщенного пара в мм. рт. ст.

Наименование нефтепродукта	Температура в °С								
	—30	—20	—10	0	+10	+20	+30	+40	+50
Бакинский авиабензин	—	—	—	88	114	154	210	283	377
Грозненский авиабензин	—	—	—	132	156	188	266	372	512
Грозненский автобензин	—	—	—	40	50	70	98	136	180
Крекинг-автобензин	—	—	—	60	84	108	144	197	276
Бензин Б-70	—	22	34	48	70	100	154	240	—

Характеристика пожарной опасности нефтепродуктов

№ п/п	Наименование нефтепродукта	Температура в °С		Температурные пределы воспламенения в °С		Концентрационные пределы воспламенения в %	
		само-воспла-менения	вспыш-ки	ниж-ний	верх-ний	ниж-ний	верх-ний
1	Бензин автомобильный А-74	300	—36	—36	—7	0,79	5,16
2	То же, А-66	255	—39	—39	—8	0,76	5,03
3	Бензин авиационный стабиль- ный (каталитический)	440	—37	—37	—17	1,27	8,04
4	То же, нестабильный (катали- тический)	410	—44	—44	—16	1,48	8,12
5	Бензин Б-59	260	—44	—44	—9	—	—
6	Бензин авиационный Б-70 . . .	300	—34	—34	—4	0,79	5,16
7	Бензин Б-91/115	435	—38	—38	—5	—	—
8	Бензин авиационный (катали- тический) Б-100, этилирован- ный	474	—34	—34	—4	0,98	5,48
9	Бензин „калоша“	350	—17	—17	+10	1,1	5,4
10	Керосин осветительный	265	+48	+45	+86	—	—
11	„ тракторный	260	+28	+26	+65	—	—
12	„ уфимский	240	+30	+30	+54	—	—
13	Масло автотракторное АК-15	340	+217	+187	+225	—	—
14	Масло ВМ-4	400	+212	+177	+197	—	—
15	„ индустриальное 20 (веретенное 3)	320	+158	+154	+204	—	—

Характеристика некоторых бензинов и нефтей

№ п/п	Наименование нефтепродукта	Плотность	Температура в °С		Давление насыщенных паров	
			начала кипения	отгона 10%	при температуре °С	в мм рт. ст
1	Авиабензин А-66	0,7275	43	71	22,5	282,9
2	То же	0,7295	46	74	17	229,5
3	"	0,7277	42	65	20	246
4	Автобензин А-74	0,7371	51	70	21	189,7
5	То же, А-60	0,7321	47	77	15,7	204
6	"	0,7327	47	75	18	209,8
7	Автобензин А-56	0,7268	39	65	38	451,8
8	То же	0,7271	39	67	38	487
9	"	0,7283	35	64	20	278,5
10	Автобензин	0,7383	46	—	23,6	222
11	То же	0,7377	44	—	25,6	249,6
12	Автобензин А-60	0,738	46	—	23,7	237,5
13	То же	0,7373	47	—	24,8	235
14	"	0,731	47	—	25,8	242,7
15	Бензин Б-70	0,744	62	—	23,5	144,7
16	Авиабензин Б-95/115	—	57	—	11	71,6
17	Туркменская нефть	0,8632	78	150	20	31,9
18	Легкая Соколовогорская нефть	0,844	57	—	18,5	103,5

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев М. В. Причины образования горючей среды в производствах с наличием жидкостей и газов. Изд-во Высшая школа МООП РСФСР, 1961.

Алексеев М. В. Ограничение возможности распространения пожаров по производственным устройствам. Изд-во Высшая школа МООП РСФСР, 1961.

Баратов А. Н., Годжелло М. Г. Пожарная опасность производств, применяющих газы и жидкости. Изд-во МКХ РСФСР, 1961.

Блинов В. И., Худяков Г. Н. Диффузионное горение жидкостей. Изд-во АН СССР, 1961.

Годжелло М. Г., Демидов П. Г., Джалалов Е. М., Коршак З. В., Рябов И. В. Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Справочник. Изд-во МКХ РСФСР, 1956.

Григорян Г. М., Егоров В. Н., Калашников К. А., Королькова В. И., Полозков В. Т., Саркисянц Г. А. Основы техники безопасности и противопожарной техники. Гостоптехиздат, 1962.

Демидов П. Г. Горение и свойства горючих веществ. Изд-во МКХ РСФСР, 1962.

Дроздов Н. Г. Статическое электричество в промышленности. Госэнергоиздат, 1949.

Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов. Гостоптехиздат, 1961.

Лупичев Н. П. Применение инертных газов при транспортировке нефтепродуктов. Изд-во «Речной транспорт», 1961.

