

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Институт повышения квалификации и переподготовки

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»**

О. В. Щиров

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЕБАЗ И ХРАНИЛИЩ

ПОСОБИЕ

по одноименной дисциплине

**для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Гомель 2018

УДК 622.692.5 (075.8)
ББК 35.514-45я73
Щ87

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 9 от 23.02.2016 г.)*

Рецензент: начальник цеха АЗС РУП «Белоруснефть-Гомельоблнефтепродукт» А. В. Бражный

Щ87 Порошин, В. Д. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и хранилищ : пособие по одной дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / О. В. Щириков. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 162 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

В пособии рассмотрены общие сведения о нефтебазах, классификация хранимых жидкостей и СНН, особенности работы с нефтепродуктами, электрохимическая защита и инженерное обеспечение нефтебаз, а также резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов.

Для слушателей специальности переподготовки 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заочной формы обучения.

УДК 622.692.5 (075.8)
ББК 35.514-45я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2018

Введение

Современные предприятия нефтепродуктообеспечения - это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающих прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтепродуктами.

Повышение эффективности предприятий нефтепродуктообеспечения достигается не только за счет улучшения технико-экономических показателей используемого оборудования, но и за счет внедрения новой техники и технологий.

Выросшие требования к качеству нефтепродуктов определяют и условия работы предприятий нефтепродуктообеспечения, требующие принятия неординарных и экономически целесообразных решений. Выросшие требования к эксплуатационному персоналу обуславливают необходимость повышения теоретического уровня специалистов и знаний ими современных технологий и приемов, позволяющие добиться максимальной эффективности, при минимуме риска нанести ущерб обслуживаемому персоналу и природе.

Целью изучения дисциплины "Проектирование и эксплуатация нефтебаз и хранилищ" является получение знаний слушателями по основам проектирования и эксплуатации объектов системы обеспечения нефтепродуктами Республики Беларусь.

Задачи изучения дисциплины:

1. Получить знания о современных методах проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами, эксплуатации нефтебаз, АЗС и основного технологического оборудования предприятий по обеспечению нефтепродуктами

2. Получить знание о научно-технической документации в области проектирования и эксплуатации предприятий по обеспечению нефтепродуктами (СНиП, ГОСТ, ВСН и др.), а также современные требования, предъявляемые к проектированию, эксплуатации, промышленной безопасности объектов предприятий по обеспечению нефтепродуктами.

Проектирование предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) должны проводиться в соответствии с требованиями методических рекомендаций ВНТП 5-95, «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами», СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов» и другой нормативной документацией.

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

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

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

Предпроектным обследованием определяются условия достижения нефтебазой нормативных показателей экологических, санитарных и противопожарных требований в зоне своего влияния на окружающую застройку, которые обязательны при выполнении проектов технического перевооружения и реконструкции. При отсутствии указанных выше условий, подтвержденных предпроектным обследованием, нефтебаза подлежит выносу за пределы существующей застройки.

Проектирование нефтебаз должно выполняться на основании утвержденной схемы развития и размещения предприятий по обеспечению нефтепродуктами, а также задания на проектирование, согласованного и утвержденного в установленном порядке.

Тема 1. Общие сведения о нефтебазах

1.1 Классификация хранимых жидкостей и СНН.

В соответствии с нормами технологического проектирования (ВНТП 5-95) и СНБ 3.02.01-98, СНН классифицируются в зависимости от характеристики их операционной деятельности, транспортных связей, хранимых нефти и нефтепродуктов, общей вместимости резервуарных парков.

В соответствии с СНБ 3.02.01-98, СНН подразделяются на две группы - *первую и вторую*.

К *первой* группе относятся самостоятельные склады, предназначенные для хранения и снабжения нефтью и нефтепродуктами различных потребителей; товарно-сырьевые склады (парки) нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий; резервуарные парки насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктов; перевалочные склады (базы) нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от *вместимости СНН* первой группы подразделяются на *категории и подкатегории* (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Классификация СНН первой группы

Категория СНН	Подкатегория СНН	Общая вместимость склада, м ³
I	-	св. 100000
II	-	св. 20000 до 100000 вкл.
III	III-а	св. 10000 до 20000 вкл.
	III-б	св. 2000 до 10000 вкл.
	III-в	до 2000 вкл.

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

При определении общей вместимости допускается не учитывать:

- промежуточные резервуары (сливные емкости) у сливноналивных эстакад;
- расходные резервуары котельной, дизельной электростанции общей вместимостью не более 100 м³;
- резервуары сбора утечек;

- резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов и масел общей вместимостью не более 100 м³ (вне резервуарного парка);

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

Ко второй группе относятся СНН, входящие в состав предприятий (промышленных, транспортных, энергетических и др.), если общая вместимость этих складов при хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов в резервуарах и таре не превышает указанную в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Допустимая вместимость СНН второй группы

Хранимые нефтепродукты	Допустимая общая вместимость склада нефтепродуктов предприятия, м ³ , при хранении	
	наземном	подземном
Легковоспламеняющиеся	2000	4000
Горючие	10000	20000

При наземном и подземном хранении одновременно легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих нефтепродуктов (ГЖ), общая приведенная вместимость расходного склада не должна превышать вместимости, указанной в таблице 1.3. При этом приведенная вместимость определяется из расчета: 1 м³ легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается 5 м³ горючих и 1 м³ объема резервуаров и тары при наземном хранении - 2 м³ объема при подземном хранении.

Таблица 1.3

Общая вместимость расходного склада при хранении ЛВЖ и ГЖ

Условия хранения	Количество нефтепродуктов (в резервуарах и таре), м ³	
	легковоспламеняющихся	горючих
1. В специальном помещении, отделенном от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющем выход непосредственно наружу, в зданиях		
<i>I и II степени огнестойкости</i>	30	150
<i>III степени огнестойкости</i>	10	50
2. В помещениях категорий Г и Д, в зданиях I и II степени огнестойкости	1	5

Продолжение таблицы 1.3

3. В подвальных помещениях, отделенных от соседних помещений противопожарными перегородками 1-го типа и перекрытиями 3-го типа и имеющих выход непосредственно наружу, в зданиях I и II степени огнестойкости	Не допускается	300
4. То же, в подвальных помещениях с резервуарами (баками) для масел в зданиях I и II степени огнестойкости	Не допускается	400
III степени огнестойкости	Не допускается	100

При определении общей приведенной вместимости не учитываются:

- промежуточные резервуары (у сливноналивных эстакад);
- резервуары сбора утечек;
- резервуары уловленных нефтепродуктов на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

Склады второй группы вместимостью более, чем это указано в таблице 1.2, должны проектироваться по нормам для складов первой группы

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

- к *подземным*, (заглубленным в грунт или обсыпанным грунтом - подземное хранение), если наивысший уровень жидкости в резервуаре или разлившейся жидкости в здании или сооружении склада ниже не менее чем на 0,2 м низшей планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара или от стен здания или сооружения);
- к *наземным* (наземное хранение), если они не удовлетворяют указанным выше условиям.

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

По функциональному назначению нефтебазы подразделяются: на перевалочные, перевалочно-распределительные и распределительные.

По транспортным связям поступления и отгрузки нефтепродуктов -на железнодорожные, водные (морские, речные), трубопроводные, автомобильные, а также смешанные водно-железнодорожные, трубопроводно-железнодорожные и т.п.)

По номенклатуре хранимых нефтепродуктов – на нефтебазы для легковоспламеняющихся нефтепродуктов, горючих нефтепродуктов, нефтебазы общего хранения.

По годовому грузообороту – на пять классов (табл.1.4).

Таблица 1.4.

Классификация нефтебаз по грузообороту

Класс нефтебаз	Грузооборот, тыс.т/год
1	от 500 и более
2	св. 100 до 500 вкл.
3	// 50 // 100
4	// 20 // 50
5	от 20 и менее

К основным показателям, характеризующим мощность нефтебаз, относятся:

-грузооборот нефтепродуктов в тыс.т/год

-емкость резервуарного парка в тыс.м³

Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

-резервуарный парк – обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;

-трубопроводные коммуникации – обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных марок нефтепродуктов без смешения и потери качества;

-наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование – обеспечивать выполнение нормы времени по сливу и наливу нефтепродуктов.

1.2 Генеральный план.

СНН следует размещать с учетом ветров преобладающего направления с подветренной стороны по отношению к жилой застройке.

Минимальные расстояния от зданий и сооружений СНН со взрывопожароопасными и пожароопасными производствами до других объектов следует принимать по таблице 1.5

Таблица 1.5

Минимальные расстояния от зданий и сооружений

Объекты	Минимальное расстояние, м, от зданий и сооружений складов категории				
	I	II	IIIа	IIIб	IIIв
1. Здания и сооружения соседних предприятий	100	40 (100)	40	40	30
2. Лесные массивы					
- хвойных и смешанных пород	100	50	50	50	50
- лиственных пород	20	20	20	20	20
3. Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, сена, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	100	50	50	50
4. Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки) - на станциях	150	100	80	60	50
- на разъездах и платформах	80	70	60	50	40
- на перегонах	60	50	40	40	30
5. Автомобильные дороги общей сети (край проезжей части) - I, II и III категории	75	50	45	45	45
- IV и V категории	40	30	20	20	15
6. Жилые и общественные здания	200	100(200)	100	100	100
7. Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	50	30	30	30	30
8. Гаражи и открытые стоянки для автомобилей	100	40(100)	40	40	40
9. Очистные канализационные сооружения и насосные станции, не относящиеся к складу	100	100	40	40	40
10. Водопроводные сооружения, не относящиеся к складу	200	150	100	75	75
11. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами и факельные установки для сжигания газа	100	100	100	100	100
Примечание - Расстояния, указанные в скобках, следует принимать для складов II категории общей вместимостью более 50000 м ³					

Расстояния, указанные в таблице, определяются:

- между зданиями и сооружениями - как расстояние в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений;
- от сливноналивных устройств - от оси железнодорожного пути со сливноналивными эстакадами;
- от площадок (открытых и под навесами) для сливноналивных устройств автомобильных цистерн, для насосов, тары и пр. - от границ этих площадок;
- от технологических эстакад и трубопроводов - от крайнего трубопровода;
- от факельных установок - от ствола факела.

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

Размещение складов в лесах I-ой категории не допускается.

Расстояние от зданий и сооружений складов до участков открытого залегания торфа допускается сокращать в два раза при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений складов соответствующих категорий, указанного в пункте 3 таблицы 1.5.

При размещении резервуарных парков нефти и нефтепродуктов на площадках, имеющих более высокие отметки по сравнению с отметками территории соседних населенных пунктов, предприятий и путей железных дорог общей сети, расположенных на расстоянии до 200 м от резервуарного парка, следует предусматривать дополнительные мероприятия, исключающие при аварии резервуаров возможность разлива нефти и нефтепродуктов на территорию населенного пункта или предприятия, на пути железных дорог общей сети.

Расстояние от наземных резервуаров для нефти и нефтепродуктов до зданий и сооружений склада следует принимать по таблице 1.6.

Таблица 1.6

Расстояния от наземных резервуаров

Здания и сооружения склада	Расстояние, м, от наземных резервуаров склада категории				
	I	II	IIIa	IIIб	IIIв
1. Сливоналивные устройства а) для речных судов					
б) для железнодорожных (железнодорожные сливоналивные эстакады) и автомобильных цистерн	75	50	50	50	50
2. Продуктовые насосные станции (насосные цехи), здания и площадки для узлов задвижек продуктовых насосных станций, узлы учета и замера, разливочные, расфасовочные, канализационные насосные станции неочищенных нефтесодержащих сточных вод	30	20	20	20	20
3. Складские здания для нефтепродуктов в таре, площадки для хранения нефтепродуктов в таре и для хранения тары (бывшей в употреблении или чистой горючей), здания и площадки пунктов сбора отработанных нефтепродуктов.	30	20	20	20	15
4. Водопроводные (питьевого назначения) и противопожарные насосные станции, пожарные посты и помещения хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств, противопожарные резервуары или водоемы (до водозаборных колодцев или места забора воды)	40	40	40	40	30
5. Канализационные очистные сооружения производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами) а) пруды-отстойники шламонакопители; закрытые нефтеловушки, флотационные установки вне здания (площадью зеркала 400 м ³ и более), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом 700 м ³ и более	30	30	30	30	20

Продолжение таблицы 1.6

б) флотационные установки и фильтры в зданиях, закрытые нефтеловушки (площадью зеркала менее 400 м ²), буферные резервуары и резервуары-отстойники объемом менее 700 м ³ , установки по отмывке осадка, включая резервуары-шлamosборники и озонаторные установки	15	15	15	15	10
в) пруды-испарители	24	24	18	15	15
6. Здания и сооружения с производственными процессами с применением открытого огня (печи для разогрева нефти, котельные, процессы сварки и т.п.), гаражи и помещения технического обслуживания автомобилей от резервуаров - с легковоспламеняющимися нефтью и нефтепродуктами;	60	40	40	40	30
- с горючими нефтью и нефтепродуктами	60	30	30	30	24
7. Здания пожарных депо (без жилых помещений), административные и бытовые здания	40	40	40	40	30
8. Технологические установки с взрывопожароопасными производствами на центральных пунктах сбора нефтяных месторождений (установки подготовки нефти, газа и воды, предварительного пластовой воды)	40	40	40	40	24
9. Узлы пуска или приема очистных устройств	30	30	30	30	30
10. Край проезжей части внутренних автомобильных дорог и проездов	15	15	9	9	9
11. Прочие здания и сооружения склада	20	20	20	20	20

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

- до водопроводных (питьевого назначения) и противопожарных насосных станций, пожарных постов и помещений хранения противопожарного оборудования и огнегасящих средств,

противопожарных резервуаров или водоемов (до водозаборных колодцев), административных и бытовых зданий, зданий и сооружений с производственными процессами с применением открытого огня - по таблице 1.6;

- до других зданий и сооружений склада расстояние, указанное в таблице 1.6, допускается сокращать до 50 %;

- до заглубленных продуктовых насосных станций со стороны глухой (без проемов) стены - не менее 3 м.

Расстояние от сливноналивных устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн до зданий и сооружений склада (за исключением резервуаров) следует принимать по таблице 1.7.

Таблица 1.7

Расстояние от сливно-наливных устройств

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

Продолжение таблицы 1.7

6 Здания и сооружения склада с производственными процессами с применением открытого огня	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$	$\frac{40}{30}$
Примечания: 1 Расстояния, указанные над чертой, относятся к сливо-наливным устройствам с легковоспламеняющимися, под чертой - с горючими нефтью и нефтепродуктами. Сливо-наливные устройства для автомобильных цистерн, предназначенные для слива и налива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C, допускается размещать непосредственно у разливочных, расфасовочных и у сливо-наливных железнодорожных эстакад для масел					

Расстояние от зданий и сооружений склада с производственными процессами с применением открытого огня, до продуктовых насосных станций, площадок узлов задвижек насосных станций, канализационных насосных станций и очистных сооружений для производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), разливочных, расфасовочных, складских зданий и площадок для хранения нефтепродуктов в таре и площадок для хранения бывшей в употреблении тары должно быть не менее 40 м при хранении легковоспламеняющихся, и 30 м при хранении горючих нефти и нефтепродуктов.

На площадках насосных станций магистральных нефтепроводов производительностью 10000 м³/ч и более указанные расстояния до продуктовых насосных станций, узлов задвижек, площадок для узлов задвижек насосных станций, а также до сливноналивных устройств для железнодорожных цистерн следует увеличивать до 60 м.

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

Расстояние между зданиями и сооружениями склада, за исключением установленных настоящими нормами, а также размещением инженерных сетей следует принимать в соответствии со СНиП 11-89.

Территория СНН должна быть ограждена продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м.

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

- от сливо-наливных железнодорожных эстакад, оборудованных сливо-наливными устройствами с двух сторон (считая от оси ближайшего к ограждению пути) - не менее 15 м;

- от административных и бытовых зданий склада - не нормируется;

- от других зданий и сооружений склада - не менее 5 м.

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

Минимальные расстояния по горизонтали в свету от трубопроводов для транспортирования нефти и нефтепродуктов до зданий, сооружений и инженерных сетей складов следует принимать по таблице 1.8.

Таблица 1.8

Минимальные расстояния от технологических трубопроводов

Здания, сооружения и инженерные сети	Наименьшее расстояние горизонтали (в свету) от трубопроводов, м	
	надземных	подземных (в том числе каналов, лотках)
1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов (стенка резервуара)	3	4, но не менее глубины траншеи до фундамента резервуара
2. Фундаменты административно-бытовых зданий при давлении в трубопроводе, МПа - до 2,5 включ.	12,5	5
- св. 2,5	25	10
3. Фундаменты ограждения склада, прожекторных мачт, опор галерей, эстакад, трубопроводов, контактной сети и связи	1	1,5
4. Ось пути железных дорог колеи 1520 мм (внутренних) при давлении в трубопроводе, МПа - до 2,5 включ.	4	4, 8, но не менее глубины траншеи до подошвы насыпи
- св. 2,5	8	

Продолжение таблицы 1.8

5. Внутренние автомобильные дороги: - бортовой камень дороги (кромка проезжей части)	1,5	1,5
- наружная бровка кювета или подошва насыпи дороги	1	2,5
6 Фундаменты опор воздушных линий электропередач, кВ - до 1 включ. и наружного освещения	1	1,5
- св. 1 до 35 включ.	5	5
7 Фундаменты других зданий и сооружений склада	3	3
То же, со стороны стен без проемов зданий I и II степеней огнестойкости	0,5	3
8 Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	10	10
9 Водопровод, промышленная (напорная и самотечная) канализация, дренажи, бытовая напорная канализация, водостоки (загрязнения вод)	1,5	1,5
10 Бытовая самотечная канализация, водостоки (условно чистых вод)	3	3
11 Теплопроводы (до наружной стенки канала)	1	1
12. Кабели силовые и кабели связи	1	1
Примечание - Указанные в таблице расстояния от трубопроводов для нефти и нефтепродуктов до оси железных дорог, а также до зданий и сооружений, приведенных в 1 и 7 таблицы, не относятся соответственно к трубопроводам железнодорожных сливноналивных эстакад и к вводам (подводкам) этих трубопроводов в здания и сооружения, а расстояния до теплопроводов не относятся к системам обогрева трубопроводов для нефти, мазутов и масел, предусматриваемым по требованиям технологии.		

1.3 Режим работы нефтебаз.

В зависимости от функционального назначения и транспортных связей расчетное число рабочих дней в году следует принимать по таблице 1.9.

Таблица 1.9

Количество рабочих дней в году

Вид транспортных связей	Количество рабочих дней в году			
	Перевалочные и перевалочно-распределительные		Распределительные	
	Прием	Отгрузка	Прием	Отгрузка
Железнодорожные	365	365	365	365
Водные, в т.ч.: морские	365	365	365	260
речные	в течение навигационного периода	365	в течение навигационного периода	260
Трубопроводные	Опред. режимом работы НПП, отвода	365	Опред. режимом работы НПП, отвода	260
Автомобильные		-	260	260

Технологическое время механизированного или самотечного слива или налива для всей одновременно подаваемой партии железнодорожных цистерн по фронту одновременного слива или налива, независимо от типа нефтепродукта и грузоподъемности цистерн, не должно превышать 2-х часов.

Время на предварительный разогрев и слив вязких и застывающих нефтепродуктов рекомендуется принимать в зависимости от вязкости или температуры застывания, но не более величин, указанных в таблице 1.10.

Таблица 1.10

Время слива-налива темных нефтепродуктов

Наименование, марка нефтепродукта	Кинематическая вязкость, сст при температуре °С		Температура, °С		Общее время подогрева и слива, час	
	50° С	100° С	застывания	перекачки	холодный период года	теплый период года
Масла моторные, автомобильные для карбюраторных двигателей ГОСТ 10541-78						
М-6 ₃ /12-Г ₁	-	12,0	-30	+5	4	3
М-5 ₃ /10-Г ₁		10-11	-38	0	4	3

Продолжение таблицы 1.10

М-4 ₃ /6-В ₁		5,5-6,5	-42	0	4	3
М-8-В		7,5-8,5	-25	+5	4	3
М-6 ₃ /10-В		9,5-10,5	-30	+15	6	5
Масла моторные для автотракторных дизелей ГОСТ581-78						
М-8В ₂ , М-8Г ₂	8,0	8,0	-25	+5	4	3
М-8Г ₂ К	8,0	8,0	-30	+5	4	3
М-10В ₂ , М-10Г ₂	11,0	8,0	-15	+20	4	3
М-10Г ₂ К	11,0	8,0	-18	+15	4	3
Масла моторные для дизельных двигателей ГОСТ 12337-84						
МС-14	96	14,0	-30	+30	4	3
МС-20	160	20,5	-18	+35	6	5
Масла трансмиссионные ГОСТ 23652-79						
ТС _п -14, ТС _п -15К	-	15,0	-30	+25	6	5
ТЭ _п -15	-	15,0	-18	+35	8	6
ТС _п -10	-	10,0	-40	+20	6	5
ТС _п -14, ТС _п -14 _{гип}	-	14,0-14,5	-25	+30	6	5
ТА _п -15В	-	15,0	-20	+30	8	6
ТАД-17 _п	110-120	17,5	-25	+35	6	5
Масла турбинные ГОСТ 32-74 ГОСТ 9972-74						
Т-22, Т _п -22	20-23	-	-15	+5	4	3
Т-30, Т _п -30	28-32	-	-10	+5	4	3
Т-46, Т _п -46	44-48	-	-10	+15	4	3
Т-57	55-59	-	-	+25	4	3
Масла цилиндры тяжелые двигателей ГОСТ 6411-76						
цилиндровое-38		32-50	+17	+55	10	8
цилиндровое-52		50-70	-5	+55	10	8
Масла индустриальные ГОСТ 20799-88						
И-5А	6,0-8,0	-	-18	+5	4	3
И-8А	9,0-11,0	-	-15	+5	4	3
И-12А	13,0-17,0	-	-15	+5	4	3
И-12А ₁	13,0-17,0	-	-30	0	4	3
И-20А	29,0-35,0	-	-15	+15	4	3
И-30А	41,0-51,0	-	-15	+20	4	3
И-40А	61,0-75,0	-	-15	+25	4	3

Продолжение таблицы 1.10

И-50А	90,0-110	-	-15	+35	6	5
Топливо нефтяное ГОСТ 10585-75						
Мазут флотский (Ф-5)	36,0	-	-5	+15	4	3
Мазут флотский (Ф-12)	89,0	-	-8	+25	4	3
Мазут топочный 40		59,0 при т-ре 80°С	+25	+45	8	6
Мазут топочный 100	118	+42	+60	10	8	
Масло компрессорное ГОСТ 1861-73						
К-12	-	11,0-14,0	-25	+25	4	3
К-19		17,0-21,0	-5	+35	6	5
Масла осевые ГОСТ 610-72						
Л	42,0-60,0	-	-	+15	4	3
З	-22	-	-	+15	4	3
С	12-14	-	-55	0	4	3
Примечание: Продолжительность холодного периода года согласно Правилам перевозок установлена с 15 октября по 15 папреля						

Время механизированного слива или налива нефтепродуктов из (в) автомобильных (е) цистерн (ы) с учетом операций по оформлению документов, заправке наливных устройств и маневрированию автомобиля не должно превышать 4 мин. на одну тонну груза.

При определении вес груза на автомобильных весах в расчетах времени слива или налива следует дополнительно учитывать время, равное 4 мин., на организацию каждого взвешивания.

1.4 Хранение нефтепродуктов

Норма запасов нефтепродуктов на расчетный период определяется как сумма текущего и страхового запасов:

$$V_i = V_i^T + V_i^{CT} \quad (1.1)$$

где: V_i — норма запаса i -го нефтепродукта на расчетный период, м³; V_i^T — текущий запас i -го нефтепродукта на расчетный период, м³; V_i^{CT} — страховой запас i -го нефтепродукта на расчетный период, м³.

Нормы запаса каждой марки (сорта) нефтепродукта, независимо от функционального назначения нефтебазы, следует определять по графикам поступления и отгрузки, составленным на основании фактических данных за 2-3 года и включающих в себя сумму текущего и страхового запаса.

При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов нормы запаса должны определяться по следующим формулам:

для распределительных железнодорожных нефтебаз:

$$V_i = \frac{Q_i \times K_n \times T_{\text{ц}} \times K_1}{30 \times \rho} + V_i^{\text{СТ}} \quad (1.2)$$

где: Q_i – среднее месячное потребление i -го нефтепродукта, т, определяется из условия помесячного равномерного потребления в течение расчетного года; K_n – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по табл.1.11); $T_{\text{ц}}$ – транспортный цикл поставок нефтепродукта, сутки (определяется по табл.1.12); K_1 – 1,1–1,3 – коэффициент неравномерности подачи партий нефтепродукта (цистерн); ρ – плотность нефтепродукта, т/м³; 30 – среднее число суток в месяце.

Таблица 1.11

Транспортный цикл поставок

Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки	Расстояние до поставщика, км	Транспортный цикл поставок, сутки
400	7	1200	14
600	9	1600	15
800	11	2000	17
1000	13	2600	20

Таблица 1.12

Коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта

Характеристика районов потребления	Коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы	1,1	1,5
Промышленность		1,8
потребляет 70%	1,2	2,0
Промышленность потребляет 30%	1,5	2,5
Сельскохозяйственные районы	1,7	

Примечание: Коэффициенты неравномерности потребления нефтепродуктов при проектировании должны быть уточнены

Для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз, получающих или отправляющих нефтепродукты водным транспортом, в объеме среднемесячной потребности нефтепродуктов с увеличением его на 15% для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации:

$$V_i = 1,15 \times \frac{Q_i \times K_n}{c} + V_i^{CT} \quad (1.3)$$

где: Q_i – среднемесячная потребность i -го нефтепродукта, т; K_n – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (определяется по таблице 1.12); 1,15 – коэффициент, учитывающий увеличение среднемесячной потребности нефтепродуктов для компенсации запаздывания начала и преждевременного закрытия навигации;

Для водных нефтебаз с поступлением нефтепродуктов только в навигационный период:

$$V_i = 1,15 \times \frac{Q_i^{MH}}{c} + V_i^{CT} \quad (1.4)$$

где: Q_i^{MH} – межнавигационная потребность i -го нефтепродукта, т., при завозе один раз в год – годовая потребность;

Для автомобильных нефтебаз норму запаса следует принимать в объеме, соответствующем не менее 20-ти суточному потреблению среднемесячной реализации и страхового запаса от этой потребности в размерах нормы страхового запаса, принятого для предприятия, с которого будут поступать нефтепродукты;

Для трубопроводных нефтебаз:

$$V_i = K_m \times K_n \cdot \frac{Q_i}{N_i} \cdot \left(1 - \frac{Q_i}{8760 \times q_{max}}\right) \quad (1.5)$$

где: $K_m = 1,1$ – коэффициент неравномерности поставок нефтепродукта по трубопроводу; K_n – коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (определяется по табл. 1.12); Q_i – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год; N_i – годовое число циклов, с которым работает отвод; q_{max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе (определяется при

гидравлическом расчете режимов работы трубопровода или принимается по фактическим данным), м³/час.

Для приема смеси нефтепродуктов из отвода следует дополнительно предусматривать резервуары, вместимость которых принимается согласно ВНТП 3-90.

Нормы запаса для смешанных нефтебаз определяется, как сумма запасов нефтепродуктов, поступающих различными видами транспорта.

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

- коэффициента использования резервуара;
- однотипности по конструкции и единичной вместимости резервуаров;
- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов;
- необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров;
- обеспечения не менее двух резервуаров на каждую марку нефтепродукта.

Среднее значение коэффициентов использования емкости резервуаров в зависимости от их конструкции и номинального объема следует принимать по таблице 1.13.

Таблица 1.13

Значение коэффициента использования емкости резервуара

Емкость резервуаров	Коэффициент использования емкости в зависимости от типа		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
до 5000 м ³ вкл.	0,85	0,81	0,80
от 10000 до 30000 м ³	0,88	0,84	0,83

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

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

- операции приема и отгрузки не совмещаются во времени;
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее *трех*;

- резервуар используется как промежуточная (буферная) емкость, без промежуточного замера количества нефтепродукта.

Для резервуарных парков нефти и нефтепродуктов следует применять типы резервуаров в соответствии с требованиями ГОСТ 1510. Для нефти и нефтепродуктов с температурой застывания выше 0°C, для которых не могут применяться резервуары с плавающей крышей или с понтоном, следует предусматривать резервуары со стационарной крышей.

Для резервуаров емкостью до 100 м³ рекомендуется использование резервуаров с двойными стенками при подземном хранении и с «двойным дном» для вертикальных резервуаров при наземном хранении.

Резервуары следует размещать группами. Общую вместимость группы наземных резервуаров, а также расстояние между стенками резервуаров, располагаемых в одной группе, следует принимать в соответствии с таблицей 1.14.

Таблица 1.14

Минимальные расстояния между резервуарами, располагаемыми в одной группе

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м ³	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами, располагаемых в одной группе
1. С плавающей крышей	50000 и более	Независимо от вида жидкости	200000	30 м
	Менее 50000	То же	120000	0,5Д, но не более 30 м
2. С понтоном	50000	Независимо от вида жидкости	200000	30 м
	Менее 50000	То же	120000	0,65Д, но не более 30 м

Продолжение таблицы 1.14

3. Со стационарной крышей	50000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°C	120000	0,75Д, но не более 30 м
	50000 и менее	То же, с температурой вспышки 45°C и ниже	80000	0,75Д, но не более 30 м

Наземные резервуары объемом 400 м³ и менее, проектируемые в составе общей группы, следует располагать на одной площадке (или фундаменте), объединяя в отдельные группы общей вместимостью до 4000 м³ каждая, при этом расстояние между стенками резервуаров в такой группе не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами таких соседних групп следует принимать 15 м.

Расстояние от этих резервуаров до резервуаров объемом более 400 м³ следует принимать не менее 15 м.

Площадь зеркала подземного резервуара должна составлять не более 7000 м², а общая площадь зеркала группы подземных резервуаров – 14000 м². Расстояние между стенками подземных резервуаров одной группы должно быть не менее 1 м.

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

- наземных резервуаров номинальным объемом 20000 м³ и более – 60; объемом до 20000 м³ – 40;
- подземных резервуаров – 15.

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

По периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м – при расчетной высоте менее 2,5 м; 1,0 м – при расчетной высоте 3,0 м; 2,0 м – при расчетной высоте обвалования свыше 3,0 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10000 м³ и 1,5 м для резервуаров объемом 10000 м³ и более.

Обвалование или ограждающая стена должны быть нефилтующими (непроницаемыми).

Непроницаемость обвалования следует обеспечить послойным уплотнением (при тяжелых суглинках и глинах) или специальным уплотнением верхнего слоя обвалования в соответствии с таблицей 1.15.

Таблица 1.15

Виды укрепления откосов обвалования

Виды укрепления откосов обвалования	Климатические зоны СНиП 2.05.02	Характеристика грунтов основания
1. Укрепление внутреннего откоса глиной толщиной 0,15 м	III	Любые грунты, кроме тяжелых суглинков и глин
2. Укрепление внутреннего откоса глинобетоном (80% глины и 20% щебня) слоем 0,15 м	III	Любые грунты, кроме тяжелых суглинков и глин
3. Укрепление внутреннего откоса грунтом, обработанным минеральными вяжущими материалами (цемент, известь) толщиной до 0,1 м	II, III	Любые грунты, кроме засоленных
4. Укрепление внутреннего откоса щебеночно-гравийными или песчаными материалами с обработкой органическими вяжущими толщиной 0,06 м при высоте обвалования менее 2 м, 0,1 м – при высоте обвалования 2 м и более	III	
5. Засев травами с планировкой по растительному слою земли толщиной 0,15 м	II, III	

При устройстве укрепления из глины необходимо предусматривать его защиту посевом трав по растительному грунту или обсыпку местным грунтом слоем не менее 0,1 м.

При размещении резервуарного парка на территории с дренирующими грунтами необходимо предусматривать противодиффузионные устройства.

К дренирующим грунтам относятся грунты, имеющие при максимальной плотности при стандартном уплотнении по ГОСТ 22733 коэффициент фильтрации не менее 0,5 м/сут.

Выбор материалов обвалования, конструкций противодиффузионных устройств (экранов или завес), рекомендуемый режим контроля грунтовых вод определяется в соответствии с требованиями СНиП 2.01.28.

Территория групп резервуаров внутри обвалования (ограждающей стены) должна быть спланирована с уклоном 0,005 к приемным устройствам канализации.

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

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или до ограждающих стен следует принимать не менее 3 м – от резервуаров объемом до 10000 м³ и 6 м – от резервуаров объемом 10000 м³ и более.

Группа из резервуаров объемом 400 м³ и менее общей вместимостью до 4000 м³, расположенная отдельно от общей группы резервуаров (за пределами ее внешнего обвалования), должна быть ограждена сплошным земляным валом или стеной 0,8 м при вертикальных резервуарах и 0,5 м при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок этих резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования не нормируется.

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

Обвалование группы подземных резервуаров для хранения нефти и мазутов допускается не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных

дорог вокруг группы этих резервуаров, удовлетворяет указанному условию.

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

- каждый резервуар объемом 20000 м^3 и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20000 м^3 ;
- резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами;
- резервуары для хранения этилированных бензинов от других резервуаров группы.

Высоту внутреннего земляного вала или стены следует принимать:

1,3 м – для резервуаров объемом 10000 м^3 и более;

0,8 м – для остальных резервуаров.

Резервуары в группе следует располагать:

- номинальным объемом менее 1000 м^3 – не более чем в четыре ряда;
- объемом от 1000 до 10000 м^3 – не более чем в три ряда;
- объемом 10000 м^3 и более – не более чем в два ряда.

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

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

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

Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка транзитных трубопроводов.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, следует выполнять на сварке. Для присоединения

арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

Хранение нефтепродуктов в таре.

Складские здания и сооружения для хранения нефтепродуктов в таре следует проектировать в соответствии с СНБ 3.02.01-98 и ВНТП 5-95.

Нормы запаса нефтепродуктов, подлежащих хранению в таре, определяются по формуле.

$$Q_i = q_i \times K_H + \frac{q_2 \times n}{260} \quad (1.6)$$

где: q_i – средняя месячная реализация нефтепродукта, поступающего на нефтебазу в таре, т, но не менее количества поступающего нефтепродукта в одном железнодорожном полувагоне, автомашине или прицепе; q_2 – годовое количество нефтепродукта, затариваемое на нефтебазе, т; 260 – количество рабочих дней в году; n – количество суток хранения нефтепродуктов, затаренных на нефтебазе, принимается в зависимости от транспортных и климатических условий района расположения нефтебазы от 5 до 15 суток; K_H – коэффициент неравномерности потребления нефтепродукта (определяется по табл.1.13.)

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

Складские здания для нефтепродуктов в таре следует принимать:

- для легковоспламеняющихся нефтепродуктов – одноэтажными;
- для горючих – не более трех этажей при степенях огнестойкости этих зданий I и II и одноэтажных при степени огнестойкости III.

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

На складах III категории допускается для хранения нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120°С в количестве до 60 м³ проектировать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м устройством пола из негорючих материалов.

Общая вместимость одного складского здания или площадки под навесом для нефтепродуктов в таре не должна превышать 1200 м^3 легковоспламеняющихся или 6000 м^3 горючих нефтепродуктов.

При одновременном хранении легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов указанная вместимость устанавливается по приведенной вместимости, определяемой из расчета: 1 м^3 легковоспламеняющихся нефтепродуктов приравнивается к 5 м^3 горючих нефтепродуктов.

Складские здания и площадки под навесами для хранения нефтепродуктов в таре следует разделять противопожарными перегородками 1-го типа на отсеки (помещения) вместимостью каждого не более 200 м^3 легковоспламеняющихся не более 1000 м^3 горючих нефтепродуктов.

Складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре должны быть отделены от других помещений противопожарными перегородками 1-го типа.

В дверных проемах внутренних стен и перегородок следует предусматривать пороги или пандусы высотой $0,15 \text{ м}$.

Полы в складских зданиях должны быть из негорючих и не впитывающих нефтепродукты материалов и иметь уклоны для тока жидкости к лоткам, приемкам и трапам.

В помещениях категории А и Б следует применять безискровые типы полов в соответствии со СНиП 2.03.13.

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

По периметру площадок для хранения нефтепродуктов в таре необходимо предусматривать замкнутое обвалование или ограждающую стену из негорючих материалов высотой $0,5 \text{ м}$. Для прохода или проезда на площадку – лестницы и пандусы.

При проектировании складских зданий и площадок под навесами для хранения нефтепродуктов в таре (бочках, канистрах, специальных контейнерах и др.) при механизированной укладке тары следует принимать:

- высоту стеллажей или штабелей поддонов – не более $5,5 \text{ м}$;
- размещение тары на каждом ярусе стеллажа – в один ряд по высоте и в два ряда по ширине;

– ширину штабеля – из условия размещения не более четырех поддонов;

– ширину проездов между стеллажами и штабелями – в зависимости от габаритов применяемых средств механизации, но не менее 1,4 м;

– проходы между стеллажами и штабелями между шириной 1 м.

При проектировании открытых площадок для хранения нефтепродуктов в таре следует принимать:

– количество штабелей тары с нефтепродуктами – не более шести;

– размеры штабеля, не более: длина – 25 м, ширина – 15 м и высота – 5,5 м;

– укладку тары или поддонов в штабеле – в два ряда с проходами или проездами между ними;

– расстояние между штабелями соседних площадок – 15 м.

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

Полы в помещениях разливочных и расфасовочных следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.03.13.

У сплошных (без проемов) стен разливочных, на расстоянии не менее 2 м (снаружи здания) допускается размещать раздаточные резервуары объемом каждого до 25 м³ включительно допускается размещать в помещении разливочной, при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения.

В одноэтажных зданиях разливочных и расфасовочных, предназначенных для налива масел, допускается размещать в подвальных помещениях резервуары для масел общей вместимостью не более 400 м³.

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

Тема 2 Основное оборудование СНН

2.1 Особенности проектирования СНН второй группы.

Расстояние от жилых и общественных зданий до складов нефтепродуктов предприятий следует принимать по таблицам 1.5 и 1.6, до складов горючих нефтепродуктов, предусматриваемых в составе котельных, дизельных электростанций и других энергетических объектов, обслуживающих жилые и общественные здания - в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01.

Расстояние от расходного склада нефтепродуктов до зданий и сооружений предприятия следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89, до зданий и сооружений соседнего предприятия - по таблице 1.5 настоящих норм.

Расстояние от наземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и других сооружений склада следует принимать по таблице 2.1.

Таблица 2.1

Минимальные расстояния от наземных резервуаров СНН второй группы

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

Расстояние от подземных резервуаров для нефтепродуктов до зданий и сооружений склада, указанных в пунктах 1 - 3 таблицы 2.1, допускается уменьшать до 50 %.

Расстояние от подземных резервуаров для горючих нефтепродуктов и от наземных резервуаров для нефтепродуктов с

температурой вспышки выше 120°С до продуктовых насосных станций этих нефтепродуктов не нормируется.

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

- для легковоспламеняющихся нефтепродуктов - 10;
- для горючих нефтепродуктов - 8.

Расстояние от наземных резервуаров, складских зданий для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах, продуктовых насосных станций, разливочных, расфасовочных, сливноналивных устройств, для железнодорожных и автомобильных цистерн и сливных (промежуточных) резервуаров для нефтепродуктов до железнодорожных путей и автомобильных дорог следует принимать по таблице 2.2.

Таблица 2.2

Минимальные расстояния от зданий и сооружений СНН второй группы

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

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

- до стен без проемов зданий I, II и IIIa степеней огнестойкости – 3;
- до стен с проемами зданий I, II и IIIa степеней огнестойкости – 9;
- до зданий III, IIIб, IV, IVa, V степеней огнестойкости – 18.

Помещения продуктовых насосных и складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре и резервуарах следует отделять от других помещений противопожарными перегородками 1-го типа.

На предприятиях в производственных зданиях I и II степеней огнестойкости, а также в одноэтажных зданиях IIIа степени огнестойкости с нулевым пределом распространения огня ограждающих конструкций стен и покрытий допускается иметь нефтепродукты по условиям хранения и в количестве, не более чем указанных в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Количество нефтепродуктов хранящихся в зданиях для СНН второй группы

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

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

Из наземных расходных резервуаров единичной и общей вместимостью более 1 м³ для легко воспламеняющихся и 5 м³ для горючих нефтепродуктов, устанавливаемых в производственных

зданиях, должен предусматриваться слив в аварийный подземный резервуар или опорожнение их продуктовыми насосами в резервуары основной емкости склада.

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

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

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

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

Продуктовые насосы, обеспечивающие откачку нефтепродуктов при аварии, необходимо размещать в отдельном от резервуаров помещении или вне здания. Аварийный слив из резервуаров (баков) для масел, размещаемых в подвальных помещениях, допускается не предусматривать.

На площадках предприятий и строительства, расположенных вне населенных пунктов, а также на территории лесозаготовок допускается для хранения нефтепродуктов предусматривать подземные сооружения из горючих материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройства пола из негорючих материалов. Количество нефтепродуктов при хранении в этих сооружениях не должно превышать 12 м³ для легковоспламеняющихся и 60 м³ для горючих нефтепродуктов.

2.2 Состав сооружений СНН

Территорию СНН необходимо разделять по *функциональному использованию* на *зоны и участки* с учетом технологических связей,

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

Примерный перечень зон, участков, зданий и сооружений СНН (при отсутствии других указаний в задании на проектирование или в технических условиях) следует принимать по таблице 2.2.

Таблица 2.2

Состав сооружений СНН

Наименование зон	Наименование участков	Примерный состав зданий, сооружений, объектов, размещаемых в пределах зоны, участка
Резервуарного хранения	Хранение нефти и нефтепродуктов	Резервуары для нефти и нефтепродуктов, теплообменники, насосные, компрессорные, а также входящие в их состав вспомогательно - производственные сооружения
Производственная	железнодорожно-го приема и отпуска	Эстакады железнодорожные сливо-наливные или одиночные, сливо-наливные устройства для железнодорожных цистерн, промежуточные резервуары (у сливо-наливных эстакад), насосные, компрессорные, складские здания для нефтепродуктов в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, раздаточные, расфасовочные, пункты приема отработанных нефтепродуктов с резервуарами, железнодорожные весы и др. объекты, связанные со сливо-наливными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные и бытовые здания и сооружения
	автомобильного приема и отпуска	Площадки слива-налива в автоцистерны, раздаточные, расфасовочные, раздаточные колонки, автовесы, операторные, другие объекты и устройства, связанные со сливоналивными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные здания и сооружения.
Вспомогательная	очистных сооружений	Сооружения и установки для очистки нефтесодержащих сточных вод, включая резервуары-отстойники, буферные и разделочные резервуары, канализационные насосные и другие объекты, связанные с сооружениями очистки, лаборатории, связанные с анализом сточных вод, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные и бытовые здания и сооружения.