Мацкин Л. А., Черняк И. Л. Эксплуатация нефтебаз. Гостоптехиздат, 1963.

Нормы и технические условия проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Госстройиздат, 1956.

Пектемиров Г. А. Справочник инженера нефтебаз. Гостоптехиздат, 1962.

Правила технической эксплуатации резервуаров. Инструкция по ремонту резервуаров. Гостоптехиздат, 1959.

Правила устройства электроустановок. Изд-во «Энергия». 1964.

Правила защиты от статического электричества в производствах химической промышленности. Госхимиздат, 1963.

Правила изготовления взрывозащищенного электрооборудования. Госэнергоиздат, 1963.

Правила технической эксплуатации нефтебаз. Гостоптехиздат, 1960.

Саушев В. С. Противопожарное обследование нефтебаз. Изд-во МКХ РСФСР, 1955.

Смирнов В. М. Автоматика и пожарная безопасность технологических процессов. Изд-во МКХ РСФСР, 1962.

Справочные таблицы по маркам проводов и кабелей и области их применения. Изд-во Высшая школа МООП РСФСР, 1962.

Хитрин Л. Н. Физика горения и взрыва. Изд-во МГУ, 1957.

Черкасов В. Н. Аппараты защиты в электроустановках. Изд-во Высшая школа МООП РСФСР, 1962.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие	3
Глава I. Пожаро- и взрывоопасные свойства нефти и нефтепродуктов	4
1. Температура вспышки	4
2. Температура воспламенения	6
3. Температура самовоспламенения	7
4. Концентрационные пределы воспламенения паров нефтепродуктов	16
5. Определение концентраций паров нефтепродуктов	22
6. Температурные пределы воспламенения насыщенных паров нефтепродуктов	25
7. Электризация нефтепродуктов	28
Глава II. Устройство нефтебаз	30
8. Краткие сведения о нефтебазах	30
9. Зона приема и отпуска нефтепродуктов. Сливно-наливные устройства	33
10. Зона резервуарного хранения нефтепродуктов	39
11. Зона розничного отпуска нефтепродуктов	45
Глава III. Пожарная опасность технологического процесса нефтебазы	51
12. Образование взрывоопасных смесей паров нефтепродуктов с воздухом	51
13. Причины появления утечек нефтепродуктов	59
14. Источники воспламенения	61
15. Условия, способствующие развитию и распространению пожара	63
Глава IV. Противопожарные мероприятия	65
16. Планировка территории нефтебазы	65
17. Уменьшение образования количества взрывоопасной смеси паров нефтепродуктов с воздухом	67
18. Мероприятия по устранению утечек нефтепродуктов	71
19. Мероприятия по устранению источников воспламенения	79
20. Ограничение распространения пожара	84
21. Основные правила эксплуатации сооружений и агрегатов	88

Глава V. Противопожарное обследование территорий нефтебаз, сооружений и устройств, размещаемых в зонах	90
22. Противопожарное обследование территории нефтебазы	90
23. Обследование зон железнодорожного и водного приема и отпуска нефтепродуктов	91
24. Обследование зоны резервуарного хранения нефтепродуктов	97
25. Обследование зоны розничного отпуска нефтепродуктов	100
26. Обследование электроустановок	102
27. Обследование молниезащитных устройств нефтебазы	111
28. Обследование противопожарного водоснабжения	114
Приложения	119
Литература	130

Виктор Сергеевич Саушев
ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕБАЗ
Бланк для заказа 1964 г. № 31

* * *

Стройиздат
Москва, Третьяковский проезд, д. 1

* * *

Редактор издательства О. С. Горбачева
Технический редактор К. Е. Тархова
Корректор А. Н. Пономарева

Сдано в набор 30/V 1964 г.	Подписано к печати 22/VII 1964 г.
Т-10743 Бумага 60×90 ¹ / ₁₆ д. л.—4,125 бум. л.	8 25 печ. л. (уч.-изд. 8,21 л.).
Тираж 3000 экз.	Изд. № AVII-8498/1739. Зак. № 364 Цена 29 коп.

Подольская типография Главполиграфпрома
Государственного комитета Совета Министров СССР по печати
г. Подольск ул. Кирова, д. 25.

ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Следует читать
58	20 снизу	$x = \frac{nF_{\text{п}}P_{\text{п}}T}{q}$	$x = \frac{nF_{\text{п}}R_{\text{п}}T}{q}$
59	Табл. 12, 2 колонка, 5 сверху	1,325	0,325
117	12 снизу	диаметром 6 мм	диаметром 66 мм

Зак. 364.