Продолжение таблицы 2.2

	Водоснабжения и противопожарной защиты	Водопроводные и противопожарные насосные станции, резервуары или водоемы противопожарного запаса, дизельные с расходными резервуарами, помещения хранения противопожарного оборудования
	Вспомогательно-производственных зданий и сооружений	Сооружения теплоснабжения, включая расходные резервуары топлива и топливно-насосные, здания и сооружения подсобно-производственного назначения (ремонтно-механические мастерские, складские и другие помещения, гараж и т.п.), сооружения бытовой канализации.
	Энергоснабжения	Трансформаторные подстанции, распределительные пункты, пункты кнопочные управления, дизельные электростанции, электрические сети, наружное и охранное освещение
	Административных и бытовых зданий и сооружений	Цеха вспомогательного назначения с размещением в них административно-хозяйственных и бытовых помещений, проходной, лаборатории, мехмастерских и мастерских по ремонту контрольно-измерительных приборов и автоматики, аккумуляторной, сооружений связи и др. помещений
Примечание - Гаражные комплексы, как правило, выделяются в самостоятельное хозяйство с размещением его вне территории СНН		

Планировку площадок СНН, их благоустройство и проектирование подъездных и внутри площадочных дорог следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП II-89.

Территория резервуарного парка СНН, как правило, должна размещаться на *более низких отметках* по отношению к другим зонам и участкам СНН.

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

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

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

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

На территории СНН для озеленения следует применять деревья и кустарники лиственных пород.

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

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

Посадка газонов внутри обвалованной территории резервуарного парка не допускается.

На территории СНН I и II категорий размещение зеленых насаждений от зданий и сооружений ближе 5 м не допускается.

Тема 3 Особенности работы с нефтепродуктами

3.1 Прием и отгрузка нефтепродуктов. Перекачка нефтепродуктов. Измерение количества нефтепродуктов. Подогрев нефтепродуктов. Отработанные нефтепродукты.

Прием и отгрузка нефтепродуктов

Технология приема и отгрузки нефтепродуктов должна определяться в проекте на основании вариантных технико-экономических проработок с учетом вида транспортного средства, которым доставляется нефтепродукт, его физико-химических свойств, климатических условий, интенсивности погрузочно-разгрузочных работ и грузооборота нефтебазы.

Перечень нефтепродуктов, допущенных к перевозке наливом в вагонах-цистернах, морских и речных судах и автомобильным транспортом, а также подготовка транспортных средств для

налива и транспортирования устанавливаются требованиями ГОСТ 1510-84*.

Сливо-наливные устройства для нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже должны быть закрытыми. Для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается предусматривать открытые сливные устройства.

В случаях необходимости слив нефтепродуктов с температурой вспышки 120 °С и ниже из неисправных цистерн допускается осуществлять через горловину цистерн (верхний слив).

Время непосредственного (без учета времени на вспомогательные операции: подсоединение и заправка сливно-наливных устройств, замер взлива, выполнение приемных анализов, открытие сливных клапанов, люков цистерн и т. п.) слива и налива маршрута или группы цистерн не должно превышать 80 мин.

Вес железнодорожных наливных маршрутов (брутто) по направлениям и состав цистерн по их грузоподъемности в маршрутах должен соответствовать унифицированным весовым нормам, согласованным с соответствующими подразделениями МПС.

Допустимая скорость истечения и движения нефтепродукта по трубопроводу определяется в зависимости от объемного электрического сопротивления и не должна превышать значений, указанных в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Допустимая скорость движения нефтепродуктов

Удельное объемное электрическое сопротивление нефтепродукта, Ом·м	Допустимая скорость движения, м/с
не более 10^9	до 5
более 10^9 при температуре вспышки паров 61°С и выше	до 5
более 10^9 при температуре вспышки паров ниже 61°С	по расчету

Начальное заполнение цистерн нефтепродуктом следует производить со скоростью в трубопроводе не более 1 м/с до момента затопления конца загрузочной трубы на 0,4 - 0,5 м.

Отдельные сливо-наливные устройства и коллекторы для каждого вида сливаемого или наливаемого нефтепродукта, следует предусматривать при условии недопустимости их смешения с другими нефтепродуктами (см.табл.3.2).

Таблица 3.2

Перечень нефтепродуктов, допускающих последовательность перекачки по одному трубопроводу

Группы нефтепродуктов	Топливо
1 группа	автомобильные бензины неэтилированные
2 группа	автомобильные бензины этилированные
3 группа	высокооктановые бензины Аи-93, Аи-95
4 группа	керосин осветительный, топливо для быстроходных дизелей, топливо дизельное
5 группа	топливо моторное, для среднеоборотных и малооборотных дизелей, топливо нефтяное (мазут)
6 группа	топливо для реактивных двигателей
7 группа	бензины авиационные этилированные
8 группа	бензины авиационные неэтилированные, бензины растворители
Группы нефтепродуктов	Масла
1 группа	авиационные и для турбореактивных двигателей
2 группа	турбинные для гидротурбин и судовых газовых турбин, конденсаторные, МТ, МК-6, МК-8, трансформаторное, МС-6, МС-8, МС-8П, МК-8п
3 группа	веретенное АУ, Ауп.
4 группа	трансмиссионные, цилиндрические
5 группа	автомобильные, автотракторные, промышленные, компрессорные, судовые, моторные для высокоскоростных механизмов
6 группа	осевые
7 группа	дизельные
8 группа	отработанные

ПРИМЕЧАНИЕ: Допускается перекачка по одному трубопроводу при условии его опорожнения: масел 5 и 7 групп, масел 4 и 6 групп, автомобильного бензина неэтилированного и дизельного топлива.

Устройства для слива и налива легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, относящихся по ГОСТ 12.1.007-76 к 1 и 2 классу опасности, должны быть герметичными.

Сливо-наливные устройства для этих нефтепродуктов должны располагаться по торцам сливо-наливных фронтов в случае совместного их слива (налива) с нефтепродуктами 3 и 4 классов опасности.

Операции с этилированными бензинами должны производиться по самостоятельным трубопроводам, коллекторам и сливо-наливным устройствам.

Трубопроводы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны быть заземлены.

Число наливных маршрутов (N_M) и количество цистерн (n) принятых или отгруженных за сутки определяется соответственно по формулам 3.1 и 3.2.

$$N_M = \frac{Q_i \times K_H \times K_1}{365 \times P_H} \quad (3.1)$$

$$n = \frac{Q_i \times K_H \times K_1}{365 \times q_H} \quad (3.2)$$

где: Q_i – годовой грузооборот нефтепродукта по маркам (сортам) по приему (отгрузке) железнодорожным транспортом, т/год; P_H – вес (нетто) наливного маршрута, т; q_H – грузоподъемность одной цистерны, т. При отсутствии данных расчетная грузоподъемность принимается 60 т (на воду);

Допускается производить слив или налив не более чем за 3 подачи, если по условиям приема или отгрузки суточное поступление цистерн превысит расчетное количество сливо-наливных устройств. Продолжительность использования эстакады должна определяться суммарным временем на выполнение технологических операций, подачу и уборку цистерн, а также на приготовление маршрута на станции.

Потребность в эстакадах при условии, что сливо-наливной фронт должен обеспечить обработку цистерн только маршрутами, определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{N_M \times T_{HC}}{24} \quad (3.3)$$

где T_{HC} — время занятия эстакады маршрутом с учетом времени на технологические операции, подачу и уборку цистерн, и приготовление маршрута на станции, в часах.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Время на подачу и уборку цистерн к железнодорожным фронтам слива и налива определяется расчетным путем, исходя из расстояния до станции и скорости передвижения состава.

2. Время приготовления маршрута на станции принимается не более 25 мин. для расформирования и 30 мин. на формирование состава.

Для группы цистерн общей весовой нормы (брутто) менее 700т следует предусматривать строительство одиночных устройств или односторонней эстакады, исходя из числа одновременно обрабатываемых цистерн, а для нормы более 700 т – только двухсторонней эстакады, обеспечивающей маршрутный слив-налив независимо от числа обрабатываемых цистерн.

На перевалочных нефтебазах 1 класса протяженность железнодорожной сливо-наливной эстакады для легковоспламеняющихся нефтепродуктов определяется длиной наливного маршрута полной весовой нормы (брутто), состоящего из смешанного состава большегрузных цистерн за вычетом веса прикрытия 60 т, для горючих нефтепродуктов – без вычета прикрытия.

На нефтебазах при маршрутном сливе-наливом нефтепродукта количество сливо-наливных устройств, следует принимать в зависимости от расчетного количества наливных маршрутов по таблице 3.3.

Таблица 3.3

N_m	Количество сливо-наливных устройств	Примечание
от 0,35 до 1 вкл.	на 1/3 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 1 до 3 вкл.	на 1/2 маршрута	Распределительная нефтебаза
более 3 до 6 вкл.	на 1 маршрут	Перевалочная нефтебаза

Для горючих нефтепродуктов количество сливных устройств рассчитывается с учетом времени требуемого для разогрева.

Налив нефтепродуктов должен осуществляться по бесшланговой системе автоматизированных устройств,

оборудованных ограничителями налива, а также средствами механизации.

Системы наливных устройств и коллекторов следует разрабатывать с учетом обеспечения полного освобождения их от нефтепродукта.

Система налива высоковязких нефтепродуктов (вязкость более $160 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) в железнодорожные цистерны должна предусматривать техническую возможность циркуляции нефтепродукта по трубопроводам (коллекторам эстакады) и прокачку маловязким (вязкость не более $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$) незастывающим продуктом всех трубопроводов.

На нефтебазах с грузооборотом не менее 50 тыс.т/г должны быть предусмотрены наливные устройства, рассчитанные на налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны.

Допускается использовать самотечный слив в промежуточные заглубленные резервуары с одновременной откачкой нефтепродукта из них в наземные резервуары.

Промежуточный резервуар должен быть рассчитан на 75% суммарной емкости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки из этих резервуаров должна составлять не менее 50% производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

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

Для удаления нефтепродукта из неисправных цистерн следует предусматривать отдельно расположенные устройства верхнего и нижнего слива, а при соответствующем обосновании — коллекторы, обеспечивающие отдельный сбор сливаемых нефтепродуктов. Допускается устанавливать сливные устройства непосредственно на сливо-наливных эстакадах, а сливные устройства для верхнего слива оборудовать резино-тканевыми рукавами.

Технологический шаг сливо-наливных устройств в пределах одной сливо-наливной эстакады или одиночного фронта слива-налива определяется проектом в зависимости от конструкции этих устройств и типа цистерн в железнодорожном маршруте и должен обеспечивать слив (налив) без расцепки вагонов. Габариты приближения сливо-наливных устройств и их размеры должны учитывать возможность подачи цистерн максимальной грузоподъемности для данного пункта.

Железнодорожные эстакады для налива авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов должны быть оборудованы навесами или крышам.

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

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

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

Сливо-наливные устройства, устанавливаемые на сливных и наливных коллекторах следует оснащать задвижками с ручным приводом.

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

При проектировании групповых или одиночных сливо-наливных устройств, количество групп нефтепродуктов определяется проектом.

Сливоналивные эстакады следует располагать на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути.

На складских III категории односторонние сливо-наливные эстакады допускается располагать на кривых участках пути радиусом не менее 200 м.

Железнодорожные пути, на которых располагаются Сливоналивные эстакады, должны иметь съезд на параллельный обгонный путь, позволяющий осуществлять вывод не менее одной трети цистерн, находящихся под загрузкой, в обе стороны от эстакад.

При реконструкции действующих двухсторонних эстакад и невозможности устройства обгонного пути, а также для

односторонних эстакад допускается предусматривать тупиковый путь (с установкой в конце его лебедки), длину которого следует увеличивать на 30 м (для возможности расцепки состава при пожаре), считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса.

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

На складах I категории сливноналивные эстакады для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей должны быть раздельными.

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

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

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

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

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

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

Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны на нефтебазах должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего или нижнего налива, оборудованные насосными агрегатами, пультом дистанционного управления, устройствами для задачи дозы отпускаемого нефтепродукта, предотвращения перелива, герметизации

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

Наливные устройства для налива легковоспламеняющихся и маловязких горючих жидкостей должны быть оборудованы центробежными, а для налива масел и других горючих жидкостей — роторными насосами.

Для уменьшения гидравлических ударов, обеспечения безопасных скоростей перекачки и точности учета наливные устройства следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта в начальной и завершающей фазе налива не более 30 м³/ч.

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

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

Управление наливом должно быть дистанционным из операторной и по месту.

Расчетное количество наливных устройств, станции налива следует определять для каждой марки (сорта) нефтепродуктов по формуле:

$$n = \frac{Q_i \times K_n}{q \times K \times \tau \times \rho} \quad (3.4)$$

где: Q_i – среднее суточное потребление нефтепродукта, т; q – расчетная производительность наливных устройств, м³/час; $K=0,7$ – коэффициент использования наливных устройств; τ – количество часов работы наливных устройств в сутки; ρ – плотность нефтепродукта, т/м³; K_n – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов.

Производительность наливных устройств, при механизированном наливе без учета времени на вспомогательные операции следует принимать:

- для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6}$ м²/с - 40...100 м³/ч;
- для нефтепродуктов с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6}$ м²/с до $600 \cdot 10^{-6}$ м²/с – 30...60 м³/ч.

Количество отпускаемого нефтепродукта следует определить взвешиванием на автовесах или при помощи счетчика жидкости. Грузоподъемность весов должна обеспечивать взвешивание всех типов прибывающих на нефтебазу автоцистерн.

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

На нефтебазах 1-5 классов процессы налива и учет должны быть автоматизированы.

На нефтебазах 1-2 классов, при соответствующем обосновании, дополнительно может применяться система "АСУ-налива" с использованием кредитной системы.

На нефтебазах 4 и 5 классов допускается применение установок с местным управлением в случаях, когда загрузка наливного устройства составляет не более 60% от его номинальной производительности или при экономической нецелесообразности, применения автоматизированных систем и дистанционного управления наливом.

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

Отгрузку нефтепродуктов в таре следует предусматривать через разливные и расфасовочные устройства. Измерение количества отпущенных нефтепродуктов должно производиться объемно-весовым методом. Виды тары для хранения и отпуск нефтепродуктов следует принимать по ГОСТ 1510-84*.

Разливные следует располагать в помещениях или на площадках под навесом в зависимости от климатических условий и вида нефтепродукта, а расфасовочные только в помещениях.

Допускается налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов в бочки, установленные непосредственно на автомашинах, оборудованных противопожарными средствами.

Налив должен производиться на отдельных площадках, примыкающих к разливным.

Для нефтебаз 1-4 классов раздаточные устройства для этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны размещаться в отдельных зданиях (помещениях) или на

отдельных площадках. Допускается для нефтебаз 5 класса раздаточные устройства размещать в одном здании при условии разделения помещения противопожарной стеной.

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

Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных предохранительными клапанами, срабатывающими при прекращении отпуска.

Для контроля отгрузки при неисправности счетчиков в разливочной следует предусматривать товарные весы.

Расчетное количество раздаточных устройств в разливочных следует определять по формуле 1.10. При этом коэффициент использования наливных устройств должен приниматься равным 0,5, а расчетная производительность этих устройств — $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ для нефтепродуктов с вязкостью до $60 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ — с вязкостью от $60 \cdot 10^{-6}$ до $600 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

При самотечном наливке указанные производительности могут быть уменьшены.

Для налива разных сортов нефтепродуктов одной марки, разрешается установка на одном рабочем месте не более трех раздаточных кранов при условии их использования для одновременного налива только одного сорта нефтепродукта.

Запорную арматуру для подключения раздаточных и расфасовочных устройств к основным трубопроводам следует устанавливать в месте врезки в основные трубопроводы.

Перекачка нефтепродуктов

Технология перекачки при автоматизации и механизации технологических операций должна предотвращать смешивание, загрязнение, обводнение и потери нефтепродуктов при соблюдении установленных правил пожарной безопасности, охраны окружающей среды и техники безопасности.

Технология перекачки нефтепродуктов должна предусматриваться по двухпроводной схеме трубопроводов

(приемный и раздаточный), подсоединяемых к каждому резервуару.

Допускается на нефтебазах 4-5 классов, а также в случаях установки под конкретную марку (сорта) нефтепродукта одного резервуара предусматривать однопроводную схему.

За рабочее давление в системе трубопроводов нефтебазы следует принимать максимальное избыточное давление, приведенное к ближайшему наибольшему условному давлению согласно ГОСТ 356-80, но не выше 2,5 МПа.

Подача нефтепродукта при наполнении или опорожнении резервуаров с понтоном или плавающей крышей должна соответствовать следующей максимальной допустимой скорости подъема (опускания) понтона или плавающей крыши:

- для резервуаров 700 м³ и менее - 3,5 м/ч;
- для резервуаров более 700 м³ - 6,0 м/ч.

При этом скорость понтона или плавающей крыши при сдвиге не должна превышать 3,5 м/ч.

Параметры максимальной безопасной скорости перекачки нефтепродуктов по трубопроводам следует принимать в соответствии с требованиями ВНТП 5-95.

По назначению *трубопроводы* следует подразделять на внутренние, прокладываемые внутри технологических зданий и сооружений, наружные, прокладываемые между зданиями и сооружениями внутри территории нефтебазы, и внешние, прокладываемые вне территории нефтебазы (между нефтебазой и НПЗ, наливными причалами, отдельно стоящими железнодорожными эстакадами, АЗС и другими объектами). Для внешних трубопроводов, кроме требований, изложенных в настоящих нормах, следует также руководствоваться требованиями СНиП 2.05.13-90.

Выбор диаметра трубопроводов должен производиться на основании результатов гидравлических расчетов, выполненных по заданной производительности и вязкости транспортируемого нефтепродукта, а также рекомендуемых оптимальных скоростей.

В зависимости от коррозионной активности транспортируемого нефтепродукта и нормативного срока эксплуатации трубопроводов значение расчетной толщины стенки труб следует принимать с поправкой, учитывающей глубину коррозионного разрушения стенки труб.

Значения поправки на внутреннюю коррозию приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Глубина коррозионного разрушения	
Среда	Глубина коррозионного разрушения, мм/год
Бензин	0,001-0,005
Дизельное топливо, керосин, реактивное топливо	0,01-0,05
Мазут	0,05-0,1

Трубопроводы должны выполняться из электросварных или бесшовных труб, в том числе и с антикоррозионным покрытием в соответствии с СН 527-80 .

Допускается применять сборно-разборные трубопроводы на специальных стыковых соединительных приспособлениях, а также трубопроводы из негорючих материалов при условии обеспечения необходимой механической, химической и температурной стойкости и сохранения качества перекачиваемых легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов.

При этом должны быть предусмотрены устройства для отвода статического электричества.

Открытая (по стенам) и надземная прокладка трубопроводов из неметаллических труб запрещается.

Соединения трубопроводов должны быть сварными. В случае перекачки по трубопроводам застывающих нефтепродуктов, а также в местах установки арматуры и технологического оборудования допускается установка фланцевых соединений труб с применением несгораемых прокладок, кроме участков, проложенных внутри обвалования резервуарных парков.

Прокладка трубопроводов на территории нефтебаз, должна быть надземной или наземной.

При соответствующем обосновании (рельеф местности, климатические условия, необходимость заезда пожарной техники внутрь обвалования и т.п.) на территории резервуарных парков, ограниченной обвалованием, возможна подземная прокладка трубопроводов.

Трубопроводы, прокладываемые на отдельно стоящих опорах, должны укладываться в один ярус, а в стесненных условиях на эстакадах.

В местах переходов через трубопроводы и для обслуживания узлов задвижек следует предусматривать переходные мостики и площадки.

Прокладку трубопроводов нефтебаз, располагаемых в районах с сейсмичностью 8 баллов и более, следует предусматривать только надземной.

Трубопроводы, предназначенные для перекачки вязких и застывающих нефтепродуктов должны оснащаться системой путевого подогрева (горячей водой, паром, ленточными электроподогревателями) и тепловой изоляцией из несгораемых материалов, защищенной от механического разрушения кожухом.

Допускается при соответствующем обосновании прокладка подобного рода трубопроводов в каналах с тепловыми спутниками, а участков протяженностью до 15 м — с использованием только тепловой изоляции (без тепловых спутников).

В проектах следует предусматривать мероприятия и соответствующее оборудование для вытеснения из труб высоковязких и застывающих нефтепродуктов.

Для обеспечения полного самотечного опорожнения трубопроводы должны проектироваться с уклоном к месту откачки или выпуска в специальные резервуары-сборники. При этом для нефтепродуктов, не требующих подогрева при перекачке, *минимальные уклоны* следует принимать равными *0,002-0,003*, для *подогреваемых* нефтепродуктов *0,004*.

На трубопроводах должны быть предусмотрены дренажные устройства, обеспечивающие слив нефтепродукта в стационарные или передвижные емкости.

Трубопроводы, транспортирующие основные потоки нефтепродуктов, необходимо располагать с внешней стороны обвалования или ограждающей стены резервуарного парка. Внутри территории резервуарного парка допускается прокладка только трубопроводов, которые обслуживают резервуары данной группы.

Испытание и очистку внутренних и наружных трубопроводов следует производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84 и СН 527-80, а внешние трубопроводы, проектируемые по СНиП 2.05.13-90, в соответствии с требованиями этого норматива.

Узлы задвижек следует располагать с внешней стороны обвалования резервуаров (ограждающей стены) групп или отдельно стоящих резервуаров, а коренное запорное устройство —

непосредственно у резервуаров.

На вводах трубопроводов к железнодорожным сливно-наливным устройствам должны устанавливаться на случай аварии (пожара) стальные задвижки не далее чем в 50 м (считая от оси железнодорожного пути) и не ближе 15 м при сливе и наливе легковоспламеняющихся и не ближе 10 м - при сливе и наливе горючих нефтепродуктов. В качестве аварийных могут применяться отключающие (оперативные) задвижки, если они установлены в пределах указанных расстояний. Аварийную отключающую арматуру следует размещать на нулевых отметках в легкодоступных местах. Управление приводами аварийных задвижек диаметром 200 мм и более следует предусматривать дистанционным с эстакады (с шагом расстановки кнопок управления не более 100 м) и из насосной, а также местное.

На одиночных сливно-наливных устройствах аварийные задвижки могут быть с ручным приводом.

Узлы задвижек продуктовых насосных станций следует размещать вне здания на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее: от стены здания с проемами - 3 м и от стены здания без проемов - 1 м. Допускается узлы задвижек размещать в одном помещении с насосами при количестве основных рабочих насосов в этом помещении:

- на нефтебазах I и II категории — не более 6 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120°C и ниже (кроме мазутов) или не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120°C и для мазутов;

- на нефтебазах III категории — не более 10 насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки 120°C и ниже или при любом количестве насосов для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °C;

- при перекачке мазутов, подогреваемых до температуры ниже на 25°C температуры вспышки — не более 6 насосов на нефтебазах I и II категорий и не более 10 насосов на нефтебазах III категории.

В случаях размещения узлов задвижек в отдельном помещении оно должно отделяться от помещения для насосов противопожарной перегородкой 1-го типа и иметь выход наружу.

В местах расположения узлов задвижек следует предусматривать лоток для отвода стоков в закрытый сборник или в колодец производственной канализации с гидравлическим затвором.

На внутренних обвязочных трубопроводах технологических зданий и сооружений количество и размещение запорной арматуры должны обеспечивать необходимые технологические переключения, а также возможность надежного отключения каждого отдельного агрегата или технологического устройства. Необходимость применения арматуры с дистанционным управлением или ручным приводом определяется условиями технологического процесса и требованиями, обеспечивающими безопасность работ.

Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей запрещается. Для регулирования параметров потока нефтепродукта должны быть установлены регулирующие клапаны, а перед и за ними запорная арматура.

На трубопроводах, предназначенных для перекачки легковоспламеняющихся и токсичных нефтепродуктов, должна, как правило, предусматриваться стальная запорная и регулирующая арматура.

Допускается применение арматуры:

- из ковкого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже минус 30°C и не выше 150°C при давлении среды не выше 1,6 МПа;

- из серого чугуна в пределах рабочих температур среды и ниже минус 10°C и не выше 100°C при давлении среды не выше 0,6 МПа.

Температура рабочей среды устанавливается для арматуры трубопровода по ГОСТ 356-80.

При наружной установке арматуру из серого чугуна можно применять при расчетной температуре воздуха не ниже минус 10°C, из ковкого чугуна при температуре не ниже минус 30°C. Коренное запорное устройство у резервуаров для нефтепродуктов должно предусматриваться стальным.

Для нефтебаз, расположенных в городах и других населенных пунктах, должна предусматриваться только стальная арматура.

Задвижки (узлы задвижек) и другую арматуру на трубопроводах, в зависимости от климатических условий, следует устанавливать в камерах, колодцах открытого типа или под навесом.

Для перекачки нефтепродуктов следует предусматривать насосы:

- для выполнения основных технологических операций грузовые насосы слива (налива) нефтепродукта из транспортных средств и перекачки по трубопроводам;

- для выполнения вспомогательных операций, обеспечивающих зачистку железнодорожных цистерн, резервуаров, трубопроводов, расфасовку, налив бочек и другой мелкой тары, внутрибазовые перекачки и т.п.-зачистные.

Грузовые насосы при соответствующем обосновании могут быть использованы для вспомогательных операций.

Тип насосных агрегатов должен выбираться в зависимости от физико-химических и коррозионных свойств нефтепродукта, обеспечения выполнения норм слива-налива, а также условий электроснабжения и класса взрывоопасной зоны.

Для перекачки нефтепродуктов с вязкостью менее $300 \cdot 10^{-6}$ м²/с при температурах, указанных в таблице 1.15, следует использовать лопастные и объемные насосы, с вязкостью более $300 \cdot 10^{-6}$ м²/с — объемные.

Выбор насосов для слива-налива железнодорожных цистерн следует производить исходя из весовой нормы маршрута или количества цистерн в одной подаче и расчетного нормативного времени операций слива-налива с учетом *коэффициента неравномерности загрузки насосов, равным 1,5*.

Требуемый напор насосов должен определяться гидравлическим расчетом исходя из необходимости выполнения технологических операций в наиболее холодный период года.

Ограничение максимальной скорости налива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей до безопасных пределов, должно обеспечиваться перепуском части нефтепродукта во всасывающий трубопровод насоса. Доля перепускаемого нефтепродукта зависит от технической характеристики насосов и определяется исходя из условий автоматического поддержания постоянного давления в напорном трубопроводе и коллекторах эстакады в процессе налива.

Производительность насосов, перекачивающих высоковязкие и застывающие нефтепродукты, следует определять с учетом нормативного времени налива, расчетного количества железнодорожных цистерн и необходимости обеспечения циркуляции наливаемого нефтепродукта в коллекторе эстакады в количестве 30% от требуемого объема

налива.

В продуктовых насосных станциях агрегаты должны устанавливаться отдельными группами (в соответствии с таблицей 1.27), работающими по специально выделенным трубопроводам, а также должны быть снабжены централизованной системой сбора утечек нефтепродуктов, выведенной за пределы насосной.

Продуктовые насосные рекомендуется размещать в наиболее низких точках системы трубопроводов нефтебазы для улучшения условий всасывания нефтепродукта.

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

Измерение количества нефтепродуктов

Коммерческие (учетно-расчетные) средства, осуществляющие учет с точностью, соответствующей требованиям ГОСТ 26976-86, должны устанавливаться в пунктах:

- приема нефтепродуктов (по трубопроводам от НПЗ, по отводам от нефтепродуктопроводов), из железнодорожных цистерн, наливных судов и т.п.;
- отгрузки нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны, наливные суда, нефтепродуктопроводы, тару и т.п.;

Оперативные (контрольно-технологические) средства измерения устанавливаются в местах, необходимых для учета количества нефтепродуктов в оперативных целях и задач АСУ ТП.

При организации системы коммерческого учета количества нефтепродукта следует использовать метод прямого измерения (взвешивания). Допускается применение косвенных методов определения массы (нетто) с использованием массовых или объемных счетчиков в комплекте с автоматическими плотномерами.

Учет нефтепродуктов при хранении должен осуществляться измерительными средствами автоматизированных систем без разгерметизации газового пространства резервуара и обеспечивать возможность измерения массы нефтепродукта и подтоварной воды.

При сливе-наливе железнодорожных цистерн на нефтебазах 1,2 и 3 классов рекомендуется использовать железнодорожные весы с автоматической системой регистрации массы нефтепродукта и оформлением отгрузочных документов.

В составе коммерческих узлов учета следует предусматривать:

- измерительные линии – рабочие и резервные;
- стационарное или передвижное образцовое средство для поверки турбинных счетчиков расхода – трубопоршневая установка (ТПУ);
- приборы и устройства контроля за режимом работы узла учета;
- устройства контроля, хранения, индикации и регистрации результатов измерения;
- вспомогательное оборудование – фильтры, запорная арматура.

Узлы оперативного измерения и учета следует оснащать контрольными измерительными линиями (счетчиками).

Типоразмеры счетчиков расхода и число рабочих измерительных линий должны определяться из условий обеспечения заданной точности измерения в диапазоне от 30 до 100% производительности насосов. При сливе-наливке наливных (морских, речных) судов счетчики должны работать в диапазоне от 10 до 100% производительности насосов.

Для измерения каждого потока нефтепродукта рекомендуется устанавливать не более четырех счетчиков, оснащенных байпасной линией.

Число резервных измерительных линий должно приниматься не менее 50% от числа рабочих измерительных, линий, а общее их количество не должно быть более 10.

Трубопроводы измерительных линий и счетчики должны быть одного диаметра и иметь до и после счетчика специальные струевыпрямители. При отсутствии струевыпрямителей должны предусматриваться прямые участки трубы длиной не менее 15 диаметров условного прохода счетчика до счетчика и не менее 5 диаметров – после счетчика.

При проектировании узла измерения и учета количества нефтепродуктов давление на выходе должно приниматься не менее 0,3 МПа при всех режимах работы узла измерения.

Подогрев нефтепродуктов

Подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, указанной в ВНТП 5-95.

В качестве теплоносителя следует использовать водяной насыщенный пар или перегретую воду. При этом в случаях попадания теплоносителя в нефтепродукт не должно происходить снижение его качества. При отсутствии указанных теплоносителей для разогрева высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов, при соответствующем обосновании возможно применение электрообогрева (электрогрелки, греющие кабели и т.п.).

Температура подогрева вязких нефтепродуктов (типа мазутов) не должна превышать 90°C , а для масел – 60°C .

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

При подогреве нефтепродукта с помощью стационарных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать $0,4\text{ МПа}$, а с помощью переносных – $0,3\text{ МПа}$.

Обогрев пароспутниками технологических трубопроводов, в которых температура перекачиваемого нефтепродукта не превышает 60°C , следует производить, как правило, перегретой водой с температурой 150°C , а высоковязких и легкозастывающих – насыщенным паром давлением до $1,3\text{ МПа}$.

Подогрев нефтепродуктов в резервуарах должен осуществляться стационарными подогревателями или устройствами циркуляционного подогрева, использующими в качестве теплоносителя насыщенный пар или перегретую воду.

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

Для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн должен применяться циркуляционный способ подогрева с установкой стационарных теплообменников за пределами железнодорожной эстакады.

На нефтебазах 4–5 классов допускается производить разогрев нефтепродукта с помощью переносных паровых или электрических подогревателей, а также подогревателей других конструкций, отвечающих требованиям пожарной безопасности.

На железнодорожных эстакадах при разогреве нефтепродуктов в цистернах с помощью переносных подогревателей должен предусматриваться коллектор насыщенного пара с отводом к каждой цистерне и обязательной установкой запорной арматуры. Прокладка паропроводов и конденсатопроводов должна отвечать требованиям СНиП 2.04.07-86.

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

На нефтебазах, использующих для технологических нужд насыщенный водяной пар, в качестве источника тепла для горячего водоснабжения, нагревание воздуха приточных систем вентиляции, смыва технологических площадок следует предусматривать перегретый конденсат, при этом сглаживание неравномерности потребления горячей воды необходимо осуществлять за счет установки баков-аккумуляторов.

Отработанные нефтепродукты

Прием отработанных нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 21046-86 должен производиться отдельно по группам: моторные масла (ММО), индустриальные (МИО) и смеси отработанных нефтепродуктов (СНО), для чего на нефтебазах должны быть организованы приемные пункты, располагаемые в зоне операций по отгрузке нефтепродуктов автомобильным транспортом и в таре.

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

Вновь принимаемые обводненные индустриальные масла должны проходить обработку в отдельном резервуаре с подогревом в целях разрушения эмульсии и выделения избытка воды.

Пропускная способность камеры для разогрева бочек и размеры грузовой платформы должны обеспечивать прием не менее

максимального суточного поступления отработанных нефтепродуктов в бочках.

Приемные емкости каждой группы отработанных нефтепродуктов, а при соответствующем обосновании и отдельных марок отработанных масел, из числа указанных в группах, должны быть отдельными.

Вместимость резервуаров для отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО должна определяться по норме сбора (в процентах от максимальной месячной реализации свежих масел) равной 35% и 50% соответственно.

Вместимость резервуаров для группы СНО следует определять исходя из фактически достигнутого уровня сбора за прошедшие 2-3 года и с учетом перспективы.

Вместимость резервуаров нефтебаз с сезонной отгрузкой отработанных нефтепродуктов следует определять исходя из сезонного поступления.

Для отработанных нефтепродуктов следует предусматривать установку горизонтальных резервуаров единичной вместимостью, как правило, не более 75 м³ в количестве не менее двух для каждой группы.

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

Отгрузку отработанных нефтепродуктов следует осуществлять отдельными партиями, но не менее грузоподъемности одной транспортной единицы (железнодорожные и автомобильные цистерны, бочки), через одиночные наливные устройства.

Допускается отгрузка групп ММО и МИО по одному трубопроводу при условии его опорожнения.

При сливо-наливных операциях температура отработанного нефтепродукта должна быть ниже температуры вспышки его паров не менее чем на 15°C.

Разогрев отработанных нефтепродуктов, поступающих в бочках, допускается производить открытым паром с давлением не выше 0,05–0,1 МПа при условии обеспечения безопасности работ.

Очистку и регенерацию отработанных нефтепродуктов группы ММО и МИО следует предусматривать на нефтебазах при условии, если поступление отработанных нефтепродуктов будет обеспечивать годовую загрузку регенерационных установок не

менее чем на 80% от их номинальной производительности.

Расходные емкости для топлива огневых печей должны быть рассчитаны на суточную потребность, но не более 5 м³ для хранения мазута и не более 1 м³ для легкого нефтяного топлива.

Перекачка отработанных и регенерированных масел должна осуществляться отдельными насосами.

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

3.2 Мероприятия по охране окружающей среды. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами.

Мероприятия по охране окружающей природной среды

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

В составе предпроектной (проектной) документации (материалы выбора места размещения, ТЭО и проекты строительства, реконструкции и технического перевооружения) нефтебаз, обязательна разработка экологического обоснования с целью предотвращения или снижения вредного воздействия на окружающую природную среду. Объем и состав экологического обоснования в предпроектных (проектных) материалах определяется требованиями «Руководства по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации».

Комплекс природоохранных мероприятий и полная

компенсация природной среде за наносимый вред определяются в результате проведения оценки воздействия на окружающую природную среду.

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

Установление предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу объектами и сооружениями нефтебаз, на разных стадиях проектирования производится в соответствии с требованиями методики нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях.

Для охраны атмосферного воздуха от загрязнения углеводородами следует предусматривать мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов при перекачке, приеме и отпуске, выбор которых определяется расчетом.

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

Качественную характеристику отходов, образующихся от зачистки резервуаров, следует принимать:

- плотность $1,01 \text{ т/м}^3$, содержание воды 70%, содержание механических примесей 26%, содержание нефтепродуктов 4%;
- удельный расход зачистных вод от резервуаров следует принимать $0,6-0,4 \text{ м}^3$ на 1000 т грузооборота.

В проектах следует предусматривать мероприятия (обвалования, водонепроницаемые покрытия, планировка и т.п.) для сбора нефтепродуктов в случае их разлива, аварии технологических сооружений и трубопроводов. Сброс нефтепродуктов при авариях в производственную канализацию не допускается.

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

В проектах нефтебаз должны быть предусмотрены системы постоянного контроля загазованности рабочих зон и приземной части

территории с помощью стационарных (по мере их выпуска промышленностью) и переносных газоанализаторов.

Для защиты почвы и грунтовых вод следует предусматривать противofильтрационные экраны или водонепроницаемые покрытия на всех участках территории нефтебаз, где проводятся операции с нефтепродуктами, а также сеть наблюдательных скважин по периметру территории нефтебазы.

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

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

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов следует:

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

б) максимально герметизировать сливо-наливные операции;

в) предусматривать минимальное количество фланцевых соединений на технологических трубопроводах;

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

д) предусматривать защиту технологических трубопроводов и запорной арматуры от давлений, превышающих допустимые при приеме нефтепродукта из магистральных трубопроводов;

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

з) кроме основных насосов, предусматривать зачистные, самовсасывающие, для зачистки железнодорожных цистерн при сливе;

е) предусматривать возможность полного опорожнения трубопроводов, с целью сокращения до минимума потерь от смещения

при последовательной перекачке по одному трубопроводу нескольких сортов нефтепродуктов.

Газоуравнительная система резервуарного парка должна, как правило, объединять резервуары с нефтепродуктами, близкими по своим физико-химическим показателям.

В пониженной части трубопроводов газовой обвязки должны быть смонтированы дренажные устройства.

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

На СНН I и II категорий для резервуарных парков, участков группового налива железнодорожных и автомобильных цистерн целесообразно предусматривать установки УЛФ при хранении и наливе нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 28°C и ниже.

Установки УЛФ могут предусматриваться в целом для СНН или для каждого из перечисленных участков самостоятельно. Количество установок, а также возможность их применения на СНН III категории определяется на основе сравнения вариантов технико-экономическим расчетом.

Запрещается строительство и реконструкция СНН в пределах I, II поясов и на незащищенных участках подземных вод III-го пояса зоны санитарной охраны источников водоснабжения (СНиП 2.04.02); водоохраных зонах водостоков и водоемов, в том числе на затапливаемых территориях, в местах интенсивного питания поверхностных и подземных вод (талвеги высокой концентрации поверхностного стока, незащищенные участки подземных вод, «гидрогеологические окна»).

Размещение СНН в пределах защищенных участков III пояса зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водоохраных зон водостоков и водоемов, в санитарно-защитных зонах предприятий возможно только по результатам экологического обоснования.

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

Сброс нефти и нефтепродуктов при аварии в канализацию не допускаются.

Соединения трубопроводов должны быть сварными. Фланцевые соединения допускаются устанавливать в местах, где необходим разъем

при эксплуатации (присоединение фланцевой арматуры, фланцевых заглушек и т.п.). Уплотнение фланцевых соединений должно осуществляться с применением несгораемых прокладок.

Вся система борьбы с утечками и испарением нефтепродуктов должна обеспечивать предупреждение загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы.

Реконструкция действующих СНН возможна только после проведения экологического обследования данного объекта, в результате которого устанавливаются степень и масштаб загрязнения, разрабатывается проект рекультивации почво-грунтов, поверхностных и подземных вод, комплекс водоохраных мероприятий.

Для обеспечения контроля загазованности в помещениях машинных залов насосных станций СНН устанавливаются стационарные газоанализаторы.

Размещение СНН должно быть подтверждено расчетами приземных концентраций вредных веществ в атмосфере с учетом существующего фона и соблюдения требований предельно допустимых концентраций ПДК на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ).

В зоне резервуарного парка и на участках железнодорожного и автомобильного приема и отпуска для предотвращения попадания на дороги нефти и нефтепродуктов, планировочные отметки проезжей части внутренних автомобильных дорог должны быть выше планировочных отметок прилегающей территории не менее чем на 0,3 м, считая от бровки земляного полотна.

Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами

Должно обеспечиваться:

- контроль и управление технологическими процессами приема, хранения и отгрузки;
- количественный учет нефтепродуктов как по резервуарной, емкости, так и с помощью поточных измерительных систем;
- безопасная эксплуатация технологического оборудования и сооружений, своевременное обнаружение возникших аварий и создание условий для их локализации;
- пожарная безопасность и защита окружающей среды.

Система управления и контроля технологическими процессами нефтебазы должна осуществляться централизованно из одного пункта – операторной или диспетчерской.

Тема 4 Электрохимическая защита и инженерное обеспечение нефтебаз

4.1 Связь и сигнализация. Электрохимическая защита.

Требование к системам водоснабжения и канализации.

Теплоснабжение, отопление и вентиляция.

Для оперативного управления производством на базах должны предусматриваться:

- городская телефонная автоматическая связь;
- местная телефонная автоматическая связь;
- диспетчерская связь;
- распорядительно-поисковая связь;
- радификация;
- пожарная сигнализация.

В соответствии с действующими нормами или техническим заданием Заказчика на нефтебазах предусматриваются:

- охранная сигнализация;
- элекстрочасификация.

При соответствующем обосновании в проект могут быть включены и другие виды связи и сигнализации.

Нефтебаза должна иметь связь с ближайшими узлами связи, станцией железной дороги, речным (морским) портом (при наличии операций по сливу-наливу), а также прямую телефонную (радиотелефонную) связь с ближайшей пожарной частью населенного пункта или центральным пунктом пожарной связи.

Для связи абонентов нефтебазы между собой должна предусматриваться установка местной автоматической телефонной станции или автоматического коммутатора. Для дирекции нефтебазы рекомендуется предусматривать телефонную и громкоговорящую связь с необходимыми абонентами, а также возможность одновременного подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

Сеть диспетчерской связи должна обеспечивать:

- двухстороннюю телефонную связь с любого рабочего места;

- громкоговорящую связь;
- двухстороннюю телефонную связь с абонентами ГАТС;
- возможность группового подключения нескольких абонентов для ведения совещаний.

Все административно-технические службы и участки приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазах 1,2 классов должны быть оборудованы двухсторонней громкоговорящей связью, обеспечивающей переговоры между наливщиками, машинистом и оператором.

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

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

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

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

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

На нефтебазах 1 класса при соответствующем обосновании рекомендуется предусматривать промышленное телевидение, а также охранную сигнализацию.

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

Виды применяемых средств связи для зданий и сооружений СНН устанавливаются в задании на проектирование по согласованию с заинтересованными организациями.

На СНН автоматической пожарной сигнализацией должны быть оборудованы:

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

б) складские помещения для хранения нефтепродуктов в таре площадью до 500 м^2 ;

в) разливные, расфасовочные и другие производственные помещения склада, в которых имеются нефть и нефтепродукты в количестве более $15 \text{ кг}/\text{м}^2$, площадью до 500 м^2 .

СНН должны быть оборудованы электрической пожарной сигнализацией с ручными пожарными извещателями.

Ручные извещатели пожарной сигнализации на территории склада следует предусматривать:

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

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

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

- на наружных технологических установках со взрывопожароопасными производствами — по периметру установки не более, чем через 100 м.

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

На СНН следует предусматривать систему пенного пожаротушения и водяного охлаждения. При проектировании систем пожаротушения и охлаждения для зданий и сооружений СНН следует учитывать требования СНИП 2.04.01 и СНИП 2.04.02 к устройству сетей противопожарного водопровода и сооружений на них, если они не установлены настоящими нормами.

Для наземных резервуаров нефти и нефтепродуктов объемом 5000 м³ и более, а также зданий и помещений склада, указанных в 292, следует предусматривать системы автоматического пожаротушения.

На складах IIIа категории при наличии не более двух наземных резервуаров объемом 5000 м³ допускается предусматривать тушение пожара этих резервуаров передвижной пожарной техникой при условии оборудования резервуаров стационарно установленными генераторами пены и сухими трубопроводами (с соединительными головками для присоединения пожарной техники и заглушками), выведенными за обвалование.

Для подземных резервуаров объемом 5000 м³ и более, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах I и II категорий следует предусматривать стационарные системы пожаротушения (неавтоматические).

Для наземных и подземных резервуаров объемом менее 5000 м³, продуктовых насосных станций, размещаемых на площадках, сливноналивных эстакад и устройств для железнодорожных и автомобильных цистерн на складах III категории следует, как минимум, предусматривать тушение пожара передвижной пожарной техникой. При этом на резервуарах объемом от 1000 до 3000 м³ (включ.) следует устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

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

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

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

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

На складах III категории с резервуарами объемом менее 5000 м³ допускается не устраивать противопожарный водопровод, а

предусматривать подачу воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой из противопожарных емкостей (резервуаров) или открытых искусственных и естественных водоемов.

Расчетную площадь тушения следует принимать равной:

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

- в подземных резервуарах - площади горизонтального сечения резервуара;

- в горизонтальных резервуарах - площади резервуара в плане;

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

- для сливноналивных железнодорожных эстакад - площади эстакады по внешнему контуру сооружения, включая железнодорожный путь (пути), но не более 1000 м^2 ;

- для сливноналивных устройств для автомобильных цистерн - площади площадки, занимаемой заправочными островками, но не более 800 м^2 ,

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

- на внутреннее пожаротушение продуктовых насосных и канализационных насосных станций, разливочных, расфасовочных и других производственных зданий - площади пола наибольшего помещения, в котором имеются нефть и нефтепродукты.

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

Электрохимическая защита

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

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

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

В проекте должны быть предусмотрены меры по сокращению прямых электрических связей катодно поляризуемых сооружений с защитными заземлениями технологического оборудования или выполнение таких заземлений из протекторов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Требования к системам водоснабжения и канализации

На СНН следует предусматривать, как правило, системы хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения. Допускается объединение противопожарного водопровода с хозяйственно-питьевым или производственным.

Расходы (норму) воды потребителями СНН следует принимать:

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

- на внутреннее пожаротушение производственных зданий (в том числе складских зданий для нефтепродуктов в таре) и на пожаротушение технологических сооружений (резервуаров, сливноналивных устройств и др.) - по разделу настоящих норм;

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

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

На территории СНН следует предусматривать производственную и (или) производственно-дождевую канализацию для приема:

а) производственных сточных вод:

- от мытья бочек из-под нефтепродуктов, площадок со сливноналивными устройствами, полов в продуктовых насосных станциях и др.;

- подтоварных - из резервуаров;

б) дождевых вод с открытых площадок для сливноналивных устройств и другого технологического оборудования (где эти воды могут быть загрязнены нефтью или нефтепродуктами), обвалованной площадки резервуарного парка или хранения нефтепродуктов в таре;

в) воды от охлаждения резервуаров при пожаре.

Сточные воды от душевых и умывальников в количестве не более 5 м³/сут, очищенные на местных очистных сооружениях, при отсутствии бытовой канализации допускается отводить в производственно-дождевую канализацию.

Канализация для приема подтоварных вод из резервуарных парков насосных станций магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов не предусматривается.

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

Отдельную канализацию для указанных сточных вод предусматривать не следует при общем количестве производственных сточных вод склада не более 100 м³ в сутки и доочистке их на озонаторных установках.

Сточные воды от очистки резервуаров для нефти и нефтепродуктов не допускается сбрасывать в сеть канализации. Эти сточные воды должны отводиться по трубопроводам со сборно-разборными соединениями в шламонакопители и после отстаивания в шламонакопителях отводиться сетью производственной или производственно-дождевой канализации на очистные сооружения склада.

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

Сети производственной и производственно дождевой канализации СНН следует проектировать из несгораемых материалов, как правило, подземными. Самотечные трубопроводы производственно-дождевой канализации должны быть диаметром не менее 200 мм.

На площадках железнодорожных эстакад (вдоль сливноналивных устройств) следует предусматривать открытые лотки с уклоном к дождеприемникам.

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

- на магистральной сети канализации - через 400 м;
- на выпусках из зданий (продуктовой насосной станции, разливочной, лаборатории и др.);
- на выпусках от дождеприемников, расположенных на обвалованной площадке резервуарного парка, за пределами обвалования (ограждения);
- на выпусках от дождеприемников, расположенных на площадках сливноналивных устройств (для железнодорожных или автомобильных цистерн);
- на канализационной сети до и после нефтеловушки - на расстоянии от нее не менее 10 м.

Производственные сточные воды и дождевые воды (загрязненные нефтью и нефтепродуктами) должны быть очищены на местных очистных сооружениях склада. Состав очистных сооружений и степень очистки этих вод определяется в зависимости от их дальнейшего использования (оборотного водоснабжения, испарения, заводнения на нефтепромыслах, сброса на очистные сооружения промузла или соседнего предприятия, спуска в водоем и т.п.).

Расчетный расход дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка или воды от охлаждения резервуаров во время пожара определяется при регулируемом сбросе, исходя из условия отведения этих вод с обвалованной площадки парка в течение 24 ч.

Для механической очистки производственных и дождевых сточных вод на СНН следует применять следующие основные очистные сооружения: песколовки, нефтеловушки, флотационные установки, резервуары-отстойники, пруды-отстойники, пруды-испарители и другие типы очистных сооружений или установки.

Для очистки сточных вод, загрязненных тетраэтилсвинцом, следует предусматривать, как правило, озонаторные установки или пруды-отстойники, рассчитанные на отстаивание сточных вод в течение 30 сут.

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

Земляные канализационные сооружения (пруды-отстойники, пруды-испарители, шламонакопители и др.) СНН, также аварийные земляные сооружения должны иметь противотрационную защиту откосов и днищ (экраны из полимерных пленок, глины и др.), исключающую загрязнение нефтью и нефтепродуктами почв, грунтов и подземных вод.

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

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

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

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

Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Теплоснабжение, отопление и вентиляцию зданий и сооружений СНН следует проектировать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05, СНиП 2.04.07, СНиП II-35, СНиП 2.04.01 с учетом норм настоящего раздела.

Для СНН следует предусматривать централизованное теплоснабжение, при обосновании допускается предусматривать теплоснабжение от собственной котельной.

В системах теплоснабжения для отопления и вентиляции зданий в качестве теплоносителя следует принимать воду по температурному графику (150 - 70)°С.

Допускается при обосновании применение воды по более низкому температурному графику, а также водяного пара.

Для отдельно стоящих мелких потребителей тепла (менее 30 кВт каждый) при удаленности их от ближайшей точки тепловых сетей на 100 м и более можно предусматривать электрическое отопление. Электрическое отопление помещений категорий А и Б не допускается.

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

Поддержание внутренней температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха следует предусматривать в производственных помещениях с постоянным (свыше 2 ч в смену) пребыванием обслуживающего персонала.

Значения внутренней температуры помещений следует принимать по СНиП 2.04.05.

Системы отопления и отопительные приборы для производственных зданий СНН следует предусматривать в соответствии с приложением 10 СНиП 2.04.05.

В помещениях категорий А и Б, имеющих приточную вентиляцию, следует проектировать, как правило, воздушное отопление, совмещенное с приточной вентиляцией. При обслуживании помещения одной приточной системой, используемой для воздушного отопления, в ней следует предусматривать резервный вентиляционный агрегат.

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

Обогрев полов открытых продуктовых насосных не предусматривается.

Прокладка трубопроводов отопления под полом помещений категорий А и Б в каналах не допускается.

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

При определении воздухообмена по кратности высоту помещений следует принимать:

- при высоте помещений до 4 м - 4 м;
- при высоте помещений от 4 до 6 м включительно - по фактической высоте;
- при высоте помещений более 6 м - 6 м.

Включение систем аварийной вентиляции следует предусматривать от газоанализаторов, заблокированных с вентустановками, и срабатывающих при содержании взрывоопасных паров в воздухе помещений, соответствующем 20% нижнего

концентрационного предела взрываемости (НКВЛ); газоанализаторы должны быть снабжены световой и звуковой сигнализацией.

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала сигналы должны подаваться по месту установки датчика и у выхода внутри помещения. В помещениях с периодическим пребыванием персонала - у входа вне помещения.

Кроме того, сигналы должны подаваться на пульт оператора.

В дополнение к автоматическому включению аварийной вентиляции следует также проектировать и ручное включение у основного входа в помещение.

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

Для аварийной вытяжной вентиляции следует, как правило, использовать:

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

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

Аварийная вентиляция организованным притоком не компенсируется.

В производственных помещениях и на наружных площадках СНН следует руководствоваться ведомственными требованиями к установке датчиков стационарных газосигнализаторов.

Воздухообмен в помещениях лаборатории определяется по количеству удаляемого воздуха местными отсосами; при отсутствии вытяжных шкафов и укрытий следует предусматривать восьмикратный воздухообмен в 1 ч по внутреннему объему помещения. Объем удаляемого воздуха из помещения лаборатории должен превышать на 10% объем приточного воздуха. Объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует определять по скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м на метр длины шкафа, в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе:

- при ПДК более 50 мг/м³ - 05 м/с;
- то же, от 20 до 50 мг/м³ - 0,7 м/с;

- то же, от 5 до 20 мг/ м³ - 1,0 м/с;

- то же, до 5 мг/ м³ - 1,3 м/с.

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

Для помещений категорий А и Б, заглубленных более, чем на 0,5 м ниже уровня планировочной отметки земли, воздухообмен, определенный в соответствии с СНБ 3.02.01-98, следует увеличивать на восьмикратный объем заглубленной части.

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

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

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

При проектировании вентиляции канализационных и водопроводных зданий и сооружений следует также соблюдать требования СНиП 2.04.03 и СНиП 2.04.02.

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

Тема 5. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов

5.1 Номенклатура отечественных резервуаров. Технические характеристики резервуаров. Техничко-экономические показатели резервуаров. Эксплуатация резервуарных парков. Резервуары с плавающей крышей.

Номенклатура отечественных стальных резервуаров

В промышленности применяется большое число стальных резервуаров различных типов и объемов без давления (резервуары с плавающей крышей и понтоном) и с давлением до 0,002 МПа (резервуары со стационарной крышей).

Имеются стальные резервуары траншейного типа объемом до 10 тыс. м³ рассчитанные на избыточное давление 0,007 МПа.

Наибольшее распространение получили наземные вертикальные цилиндрические резервуары, которые в зависимости от их назначения или условий эксплуатации можно разделить на следующие типы.

1. Типовые сварные вертикальные цилиндрические резервуары объемом от 20 тыс. м³ до 100 м³:

- ✓ со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002 МПа, с высотой стенки не более 12 м;
- ✓ с понтоном и плавающей крышей, без давления;
- ✓ резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных районах (температура до 65 °С).

2. Резервуары с оптимальными параметрами объемом от 10 до 50 тыс.м³, с высотой стенки до 18 м.

3. Резервуары повышенного давления широкого распространения не получили. В России сооружено всего несколько каплевидных резервуаров объемом 2000 м³, рассчитанных на избыточное давление 0,03 МПа. Значительно чаще применяют резервуары ДИСИ (Днепропетровского инженерно-строительного института) объемом 400, 700, 1000 и 2000 м³. В общей сложности таких резервуаров, рассчитанных на избыточное давление от 0,01 МПа до 0,013 МПа, построено около 200.

Основные геометрические размеры вертикальных цилиндрических и каплевидных резервуаров повышенного давления приведены в таблице 5.1. Резервуары повышенного давления наиболее экономичны для длительного хранения нефтепродуктов при небольшой их оборачиваемости (не более 10÷12раз в год).

Таблица 5.1

Резервуары повышенного давления

Показатель	Вертикальные цилиндрические резервуары					Каплевидные резервуары
	400	700	1000	2000	3000	
Номинальный объем, м ³	400	700	1000	2000	3000	2000
Геометрический объем, м ³	420	770	1235	2050	3100	1700
Диаметр, м	8,53	10,43	12,3	15,2	18,3	18,45

Высота стенки, м	7,5	9	9	9,30	10,37	10,49
Высота торосферической кровли, м	2	2,08	2,95	2,97	3,542	-
Избыточное давление, МПа	0,02	0,018	0,015	0,013	0,025	0,03
Вакуум, МПа	0,0015	0,001	0,0005	0,0005	0,001	0,003

К числу резервуаров повышенного давления относятся изотермические резервуары для хранения сжиженных газов. Обычно они представляют собой двухслойную конструкцию (резервуар в резервуаре). Для обеспечения постоянной, отрицательной температуры пространство между наружным и внутренним кольцом заполняют теплоизоляционным материалом.

4. Горизонтальные надземные и подземные резервуары, рассчитанные на избыточное давление 0,07 МПа - при конических днищах и 0,04 МПа - при плоских днищах, также являются резервуарами повышенного давления.

Климатические условия вызывают необходимость дифференцированного подхода к применению тех или иных типов резервуаров с учетом специфических условий их эксплуатации, значительных температурных колебаний, больших снеговых и ветровых нагрузок, сейсмических воздействий, вечномерзлых и просадочных грунтов и т.д.

Технические характеристики резервуаров

Вертикальные изотермические резервуары

Изотермические резервуары служат для хранения различных сжиженных газов при постоянной пониженной или отрицательной температуре, проектирование и сооружение которых является новым направлением в резервуаростроении. В ЦНИИпроектстальконструкции разработаны различные типы конструкций для хранения сжиженных газов при температуре выше минус 196 °С в резервуарах объемом 2,5, 10 и 30 тыс. м³.

Наиболее распространены двухслойные конструкции изотермических резервуаров с зазорами между стенками, крышками и днищами (рис.5.1.а, б).

Величины зазоров определяют технологические институты и выдают в техническом задании (ТЗ) на проектирование. Задания включают исходные данные для проектирования резервуаров: объем;

название и температуру хранимого сжиженного газа, марки сталей для внутреннего и наружного резервуаров; величину избыточного и гидростатического давления; район строительства; величину снеговой и ветровой нагрузок; сейсмичность района строительства; наименование теплоизоляционных материалов, сварочные материалы для сварки сталей специальных марок и другие данные.

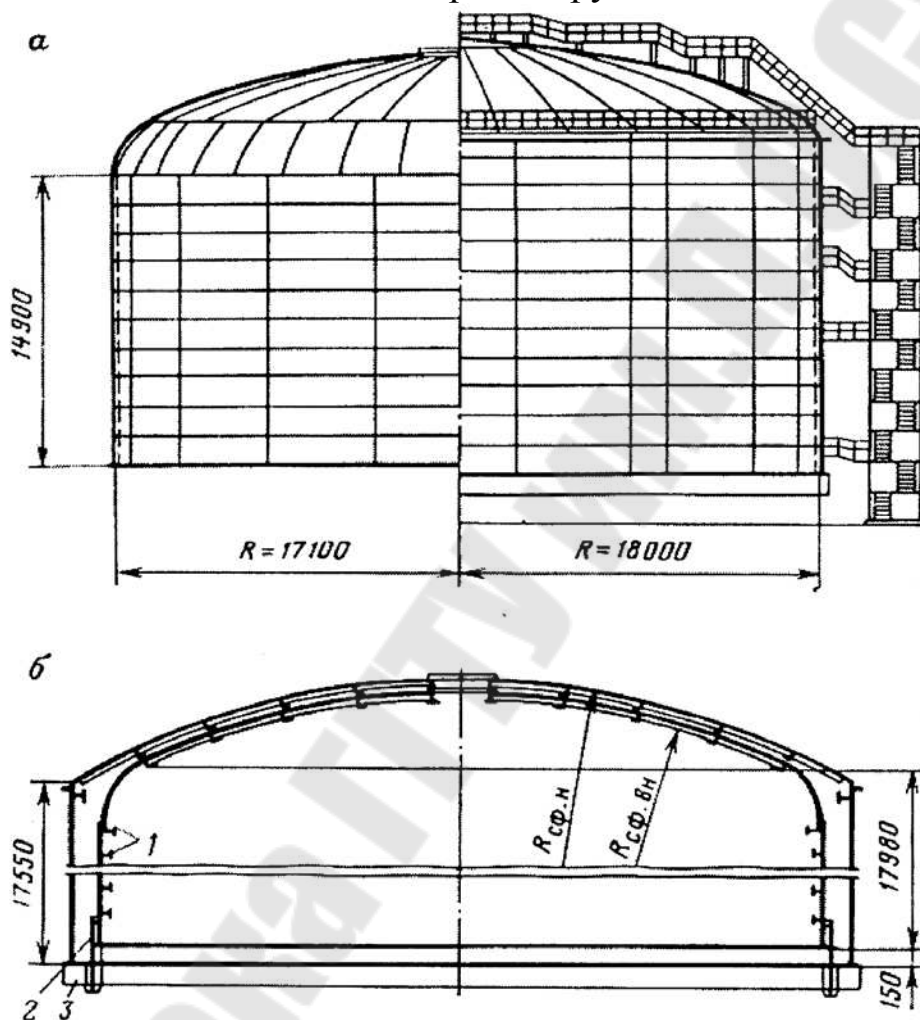


Рис. 5.1. Изотермический резервуар объемом 20 тыс.м³ ($D_{вн}=34,2$ м, $D_{н}=36$ м): а – фасад внутреннего резервуара (слева) и наружного резервуара (справа); б – разрез; 1 – кольца жесткости; 2 – анкерные крепления; 3 – железобетонная плита (ростверк) свайного основания

Если температура хранения не ниже -65°C , то при проектировании резервуаров применяются строительные стали. При более низких температурах должны применять стали специальных марок: никельсодержащие; нержавеющие стали; алюминиевые сплавы.

Проектирование и сооружение изотермических резервуаров во многом аналогично проектированию и сооружению вертикальных цилиндрических резервуаров низкого и повышенного давления. Также аналогичны методики инженерных расчетов, что дает возможность использовать многолетний опыт их проектирования. Новым, с чем столкнулись при проектировании и расчете несущих элементов изотермических резервуаров, явились нагрузки от теплоизоляционных материалов. При расчете стенки пустого внутреннего резервуара на устойчивость - собственный вес изоляции, находящейся между крышами и вызывающей осевое сжатие стенки. Изоляция, находящаяся в межстенном пространстве, вызывает боковое давление на стенки внутреннего и наружного резервуаров. Кроме того, за счет трения о стенки она вызывает также вертикальное усилие

При длительном хранении нефтепродуктов (не более 10÷12 раз оборачиваемости в год) целесообразно применение резервуаров повышенного давления типа ДИСИ (Днепропетровского инженерно-строительного института) и «Гибрид», запроектированного ЦНИИпроектстальконструкцией. Оба типа резервуаров имеют торосферическую кровлю. Резервуары типа ДИСИ прошли детальное испытание и эксплуатируются под избыточным давлением.

Осесимметричные каплевидные резервуары

Сооружено, испытано и внедрено несколько таких резервуаров объемом по 2 тыс. м³, рассчитанных на избыточное давление 0,03 МПа и вакуум 0,003 МПа. При детальном испытании напряженно-деформированного состояния резервуаров с опорным кольцом в его конструкциях возникают зоны концентрации высоких напряжений, что негативно сказывается на состоянии резервуаров. На этом основании разработана новая конструктивная форма каплевидного резервуара - резервуар с экваториальной опорой (рис.5.2). В этой конструкции отсутствуют опорное кольцо и ребра жесткости внутри резервуара, а оболочка опирается в зоне экватора на 20 опор (колонн), которые устанавливаются на железобетонное опорное кольцо. Каплевидная оболочка имеет толщину выше экватора 5 мм, ниже - 6 мм. Геометрия оболочки имеет такую форму эллиптических поясов, что радиусы кривизны уменьшаются вверх до экватора с таким расчетом, чтобы меридиональные и кольцевые усилия по всей поверхности от гидростатической нагрузки и избыточного давления

были равны между собой. Поэтому каплевидные оболочки называют оболочками равного сопротивления.

Каплевидные резервуары экономичны в своей области, т.е. в области повышенного давления, однако монтаж таких резервуаров сложен и требует соответствующих средств механизации для изготовления лепестков двойкой кривизны. Но в связи с необходимостью сокращения потерь нефтепродуктов при хранении, а резервуары с плавающей крышей или понтоном неэкономичны при малой оборачиваемости, проблема резервуаров повышенного давления, в том числе каплевидных резервуаров, является актуальной и перспективной.

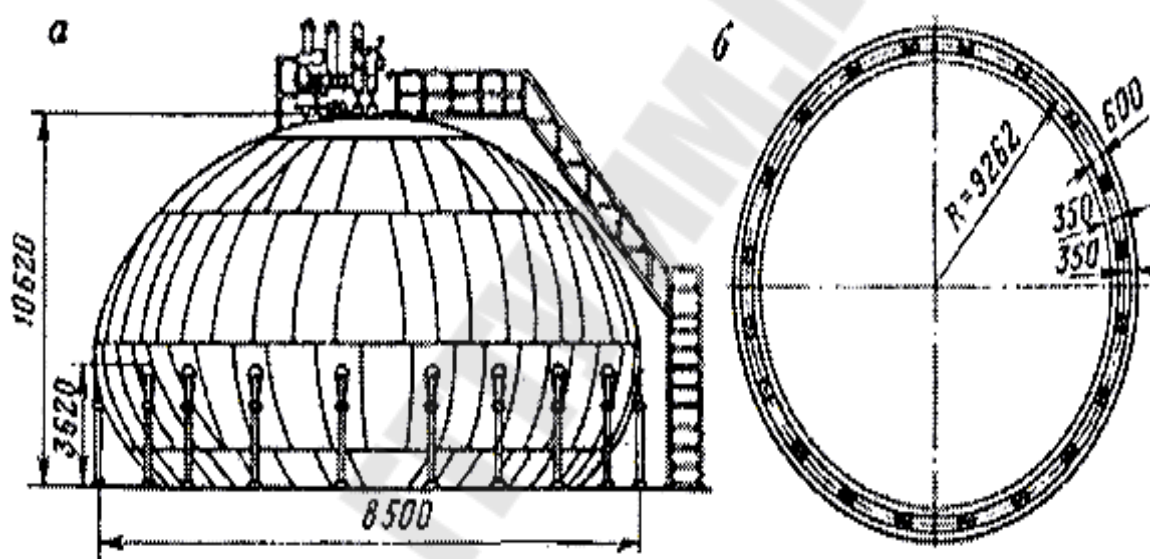


Рис.6.2. Каплевидный резервуар объемом 2тыс м³ с экваториальной опорой: а – фасад резервуара; б – план фундамента и расположение колонн

В отличие от резервуаров с понтоном или плавающей крышей в резервуарах повышенного давления нет никаких движущихся конструкций и затворов, в них сохраняется возможность для рулонирования стенки и плоского днища, вследствие чего облегчается их изготовление. Их эксплуатация сравнительно проста. Таким образом, для более полного удовлетворения потребности страны в нефтерезервуарах и хранилищах сжиженных газов целесообразно применение резервуаров новых конструктивных форм - повышенного давления, изотермических и др.

Горизонтальные резервуары

Горизонтальные цилиндрические резервуары предназначены для хранения нефтепродуктов, сжиженных газов и других жидкостей (табл. 6.2) под избыточным давлением 0,04 МПа при плоских днищах и 0,07 МПа при конических днищах. Разработаны проекты резервуаров объемом 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м³.

Для обеспечения устойчивости пустых резервуаров под воздействием разрежения (вакуума), внешних нагрузок и давления грунта внутри резервуара устанавливают кольца (ребра) жесткости. В надземных двух опорных резервуарах в пределах опор устанавливают внутренние треугольные диафрагмы (рис.5.3).

Горизонтальные резервуары по пространственному расположению подразделяют на надземные (выше планировочной отметки территории нефтебазы) и подземные (ниже уровня территории). По конструкции днищ горизонтальные резервуары в зависимости от объема и избыточного давления проектируют с плоскими, коническими или цилиндрическими днищами. Для обеспечения устойчивости цилиндрической оболочки внутри нее должны быть установлены опорные кольца жесткости. В зависимости от объема устанавливают и дополнительные кольца жесткости.

Таблица 5.2

Характеристика наземных горизонтальных резервуаров (толщина оболочки 4 мм)

Показатель	Номинальный объем, м ³					
	5	10	25	50	75	100
Геометрический объем, м ³	5,7	10,79	26,9	55,5	76,9	101,5
Диаметр, мм	1900	2220	2700	2760	3240	3240
Длина оболочки, мм	2030	2750	4150	8940	8940	11920
Пролет, мм	1980	2750	4150	4500	5400	5400
Толщина конического днища, мм	-	5	5	5	5	5
Толщина плоского днища, мм	4	4	4	4	4	4
Число опорных колец жесткости, шт	-	-	-	-	2	2
Число промежуточных колец жесткости, шт	-	1	1	1	2	4
Масса резервуара, т	0,72	1,09	1,86	3,44	4,23	5,41
Удельный расход стали на 1 м ³ объема, кг	126	101	69	62	55	53

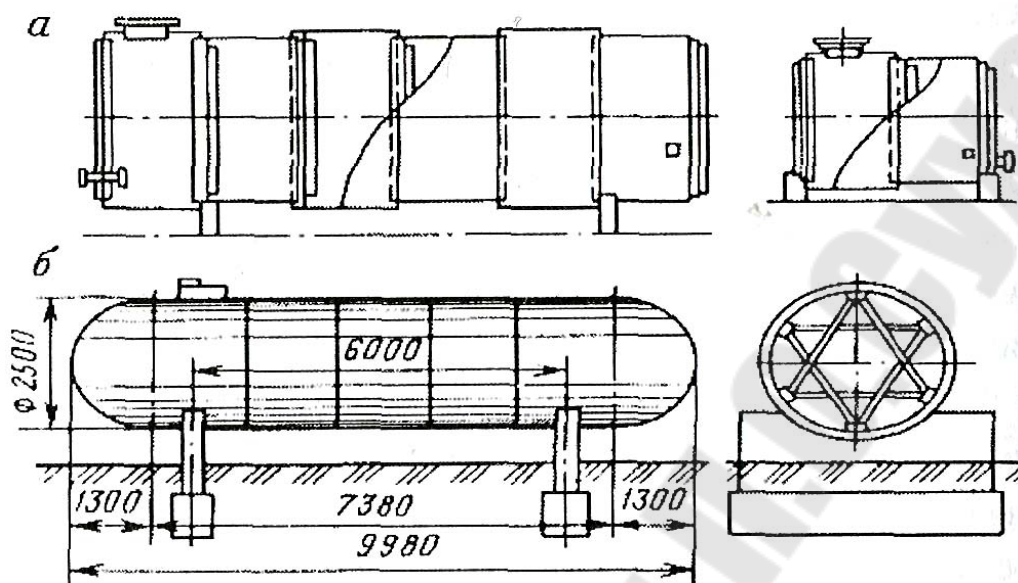


Рис.5.3 Горизонтальный резервуар объемом 50 м³: а – с плоским дном; б – с цилиндрическим дном

Технико-экономические показатели резервуаров

1. Резервуары с плавающей крышей. В табл.5.3 приведены основные размеры и показатели резервуаров оптимальных габаритов с плавающей крышей. Из данных следует, что с увеличением объема резервуаров удельный расход стали уменьшается, а удельный расход стали резервуаров одного и того же объема с понтоном соответственно больше, чем резервуаров с плавающей крышей, на 10÷50 %.

Таблица 5.3

Технико-экономические показатели резервуаров с плавающей крышей

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³								
	1	2	3	5	10	20	30	50	100
Полезный объем, тыс.м ³	0,94	2,0	3,15	4,9	10,3	20,9	29,6	47,5	103,6
Диаметр, м	10,43	15,18	18,9	20,9	28,5	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки, м	11,92	11,92	11,9	14,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Расход металла, т	27,3	51,8	75,2	115	211	396	470	711	1514
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	29,0	25,4	24,0	23,4	20,3	18,8	16,0	15,0	14,5

2. Изотермические резервуары. Расход металла в изотермических резервуарах (табл.5.4) по сравнению с резервуарами для нефти и нефтепродуктов соответственно больше, поскольку они

представляют собой двухслойную конструкцию, между двумя резервуарами которой устраивают теплоизоляцию для обеспечения постоянной отрицательной температуры.

Таблица 5.4

Технико-экономические показатели изотермических резервуаров

Показатель	Номинальный объем, тыс. м ³				
	1	5	10	20	30
Полезный объем, тыс. м ³	0,8	5	8,8	15	29,078
Диаметр резервуара:					
наружного	13,3	21,8	24,3	36,0	Однослойный
внутреннего	10,4	19,4	22,8	34,2	35,5
Высота резервуара:					
наружного	13,0	18,0	23,85	17,55	Однослойный
внутреннего	8,9	16,4	22,35	14,7	29,87
Расход стали, т	77	226	416	714	675

3. Сферические резервуары. В табл.5.5 приведены конструктивные размеры и характеристики сферических резервуаров, где даны удельные расходы стали вычисленные как на 1 м³ полезного объема, так и с учетом произведения избыточного давления и расхода стали в кг/м³. В первом случае получают нерегулярные сведения, не отражающие влияние величины внутреннего давления, а во втором случае - данные, объясняющие истинный смысл и необходимость учета избыточного давления в сферических резервуарах.

Таблица 5.5

Технико-экономические показатели сферических резервуаров

Показатель	Номинальный объем, тыс.м ³			
	0,6	0,6	2	2
Избыточное давление, МПа	0,6	1,8	2,5	0,6
Диаметр, м	10,5	1,8	16	0,6
Расход стали, т	56,2	116,5	142	167
Удельный расход стали на 1м ³ полезного объема, кг	109	227	73,8	91,6
Удельный расход стали, кг	184	127	295	153

4. Резервуары со стационарной крышей. В табл.5.6 указаны характеристики проектов резервуаров объемом от 0,1 до 20 тыс. м³, разработанные в те годы, когда не рассматривался вопрос оптимизации резервуаров. В настоящее время в эксплуатации находится еще большое число резервуаров данного типа.

Таблица 5.6

**Технико-экономические показатели стальных резервуаров
со стационарной крышей**

Показатель	Номинальный объём, тыс. м ³					
	1	2	3	5	10	20
Геометрический объём, тыс.м ³	1,06	2,15	3,370	4,866	10,950	19,450
Полезный объём (вместимость), м ³	1,02	2,07	3,190	4,650	9,850	17,500
Диаметр, м	12,3	15,1	18,98	22,8	34,20	45,60
Высота стенки, м	11,9	11,9	11,92	11,92	11,92	11,92
Толщина стенки, мм	6x4	6x4x5	7+2x6	9+8x7	—	13+7*11
Масса, т:						
стенки	11,0	23,2	31,14	50,10	100,63	152,83
днища	3,87	7,07	11,72	19,50	41,70	84,04
центральной стойки	—	1,49	1,49	1,57	—	—
крыши	5,96	7,45	13,15	20,85	49,83	101,57
кольца жесткости	—	—	—	—	12,55	29,39
лестниц, ограждений, площадок	2,04	5,03	5,34	5,68	4,88	5,37
Общая масса резервуара, т	22,9	44,2	62,84	97,68	209,70	373,20
Удельный расход стали на 1 м полезного объёма, кг	21,4	20,6	18,7	20,0	19,2	19,0

5. Резервуары с понтоном. Увеличенный расход стали в проектах проявляется особенно заметно в резервуарах объемом 50 и 100 тыс. м³, где разница становится существенной за счет увеличения веса металлоконструкций стационарной крыши. В связи с этим резервуары с понтоном объемом 50 тыс. м³ и более применять нецелесообразно. Этот вывод учтен в СНиП 2.11-03-93 для складов нефти и нефтепродуктов, где максимальный объем резервуаров с понтоном ограничен объемом 50 тыс. м³, в то время как резервуары с плавающей крышей проектируют объемом до 120 тыс. м³. Приведенные в табл.5.7 данные для резервуаров с понтоном также относятся к периоду, когда еще не были разработаны оптимальные их габариты. При последующем анализе проектов, с точки зрения оптимальности основных размеров, было установлено, что резервуары объемом 100, 200, 300, 400, 700, 2000 и 3000 м³ имеют основные размеры, удовлетворяющие требованиям оптимальности по критериям Шухова, т.е. соотношение между диаметром и высотой стенки этих резервуаров принималось таким, чтобы резервуары имели минимальный удельный расход стали или стоимость.

Таблица 6.7

Технико-экономические показатели резервуаров с понтоном

Показатель	Номинальный объем, тыс. м				
	1	2	3	5	10
Полезный объем, тыс. м	0,94	2,01	3,15	4,90	10,3
Диаметр, м	10,43	15,18	18,98	20,9	28,5
Высота стенки, м	11,92	11,92	11,92	14,9	17,9
Расход металла, т	30,0	55,5	83,5	119,8	224,2
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	32,2	27,6	26,5	24,5	21,8

Показатель	Номинальный объем, тыс. м				
	15	20	30	50	100
Полезный объем, тыс. м	15,3	20,9	29,6	47,46	99,89
Диаметр, м	34,2	39,9	45,6	60,7	88,7
Высота стенки, м	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Расход металла, т	323,0	438,5	584,1	869,2	2175,8
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	21,1	21,0	19,4	18,4	21,8

Таким образом, практически нет необходимости менять эти соотношения. Также было установлено, что в резервуарах объемом 1,5, 10, 15 и 20 тыс. м³ основные размеры не являются оптимальными и необходимо увеличить высоту стенки и соответственно уменьшить диаметр с сохранением тех же объемов. На основании анализа табл. 5.3, 5.7 можно сделать следующие выводы:

- резервуары со стационарной крышей по удельному расходу стали при равных объемах резервуаров близки к резервуарам с плавающей крышей, но поскольку последние имеют меньшие потери при хранении, то они, безусловно, эффективнее и имеют ряд других преимуществ, свойственных резервуарам этого типа;

- резервуары с понтоном (оптимальных габаритов) по сравнению с резервуарами со стационарной крышей (неоптимальных габаритов) по удельному расходу металла тяжелее на 15÷20 % (применительно к резервуарам объемом 5÷20 тыс. м³), что объясняется наличием понтона;

6. Стальные резервуары траншейного типа и некоторые резервуары специального назначения. В табл.5.8 приведены показатели для резервуаров траншейного типа.

Таблица 5.8

Технико-экономические показатели резервуаров траншейного типа

Показатель	Проекты			Проекты	
	ЦНИИ	Проект	стальконструкции	ГПИ-6	
Номинальный объем резервуара, тыс. м ³	2	5	10	5	5
Полезный объем, тыс. м	2,310	4,640	9,650	5,380	5,380
Высота залива продукта, м	6,0	6,0	6,2	7,7	7,7
Пролет ферм перекрытия, м	18	18	24	18	18
Шаг ферм перекрытия, м	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Радиус шпангоутов, м	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5
Размеры в плане по осям, м	18x24	18x48	24x72	18x48	18x48
Размеры в плане по внешним габаритам, м	21,2x27,2	21,2x51,2	27,2x75,2	20x59	20x50
Число ферм, шт.	6	9	13	9	9
Число щитов перекрытия, шт.	24	48	72	48	48
Толщина оболочки резервуара, мм	5	5	5	5	5
Толщина настила перекрытия, мм	4	4	4	4	4
Масса металлоконструкций, т					
оболочка	41,0	69,40	116,5	74,67	71,53
щиты перекрытия	22,30	43,35	92,0	33,80	32,00
фермы со шпангоутами	16,50	27,30	72,15	31,30	55,84
торцевые шпангоуты	1,50	2,02	2,07		
связи и прогоны	8,20	10,43	27,05	9,24	8,14
стремянки	0,40	0,35	0,35		
сварные швы (1 %)	0,9	1,55	3,13	1,49	1,68
Общая масса резервуара, т	90	155,0	313	150,7	169,9
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема, кг	39	33,3	31,5	23,7	31,4

Здесь удельный расход стали на 1 м³ полезного объема значительно больше, чем в наземных резервуарах.

Это объясняется подземным расположением траншейных резервуаров и, следовательно, большой внешней нагрузкой на них. Резервуары траншейного типа (рис.5.4) предназначены для подземного длительного хранения нефтепродуктов при малой их

оборачиваемости, в связи с чем обеспечивается значительное сокращение потерь.

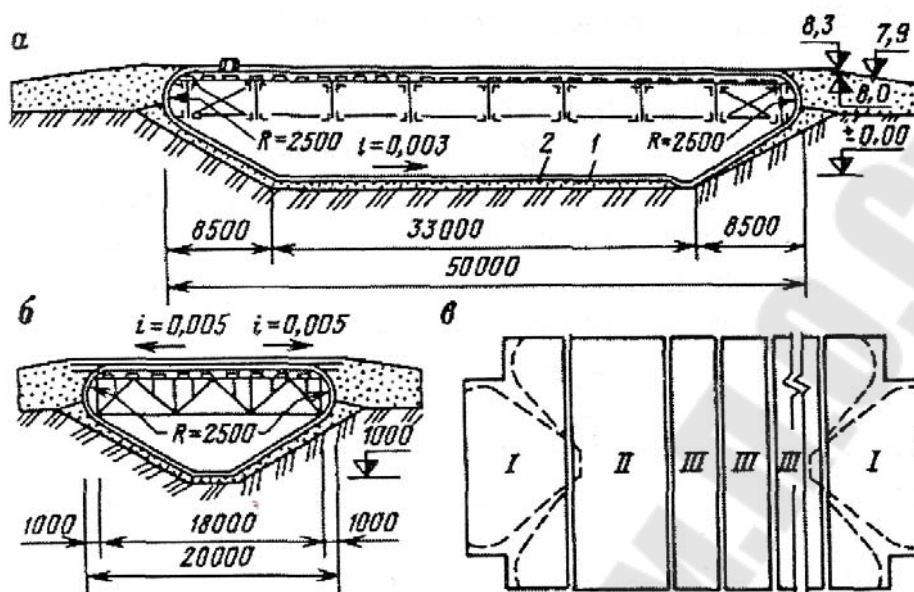


Рис.5.4. Конструкция стального резервуара траншейного типа: а - продольный разрез; б - поперечный разрез; в - развертка оболочки с поперечным раскроем; I-III - полотнище (I - торцевое, II и III - поперечное); 1 - днище; 2 - песчано-битумное (гидрофобное) основание (100 мм)

7. Вертикальные цилиндрические резервуары для хранения тяжелых продуктов. Особенности конструкций данных резервуаров объясняются большой плотностью продуктов, равной 1450 кг/м^3 . Задача сводится к определению дополнительного расхода металла, связанного с хранением более тяжелого продукта. Увеличивают толщины только нижних поясов стенки, остальные конструкции - верхние пояса, днище, стационарная крыша - не меняются. Поэтому удельный расход металла по сравнению с нефтерезервуарами увеличивается не намного: 21,66 (20,0) - для резервуара 5 тыс. м^3 и 20,66 (19,2) кг - для резервуара объемом 10 тыс. м^3 (в скобках дан расход для нефтерезервуаров).

8. Вертикальные цилиндрические резервуары для агрессивных химических продуктов. Данные резервуары предназначены для хранения продуктов с плотностью 1250 кг/м^3 и выше. Проектом предусмотрено применение углеродистой стали ВСтЗспб с соответствующей защитой от коррозии. Кроме того, увеличены толщины листов стенки всех поясов, в связи, с чем расход металла заметно (примерно на 50 %) увеличивается по сравнению с резервуарами для нефтепродуктов вследствие большой плотности продукта и в основном за счет его агрессивности.

9. Вертикальные цилиндрические резервуары для неагрессивных химпродуктов при плотности до 1800 кг/м^3 . Расход металла по сравнению с нефтерезервуарами выше примерно вдвое.

10. Резервуары повышенного давления. Построены и находятся в эксплуатации резервуары повышенного давления нескольких типов. В табл. 5.9 приведены их основные характеристики. Рациональная область применения - длительное хранение нефтепродуктов с оборачиваемостью не более 8÷10 раз в течение года и сокращение потерь при «малых дыханиях» и от солнечной радиации. В настоящее время для этих же целей применяют подземные резервуары траншейного типа. Анализируя приведенные данные можно заметить, что удельные расходы металла на 1 м³ полезного объема зависят не только от типа резервуаров, но и от их объемов. Расход металла в траншейных несколько выше, а изготовление 1 т металлоконструкций дешевле, чем в резервуарах повышенного давления, следовательно, по стоимости эти типы примерно равноценны.

Таблица 6.10

Технико-экономические показатели резервуаров повышенного давления

Показатель	Тип резервуара							
	Капле-видный с опорным кольцом	Капле-видный с экваториальной опорой	Вертикальные цилиндрические «Гибрид»		Вертикальные цилиндрические ДИСИ			Траншейного типа
Объем, тыс. м ³	2	2	3	5	2	1	0,7	2
Избыточное давление, МПа	$\frac{0,04^*}{0,03}$	0,04	0,025	0,018	0,013	0,015	0,018	0,002
Вакуум, кПа	30	30	10	10	0,5	0,8	1,2	0,5
Основные размеры DxH, мм	18454x x10490	18500x x10620	18980x x11825	20900x x15600	15200x x9100	12330x x8900	10430 x9000	18x24
Общий расход металла, т	$\frac{64,71^{**}}{50,50}$	$\frac{54,62^{**}}{40,0}$	70,67	121,0	43,0	24,2	18,4	90
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг	32,35	20,0	21,2	23,0	20,1	22,9	24,6	38,96

Примечания: * В числителе дано проектное значение избыточного давления, в знаменателе - эксплуатационное. * * В числителе - расход металла по проекту, в знаменателе - в облегченном варианте без каркаса.

11. Стальные горизонтальные цилиндрические резервуары для нефтепродуктов. Горизонтальные цилиндрические резервуары, соответствующие габаритам железнодорожных платформ, объемом 3, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м³ (надземные и подземные) широко применяют в различных областях народного хозяйства: в сельском хозяйстве, в сбытовых организациях нефтегазовых компаний, на автозаправочных станциях и в других организациях, использующих нефтепродукты в ограниченных объемах. Такие резервуары изготовляют на специальных механических заводах как габаритные заводские изделия. Подземное хранение применяют в основном для сокращения потерь. В рассматриваемых проектах принято сооружение подземных резервуаров в сухих грунтах, т.е. уровень грунтовых вод не должен достигать нижней образующей резервуаров. При проектировании в мокрых грунтах резервуары с целью предотвращения всплытия должны быть заанкерены в фундамент с учетом подпора грунтовых вод. Расход стали и стоимость сооружения в этом случае соответственно увеличиваются.

Эксплуатация резервуарных парков

Содержание оснований и обвалований резервуаров

В практике эксплуатации резервуаров известны случаи, когда даже незначительная осадка песчаных подушек и днищ у наземных резервуаров приводила к обрыву приемо-раздаточных патрубков, к поломке фланцев у коренной задвижки и т. п.

Аварии обычно приводят к потере значительных количеств нефтепродуктов. Отклонения от строго вертикальной установки резервуаров затрудняют, а иногда делают невозможным вести точный замер нефтепродуктов в резервуаре.

Для предохранения оснований от размыва следует обеспечивать отвод от них поверхностных (дождевых и талых) вод. Особую опасность представляют ливневые воды. Территория отдельных резервуаров или резервуарных парков внутри обвалований должна устраиваться с соответствующими уклонами в сторону отводных трубопроводов и канализационных устройств. Разрушение песчаных подушек иногда происходит за счет размыва их нефтепродуктами при течи в днищах и водой при зачистке резервуаров. У вновь сооружаемых резервуаров емкостью 2000 м³ и более в течение первых пяти лет их эксплуатации не реже одного раза в год проводят проверочную нивелировку окраек днища не менее чем в 8÷9 точках.

Неправильная осадка резервуара иногда обнаруживается и при осмотре путем применения отвесов. При промывке резервуаров во время их зачистки внутрь обвалований зачастую попадает большое количество воды, что может служить причиной подмыва подушек под резервуарами. После ремонтных и других работ, во время которых могло произойти частичное разрушение обвалования, администрация нефтебаз или организаций, производивших работы, обязана обеспечить немедленно их восстановление.

Эксплуатационный уход за корпусом и оборудованием резервуаров

Резервуары нельзя вводить в эксплуатацию до их полного оснащения оборудованием, арматурой и гарнитурой, предусмотренных проектами или соответствующим стандартом.

Правильная эксплуатация резервуаров предусматривает регулярные периодические осмотры корпусов, крыш и днищ резервуаров, а также резервуарного оборудования. Для регистрации осмотров ведется специальный журнал.

Задачей таких постоянных осмотров является своевременное выявление всех неисправностей (появление течи в швах корпусов или из-под днища резервуара, перекося резервуаров и т. п.). При осмотрах особое внимание уделяется сварным вертикальным швам нижних поясов, швам, расположенным на сопряжении нижнего пояса с днищем (в частности, швам упорного уголка при его наличии).

Необходимо учитывать, что обнаружение мельчайших волосных трещин или отпотин в резервуарах, заполненных легко испаряющимися продуктами, очень сложно, т.к. в теплое время вытекающая жидкость очень быстро испаряется. Дефекты в швах и корпусах резервуаров легче обнаружить в холодное время суток (вечером, рано утром). Облегчает обнаружение дефектов в швах промазка их мелом, на котором появляются пятна, свидетельствующие о наличии течи или отпотин.

При обнаружении трещин в швах или в основном металле необходимо принять меры к сохранению нефтепродуктов - резервуар должен быть срочно опорожнен и поставлен на ремонт.

Следует учитывать, что чеканка трещин или отдельных свищей в сварных швах может привести к разрушению швов или всего резервуара, поэтому такие работы не должны допускаться. Чеканка особенно опасна при заполненном резервуаре, когда весь его корпус

находится под значительной нагрузкой. Под строгим контролем должны находиться лестницы и площадки резервуаров. Их, так же, как и крыши, надо регулярно очищать от снега и обледенения; систематически проверять исправность перил. Нельзя загромождать лестницы и площадки на крыше резервуаров оборудованием и другими предметами.

При замерзании арматуры резервуаров ее можно отогреть только острым водяным паром или горячей водой. Ни в коем случае нельзя допускать отогревания оборудования или корпусов резервуаров открытым пламенем или накаливаемыми предметами. Нельзя допускать инструментов или работ, при которых могли бы иметь место искрение или высокие температуры, могущие вызвать взрыв или пожар.

Малейшая неплотность швов и металла корпуса, крыши или днища резервуара, равно как и неполадки и неисправности оборудования резервуаров могут служить причиной потерь нефтепродуктов и изменения их качества.

В защите корпуса и кровли резервуаров от ржавления большое значение имеет исправное содержание внешней поверхности. Перед окраской необходимо тщательно, до металлического блеска, очистить корпус и крышу резервуара от ржавчины и грязи. Очистка от ржавчины, окалины, грязи может производиться вручную скребками, металлическими щетками или пескоструйными аппаратами. Последний способ очистки более эффективен, т.к. песок, подаваемый через шланг под давлением 2÷3 атм, лучше очищает как плоскости, так и швы, углубления и т. п.

Грязь и пыль окончательно смывают водой, протирают корпус и крышу сухими тряпками или ветошью. Бензином или уайтспиритом смывают жирные пятна и только после проверки качества очистки наносят краску.

Для сокращения потерь легких нефтепродуктов от испарения хорошие результаты дают окраска резервуаров в светлые цвета (белый цвет) или покрытие их алюминиевой краской.

Производственные операции

Наполнение и опорожнение резервуаров являются наиболее ответственными операциями, которые следует выполнять с большой осторожностью и с соблюдением специальных правил.

Заполнение резервуаров производится под уровень жидкости снизу, а если к моменту наполнения резервуар оказался порожним, то его следует заполнять медленно. Перед заполнением резервуара необходимо проверить исправность дыхательного клапана. Если по неисправности или по другим причинам дыхательный клапан окажется закрытым, то наполнение резервуара производить нельзя до устранения неисправности клапана. Скорость (производительность) заполнения и опорожнения резервуара должна строго соответствовать пропускной способности клапана.

По окончании каждой операции, связанной с наполнением или опорожением резервуара, подъемную трубу обязательно поднимают выше уровня жидкости в резервуаре, что предотвращает утечки нефтепродукта при повреждении резервуарной задвижки или приемо-раздаточного трубопровода. С той же целью по окончании операций закрывают хлопушку. После каждого опорожнения и зачистки резервуара обязательно проверяют исправность и правильность действия хлопушки, сальника, подъемной трубы, фланцев и прокладок приемо-раздаточного патрубка, задвижки, сифонного крана и т. п.

Уровень продукта контролируют путем замера лентой или по показаниям поплавковых показателей уровня.

Во избежание опасного напряжения в конструкциях резервуара должны применяться меры к предохранению резервуаров от гидравлических ударов, механических толчков, которые могут передаваться от насосов в случае их неправильной установки или неправильной эксплуатации.

При эксплуатации резервуаров нельзя допускать вибрации трубопроводов, соединенных с резервуаром.

Требуемая пропускная способность дыхательного клапана связана с производительностью приемо-раздаточного патрубка, Размеры дыхательных клапанов приведены в таблице 5.10.

Разрешение на перекачку, связанную с наполнением или опорожением резервуаров, дается только после проверки правильности открытия и закрытия соответствующих задвижек, необходимых для данной операции. Открытие задвижек должно производиться плавно, без применения рычагов. Во время перекачки должно быть постоянное сообщение работающего насоса с резервуарной емкостью.

Таблица 5.10

Размеры дыхательных клапанов

Производительность приемо-раздаточного патрубка резервуара, м ³ /час	Наименьший условный проход клапана, мм
До 25	50
От 25 до 100	100
>100 > 215	150
>215 > 380	200
>380 > 600	250

Действующий резервуар должен выводиться из перекачки только после того, как полностью будет открыта задвижка для ввода нового резервуара. Заполнение любых резервуаров должно проводиться до заранее обусловленного уровня, гарантирующего от перелива нефтепродукта при его расширении от нагрева.

При заполнении резервуаров, а также при подогреве нефти и нефтепродуктов максимальная их температура не должна быть выше 90⁰С. При более высоких температурах может происходить вскипание воды, почти всегда в известных количествах содержащейся в резервуаре. Вскипание воды приводит к выбросу жидкости или к гидравлическим ударам.

Подогрев сырой нефти или нефтепродуктов может производиться при уровне жидкости над подогревателем не менее 50 см. Оголение действующих подогревателей может создавать пожарную опасность.

Для каждого резервуарного парка следует разрабатывать технологическую карту с указанием максимально возможного уровня нефти или нефтепродуктов, максимальной температуры подогрева и других эксплуатационных показателей. При обнаружении каких-либо ненормальностей при наполнении или опорожнении резервуара (по данным замера) перекачку немедленно останавливают. Оперативные замеры уровня нефти и нефтепродуктов при наполнении резервуаров имеют цель предотвратить перелив резервуара. Промежутки, в течение которых должен производиться замер, зависят от объема наполняемого резервуара, а также от производительности насосов или самотечных трубопроводных линий. В начальной стадии заполнения резервуара замеры рекомендуется вести примерно через каждые два часа. Когда же до предельного заполнения остается 1÷1,5 м взлива,

производительность перекачки должна снижаться до минимума во избежание перелива.

При самотечных трубопроводах или при перекачке центробежными насосами это легко достигается прикрытием коренной задвижки или напорной задвижки у насоса. При работе же поршневых насосов уменьшение производительности перекачки может быть достигнуто сбросом части жидкости в другие резервуары или в запасные емкости.

Для предупреждения перелива резервуаров большое значение имеет автоматизация налива. С этой целью успешно применяются автоматические задвижки с электроприводом и специальные датчики измеряющие уровень жидкости.

При зачистке резервуаров перед ремонтами проводятся следующие работы:

- освобождение резервуара от нефтепродуктов;
- длительная пропарка и проветривание резервуара с целью его дегазации;
- промывка внутренней поверхности крыши, корпуса и днища резервуара;
- удаление твердых отложений, которые могут оказаться в резервуаре;
- протирка насухо стенок крыши и днища резервуаров.

Работы по зачистке резервуаров опасны и требуют соблюдения специальных мер по технике безопасности и противопожарной безопасности. После того как основная часть слита, остатки нефтепродуктов «поднимаются на воду» и сливаются в подготовленные заранее емкости.

Перед спуском из резервуара остатков в нем открывают люки и лазы, от резервуара отсоединяют трубопроводы и на приемораздаточный патрубок так же, как и на отсоединенные трубопроводы, устанавливают плотные заглушки на прокладках. Резервуары примерно за 2 суток до зачистки интенсивно пропаривают острым паром. Целью пропаривания являются нагрев паров нефтепродуктов и их удаление через люки, а также частичное разрыхление твердых отложений (пульпы) на стенках, днище и крыше резервуара.

Продолжительность пропаривания в зависимости от продукта, хранившегося в резервуаре, и в зависимости от того, насколько резервуар загрязнен твердыми отложениями, назначается от 15 до 24 часов. При большом количестве отложений простым пропариванием

разрыхлить пульпу не удастся. В таких случаях может быть рекомендован пропуск пара через специальные насадки, из которых пар, выходя с большой скоростью, не только нагревает пульпу, но также производит и механическое разрушение ее. Наиболее перспективным следует считать применение для этой цели гидропультов или специальных стволов, через которые осуществлялась бы подача пара или воды под значительным давлением.

Специальные мероприятия по безопасности должны применяться при зачистке резервуаров из-под сернистых нефтей или нефтепродуктов. Такие резервуары еще перед вскрытием для зачистки подвергают пропариванию в течение 4÷5 суток. Помимо обычных твердых отложений в таких резервуарах образуются пирофорные отложения, состоящие в основном из сернистого железа и способные к самовозгоранию при невысоких температурах.

Установлены факты самовозгорания пирофорных отложений при 20⁰С. Из практики известно, что взрывы и пожары, вызванные пирофорными явлениями, происходят чаще всего весной или осенью вскоре после опорожнения или во время опорожнения резервуаров. При средних температурах (весной, осенью) пирофорные отложения накапливаются на стенках резервуаров и при высыхании жидкой пленки после опорожнения резервуара подвергаются быстрому окислению.

Резервуары с плавающей крышей

Для нормальной эксплуатации резервуара плавающая крыша оборудуется дренажным и направляющим противоповоротным устройствами, катучей лестницей, опорными стойками, уплотнителем и другими устройствами (рис.5.5).

Дренажное устройство является одним из основных конструктивных узлов резервуаров с плавающей крышей и предназначено для отвода в канализацию дождевых и талых вод с поверхности крыши. В центре плавающей крыши 3 устанавливается ливнеприёмник 5, к которому присоединена дренажная система (рис. 5.6).

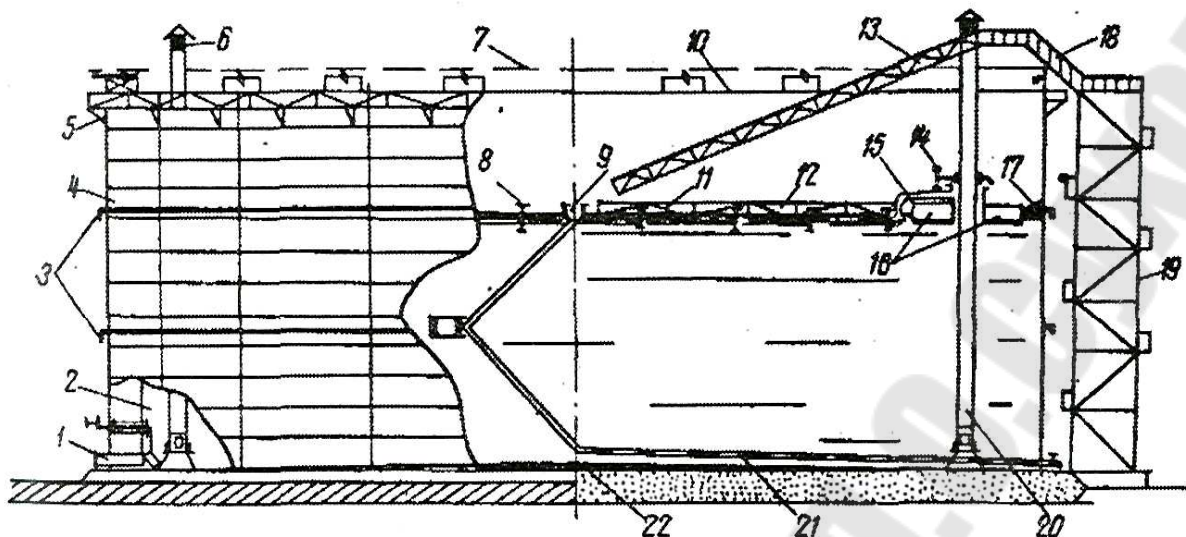


Рис. 5.5. Резервуар с плавающей крышей: 1 - приемо-раздаточный патрубок с хлопущей; 2 - запасной трос хлопущей; 3 - кольца жесткости; 4 - стенка резервуара; 5 - кольцевая площадка жесткости; 6 - огневой предохранитель; 7 - трубопровод раствора пены; 8 - опорные стойки плавающей крыши; 9 - водоприемник атмосферных осадков; 10 — сухопровод орошения стенки резервуара; 11 - плавающая крыша; 12 - опорная ферма; 13 - катучая лестница; 14 - бортик удерживания пены; 15 - опорная ферма; 16 - периферийный кольцевой понтон плавающей крыши; 17 - уплотнитель (затвор) плавающей крыши; 18 - переходная площадка; 19 - шахтная лестница; 20 -трубчатая направляющая плавающей крыши; 21 - дренажная система; 22 - днище резервуара

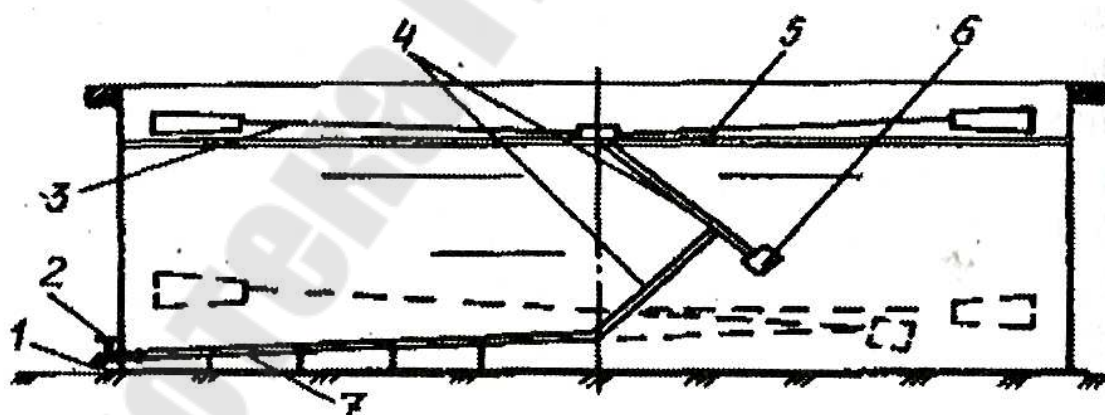


Рис. 5.6 Дренажная система плавающей крыши: 1 - патрубок; 2 - задвижка; 3 - крыша; 4 - труба; 6 - поплавок; 7 - водоотводящий коллектор

Поплавок служит для уменьшения осевого усилия на трубы водоспуска при подъеме и опускании плавающей крыши. Водоотводящий коллектор монтируется на стойках, привариваемых к днищу резервуара, и заканчивается патрубком с запорной задвижкой.

При эксплуатации резервуара задвижка должна быть закрыта. Она открывается только при выпадении осадков.

Дренажные системы бывают трех типов конструкций: гибкие, выполненные из прочного толстостенного рукава, изготовленного на основе синтетического каучука; жесткие, состоящие из стальных труб, соединенных между собой сальниковыми шарнирами; комбинированные, изготовленные из стальных труб с гибкими сочленениями. Водоспуски гибкой конструкции очень удобны для монтажа, но недолговечны при эксплуатации.

В местах прохода стойки через понтонные короба устанавливаются направляющие ролики, ограничивающие минимум смещения крыши, и резиновые уплотнения - для герметизации оставшегося зазора между стойкой и патрубком крыши. В соответствии с рекомендациями по проектированию стальных резервуаров рекомендуется при наличии двух направляющих располагать их диаметрально противоположно - у шахтной и катучей лестниц. Верхний конец катучей лестницы шарнирно опирается на площадку, закрепленную на стенке резервуара. Нижний конец, снабженный катком, по мере подъема или опускания плавающей крыши передвигается по рельсовому пути, уложенному на опорной ферме, прикрепленной к настилу плавающей крыши. Ступени, катучей лестницы независимо от угла наклона ее от вертикали остаются горизонтальными.

Плавающая крыша не имеет жестких связей с корпусом (стенкой и днищем) резервуара и как самостоятельный элемент работает (поднимается и опускается) при изменении уровня жидкости в резервуаре. Ее верхнее положение фиксируется максимальным уровнем жидкости, который должен быть на 600 мм ниже верха стенки. Нижнее положение плавающей крыши фиксируется опорными стойками, прикрепленными к крыше. Стойки трубчатого сечения диаметром 89 мм располагаются по концентрическим окружностям (для резервуара вместимостью 50 тыс. м³ устанавливается 152 стойки). Высота стоек переменна. Стойки, расположенные вблизи стенок резервуара, имеют высоту 1,8 м. Уменьшение высоты стоек в центральной части крыши обеспечивает ее уклон 1:100. Зазор между плавающей крышей и днищем резервуара необходим для размещения оборудования, обеспечения закачки нефти в резервуар без удара струи в вертикальную стенку понтонного кольца крыши, проведения монтажных и ремонтных работ. Между

плавающей крышей и стенкой резервуара всегда остается зазор - кольцевое пространство, которое у резервуаров диаметром до 61 м обычно не должно превышать 200 мм, а у резервуаров большего диаметра - 300 мм. Уплотнение кольцевого пространства между стенкой и крышей резервуара осуществляется затвором, являющимся одним из основных узлов конструкции плавающей крыши.

Основные, требования к затворам следующие: непроницаемость для продукта и его паров; износостойкость; холодо- и теплостойкость; устойчивость к воздействию атмосферных осадков и прямых солнечных лучей; наличие минимального газового пространства; бензо - и коррозионностойкость; пожаробезопасность; простота, сборки и монтажа; надежность эксплуатации.

Уплотняющие затворы подразделяются по виду на линейные или щелевые и по конструкции - на механические и мягкие. Затворы с механическим прижимным устройством снабжены элементом (обычно металлическим листом), который скользит по поверхности стенок резервуара, оказывая давление, необходимое для создания уплотнения. Плотный прижим листа к стенке резервуара осуществляется различными способами: подвесным рычажным устройством с пружиной и без нее; собственным весом; листовой или спиральной пружиной.

Затворы с подвесным рычажным устройством (затворы Виггинса) широко используются в Англии, США, Германии, Японии и России для резервуаров вместимостью 50÷100 тыс. м³ и более. Существенными недостатками этих типов затворов являются; наличие значительного газового пространства над нефтепродуктом и неудобство обслуживания при эксплуатации

В Германии, Болгарии и Турции для резервуаров вместимостью 10÷50 тыс. м³ применяются затворы, в которых скользящий элемент прижимается под действием собственного веса. Затвор состоит из отдельных сегментов, наклонной поверхностью опирающихся на коническую обрамляющую полосу понтона плавающей крыши. Под действием своей массы сегменты скользят по поверхности понтона до прижатия уплотнения к стенке резервуара. Во Франции разработан и успешно применяется затвор с подвеской скользящего элемента на кронштейне и прижатием его пружиной. Конструкция прижимного устройства металлического скользящего элемента со спиральной пружиной применяется в Германии, Англии, Дании и других странах. Достоинством таких затворов является простота конструкции, недостатком - меньшая надежность в эксплуатации.

Высокая амортизационная способность, прочность, стойкость к воздействию продукта и атмосферных осадков являются преимуществом затворов с мягким уплотнением, представляющим эластичные резиноканевые оболочки, наполненные жидкостью, сжатым воздухом, сыпучим зернистым материалом или эластичным пенополиуретаном.

Из уплотнений, наполняемых жидкостью и сжатым воздухом, наибольшее распространение получили конструкции фирм «Хоммонд» (США) и «Гравер» (США). В последние годы в качестве наполнителя оболочек используют эластичные пенополиуретаны.

5.2 Обслуживание резервуаров. Общий порядок ремонтов резервуаров на нефтебазах. Тушение пожаров на резервуарах. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров.

Общий порядок ремонта резервуаров на нефтебазах

Наиболее рациональной системой эксплуатации ухода и ремонта оборудования и сооружений промышленных предприятий является система плано-предупредительных ремонтов (ППР). Ремонт оборудования и сооружений нефтебаз также должен осуществляться по системе ППР.

Система плано - предупредительных ремонтов представляет собой совокупность организационно-технических мероприятий:

- организация внутрицехового ухода и надзора за оборудованием и сооружениями;
- организация периодических осмотров и проверок оборудования и сооружений;
- периодические текущие, средний и капитальный ремонты;
- организация парка запасных деталей;
- составление инструктивных материалов для ремонтов.

Сущность этой системы заключается в том, что время работы резервуарных парков или сооружений между очередными осмотрами и ремонтами устанавливается заранее с учетом их сложности и режима работы. Однако виды ремонтов, которым подвергаются отдельные сооружения нефтебаз, могут отличаться от указанных выше. Так, например, для резервуарных емкостей рекомендуется применение осмотрового, текущего и капитального ремонтов.

Кроме того, точное определение объема работ при том или ином виде ремонта поможет устранить наблюдающиеся в практике случаи неправильного использования средств, отпускаемых на ремонт, например, выполнение капитального ремонта за счет средств

основной деятельности нефтебаз и, наоборот, текущего ремонта за счет амортизационных отчислений.

Осмотровый ремонт резервуара осуществляется в процессе эксплуатации резервуара без освобождения его от нефти или нефтепродукта. При осмотрном ремонте проверяется техническое состояние корпуса и крыши резервуара путем наружного их осмотра, а также оборудования резервуара, находящегося снаружи.

Текущий ремонт резервуара. До начала ремонта производится нивелировка окрайки днища резервуара. Затем резервуар освобождается от хранящегося в нем нефтепродукта или нефти, очищается и дегазируется с соблюдением требований техники безопасности и пожарной безопасности.

При ремонтных работах осуществляются следующие операции:

- а) очистка внутренней поверхности резервуара от коррозионных отложений;
- б) проверка технического состояния корпуса, днища и крыши и заварка коррозионных раковин и отверстий с постановкой отдельных заплат;
- в) проверка и ремонт сварных швов, заправка и чеканка клепаных швов;
- г) ремонт змеевиковых подогревателей;
- д) проверка всего резервуарного оборудования и в необходимых случаях ремонт или замена оборудования;
- е) испытание на прочность и плотность отдельных узлов или резервуара в целом;
- ж) окраска резервуара.

Капитальный ремонт резервуара начинается с подготовительных ремонтных работ, предусмотренных для текущего ремонта.

Кроме того, выполняется совокупность следующих работ:

- ✓ замена дефектных частей корпуса;
- ✓ полная или частичная замена днища;
- ✓ полная или частичная замена крыши резервуара (кровли и несущей конструкции);
- ✓ полная или частичная замена змеевиковых подогревателей;
- ✓ испытание резервуара на прочность и плотность.

Кроме перечисленных работ при капитальном ремонте резервуаров могут выполняться работы, связанные с его модернизацией, например замена крыш из кровельного железа на сварные крыши из листовой стали.

Тушение пожаров на резервуарах

Пожары в резервуарных парках характеризуются сложной оперативно-тактической обстановкой, необходимостью привлечения

большого количества сил и средств подразделений пожарной охраны. Это, как правило, затяжные пожары, ликвидация которых требует значительных материальных ресурсов.

Наиболее эффективными способами тушения пожара стального резервуара с нефтью являются:

- система подслоной подачи огнетушащей пены низкой кратности на основе фторированных пенообразователей типа «легкая вода», которая позволяет ликвидировать горение нефти в резервуарах, несмотря на разрушение верхнего пояса и наличие закрытых сверху участков (карманов);

- подача пены средней кратности привозными средствами пожаротушения через подъемник типа П-30, установленный за пределами обвалования.

Исходя из опыта работы подразделений пожарной охраны, тактико-технических возможностей рассмотренных установок и систем пожаротушения, можно сделать следующие выводы:

- в качестве стационарных (полустационарных) систем пожаротушения резервуаров для хранения нефти целесообразно использовать системы подслоного тушения пожар;

- предпочтительным способом тушения пожаров в резервуарах привозными средствами – пеной средней или низкой кратности является ее подача на поверхность горящей в резервуаре нефти навесным способом через пеногенераторы ГПС-2000 или лафетные стволы-гидромониторы и установленные за обвалованием;

- при отсутствии на резервуаре устройств для подачи пены под слой нефти, невозможности ее подачи навесными способами (горение нефти) в обваловании, наличие в резервуаре закрытых «карманов», образованных упавшей крышей или сворачивающимися стенками и т.п.) целесообразно произвести безопасным способом быструю регулируемую откачку нефти из горящего резервуара в нефтепровод или в свободный резервуар;

- при пожаре на резервуаре с небольшим уровнем взлива нефти (0,5÷0,7 м) для предотвращения ее вскипания и выброса целесообразно подать в него в виде струи или в трубопровод водный состав депресант -«Аpres», который предотвращает эти нежелательные явления;

- тушение разлившейся горячей нефти на сливно-наливных эстакадах, в обвалованиях резервуаров, в земляных амбарах, заполненных нефтью, или аварийно разлитой нефти следует

производить пеной низкой или средней кратности мощными лафетными стволами-мониторами, в том числе установками «Пурга», роботизированной системой пожаротушения УПР-1 и т. п.;

- тушение пожаров на складах ЛВЖ, в насосных и т.п. целесообразно производить пеной высокой кратности;
- тушение пожаров в административных зданиях, вычислительных центрах, операторных предпочтительнее производить установками или средствами аэрозольного (аэрозоль воды, огнегасящий порошок) или газового пожаротушения.

Определение вместимости резервуарных парков нефтебаз.

Наиболее точно вместимость резервуарного парка нефтебазы определяется по графикам поступления и отгрузки нефтепродуктов, составленным на основании фактических данных за 2-3 года, с учетом страхового запаса. Для каждого сорта нефтепродукта необходимый объем резервуаров находится как

$$V_i = \frac{Q_i^{\text{год}}}{100} \cdot (\Delta V_{\text{max}i} - \Delta V_{\text{min}i} + \Delta V_i^{\text{ст}}) \quad (5.1)$$

где: $Q_i^{\text{год}}$ – годовая реализация i -го нефтепродукта, м³; $V_{\text{max}i}$, $\Delta V_{\text{min}i}$ – соответственно максимальный и минимальный суммарные остатки i -го нефтепродукта, наблюдавшиеся за год, %, $\Delta V_i^{\text{ст}}$ – величина страхового запаса i -го нефтепродукта, %.

Рекомендуемые нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз в зависимости от географического положения и надежности транспортных связей следует принимать в процентах от среднемесячной потребности нефтепродуктов по табл.5.11.

Таблица 5.11

Нормы страхового запаса для распределительных нефтебаз

Тип нефтебаз	Ее местоположение	Норма запаса, %
Железнодорожные, водные (речные)	Южнее 60 ⁰ северной широты в европейской части страны	до 20
	Севернее 60 ⁰ северной широты в европейской части страны, в Сибири, на Урале, Дальнем Востоке	до 50
Водные (речные) с поступлением нефтепродукта только в навигационный период	-	до 50*

Для трубопроводных нефтебаз и нефтебаз с реализацией менее 1 тыс. т/год страховой запас не устанавливается.

При отсутствии графиков поступления и отгрузки нефтепродуктов необходимый полезный объем резервуарного парка для каждого вида нефтепродукта может быть вычислен по следующим формулам:

- для распределительных ж/д нефтебаз

$$V_i = \frac{Q_i \times T_{\text{ц}} \times K_{\text{нз}} \times K_{\text{нв}}}{30} \left(1 + \frac{\Delta V_i^{\text{ст}}}{100} \right) \quad (5.2)$$

- для водных (речных) перевалочных и распределительных нефтебаз

$$V_i = 1,15 \times Q_i \times K_{\text{нв}} \left(1 + \frac{\Delta V_i^{\text{ст}}}{100} \right) \quad (5.3)$$

- для трубопроводных нефтебаз

$$V_i = 1,1 \times \frac{Q_i^{\text{от}} \times K_{\text{нв}}}{N_i} \left(1 - \frac{Q_i^{\text{от}}}{8760 \times q_{\text{max}}} \right) \quad (5.4)$$

где: Q_i – среднемесячное потребление i -го нефтепродукта, м³; $T_{\text{ц}}$ – продолжительность транспортного цикла поставки нефтепродукта, сутки табл. 2.4 стр. 49, (Тугунов П.И. и др. «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов»), $K_{\text{нз}}$ – коэффициент неравномерности подачи цистерн с нефтепродуктом, =1,1...1,3; $K_{\text{нв}}$ – коэффициент неравномерности потребления нефтепродуктов (табл. 2.5); $Q_i^{\text{от}}$ – объем i -го нефтепродукта, отбираемого по отводу, м³/год; N_i – годовое число циклов с которым работает отвод; q_{max} – максимальный из возможных расходов нефтепродукта в отводе, м³/час.

Таблица 5.12

Зависимость продолжительности транспортного цикла от удаленности поставщика

Расстояние до поставщика, км	400	600	800	1000	1200	1600	2000
$T_{\text{ц}}$, сутки	7	9	11	13	14	15	17

Таблица 5.13

**Величина коэффициента неравномерности потребления
нефтепродуктов**

Характеристика районов потребления	K _{нв}	
	Все виды топлива	Масла, смазки
Промышленные города	1,0	1,3
Промышленные районы:	1,1	1,5
Промышленность потребляет 70%	1,2	1,8
Промышленность потребляет 30%	1,5	2,0
Сельскохозяйственные районы	1,7	2,5

Необходимая вместимость резервуаров нефтебаз для *i*-го нефтепродукта определяется по формуле:

$$V_{pi} = \frac{V_i}{\eta_p} \quad (5.5)$$

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

- коэффициента использования емкости резервуара
- однотипности по конструкции к единичной вместимости резервуаров
- грузоподъемности железнодорожных маршрутов, отдельных цистерн, а также наливных судов, занятых на перевозках нефтепродуктов
- необходимой оперативности нефтебазы при заданных условиях эксплуатации и возможности своевременного ремонта резервуаров.

Под каждый сорт нефтепродукта должно предусматриваться не менее двух резервуаров за исключением следующих случаев:

- операции приема и отпуска не совпадают по времени
- среднегодовой коэффициент оборачиваемости резервуара менее трех
- резервуар используется как промежуточная буферная емкость, в которой замер количества нефтепродукта не производится.

5.3 Технологические трубопроводы Назначение и устройство технологических трубопроводов. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения.

Назначение и устройство технологических трубопроводов

Основная характеристика трубопровода - внутренний диаметр, определяющий его проходное сечение, необходимое для прохождения заданного количества вещества при рабочих параметрах эксплуатации (давление, температура, скорость). При строительстве трубопроводов для сокращения количества видов и типоразмеров, входящих в состав трубопроводов соединительных деталей и арматуры используют единый унифицированный ряд условных проходов.

Условный проход Ду - номинальный внутренний диаметр присоединяемого трубопровода (мм). Труба при одном и том же наружном диаметре может иметь различные номинальные внутренние диаметры. Для арматуры и соединительных деталей технологических трубопроводов наиболее часто применяют следующий ряд условных проходов (СТ СЭВ 254-76), мм: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500. Для труб этот ряд - рекомендуемый, и Ду для них устанавливается в проекте, стандартах или технической документации.

При выборе трубы для трубопровода под условным проходом понимают ее расчетный округленный внутренний диаметр. Например, для труб наружным диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 и 16 мм, внутренний диаметр которых соответственно равен 207 и 187 мм, в обоих случаях принимают ближайший из унифицированного ряда Ду, т.е. 200 мм.

Механическая прочность труб, соединительных деталей и арматуры при определенных интервалах температур транспортируемого по трубопроводу вещества или окружающей среды снижается. Понятие «Условное давление» введено для учета изменений прочности соединительных деталей и арматуры трубопроводов под действием избыточного давления и температуры транспортируемого вещества или окружающей среды.

Условное давление P_v - наибольшее избыточное давление при температуре вещества или окружающей среды 20 °С, при котором

обеспечивается длительная работа арматуры и деталей трубопровода, имеющих заданные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, соответствующих температуре 20 °С. Например, для арматуры и деталей трубопроводов из стали 20, работающих при избыточном давлении 4 МПа и транспортирующих вещество при температуре 20°С, условное давление $P_y = 4$ МПа, при температуре 350°С, $P_y = 6,3$ МПа.

Для сокращения количества типоразмеров арматуры к деталей трубопроводов установлен унифицированный ряд условных давлений (ГОСТ 356-80), МПа: 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 160; 250.

Рабочее давление P_p - наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопроводов на прочность и плотность водой температурой не менее 5 и не более 70°С.

На трубопроводы и трубы ГОСТ 356-80 не распространяется, а является рекомендуемым P_y и P_p для них устанавливаются проектом, стандартами или технической документацией.

Технологические трубопроводы классифицируют по роду транспортируемого вещества, материалу труб, рабочим параметром, степени агрессивности среды, месту расположение, категориям и группам.

По роду транспортируемого вещества технологические трубопроводы разделяются на нефтепроводы, газопроводы, паропроводы, водопроводы, мазутопроводы, маслопроводы, бензопроводы, кислотопроводы, щелочепроводы, а также специального назначения (трубопроводы густого и жидкого смазочного материала, трубопроводы с обогревом, вакуумпроводы) и др.

По *материалу*, из которого изготовлены трубы, различают трубопроводы стальные (из углеродистой, легированной и высоколегированной стали), из цветных металлов и их сплавов (медные, латунные, титановые, свинцовые, алюминиевые), чугунные, неметаллические (полиэтиленовые, винилпластовые, фторопластовые, стеклянные), футерованные (резиной, полиэтиленом, фторопластом), эмалированные, биметаллические и др.

По *условному давлению* транспортируемого вещества трубопроводы разделяют на вакуумные, работающие при давлении

ниже 0,1 МПа. низкого давления, работающие при давлении до 10 МПа, высокого давления (более 10 МПа) и безнапорные, работающие без избыточного давления.

По *температуре транспортируемого вещества* трубопроводы подразделяются на холодные (температура ниже 0⁰С), нормальные (от 1 до 45 ⁰С) и горячие (от 46 ⁰С и выше).

По *степени агрессивности* транспортируемого вещества различают трубопроводы для неагрессивных, малоагрессивных, среднеагрессивных сред. Стойкость металла в коррозионных средах оценивают скоростью проникновения коррозии - глубиной коррозионного разрушения металла в единицу времени (мм/год). К неагрессивной и малоагрессивной средам относят вещества, вызывающие коррозию стенки трубы, скорость которой менее 0,1 мм/год, среднеагрессивной - в пределах от 0,1 до 0,5 мм/год и агрессивной - более 0,5 мм/год. Для трубопроводов, транспортирующих неагрессивные и малоагрессивные вещества, обычно применяют трубы из углеродистой стали. Транспортирующих среднеагрессивные вещества, - трубы из углеродистой стали с повышенной толщиной стенки (с учетом прибавки на коррозию), из легированной стали, неметаллических материалов, футерованные. Транспортирующих, высокоагрессивные вещества, - только из высоколегированных сталей, биметаллические, из цветных металлов, неметаллические и футерованные.

По *месторасположению* трубопроводы бывают внутрицеховые, соединяющие отдельные аппараты и машины в пределах одной технологической установки или цеха и размещаемые внутри здания или на открытой площадке, и межцеховые, соединяющие отдельные технологические установки, аппараты, емкости, находящиеся в разных цехах.

Внутрицеховые трубопроводы по конструктивным особенностям могут быть обвязочные (около 70% общего объема внутрицеховых трубопроводов) и распределительные (около 30%). Внутрицеховые трубопроводы имеют сложную конфигурацию с большим количеством деталей, арматуры и сварных соединений. На каждые 100 м длины таких трубопроводов приходится выполнять до 80÷120 сварных стыков. Масса деталей, включая арматуру, в таких трубопроводах достигает 41% от общей массы трубопровода в целом.

Межцеховые трубопроводы характеризуются довольно длинными прямыми участками (длиной до нескольких сот метров) со

сравнительно небольшим количеством деталей, арматуры и сварных соединений. Масса деталей в межцеховых трубопроводах (включая арматуру) составляет около 3÷4%, а масса П-образных компенсаторов - около 7%.

Стальные трубопроводы разделяют на категории в зависимости от рабочих параметров (температуры и давления) транспортируемого по трубопроводу вещества и группы в зависимости от класса опасности вредных веществ и показателей пожарной опасности веществ.

По степени воздействия на организм человека все вредные вещества разделяют на четыре класса опасности (ГОСТ 12.1.005-71 и ГОСТ 12.1.007-76): 1 - чрезвычайно опасные, 2 - высокоопасные, 3 - умеренноопасные, 4 - малоопасные.

По пожарной опасности (ГОСТ 12.1.004-76) вещества бывают: негорючие НГ, трудногорючие - ТГ, горючие - ГР, горючая жидкость - ГЖ, легковоспламеняющаяся жидкость - ЛВЖ, горючий газ - ГГ, взрывоопасные - ВВ.

Технологические стальные трубопроводы в соответствии с инструкцией по проектированию технологических стальных трубопроводов на P_y до 10 МПа (СН 527-80) подразделяют на пять категорий (I-V) и три группы (А, Б, В), как показано в табл. 5.14.

Таблица 5.14

Классификация технологических стальных трубопроводов по категориям и группам

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопровода									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$t_{\text{раб}}$, °С
А	Вредные:										
	А) класс опасности 1 и 2	независимо									
	Б) класс опасности 3 и выше	>1,6	> 300	до 1,6	до 300						
Б	Взрыво- и пожароопасные:										
	А) взрывоопасные вещества (ВВ); горючие газы (ГГ)	>2,5	> 300	до 2,5	до 300						

	Б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	>2,5	> 300	>1,6 до 2,5	> 120 до 300	до 1,6	до 120				
	В) горючие жидкости (ГЖ); горючие вещества (ГВ)	>6,8	> 300	>2,5 до 6,3	> 250 до 350	>1,6 до 2,5	> 120 до 250	до 1,6	до 120		
В	Трудногорючие (ТГ); негорючие (НГ)	-	-	>6,3 до 10	> 350 до 450	>2,5 до 6,3	> 250 до 350	>1,6 до 2,5	> 120 до 250	до 1,6	до 120

Примечания: 1) группу и категорию трубопровода следует устанавливать по параметру с более высшей группой или категорией; 2) класс опасности по ГОСТ 12.1.005-76 и ГОСТ 12.1.007-76; взрыво- и пожароопасность – по ГОСТ 2.1.004-76; 3) вредные вещества класса опасности А, взрыво- и пожароопасные – Б, негорючие – В; 4) параметры транспортируемого вещества принимать: $P_{\text{раб}}$ – избыточное максимальное давление, развиваемое источником давления, или давление, отрегулированное для предохранительных устройств; $t_{\text{раб}}$ – максимальная положительная или минимальная отрицательная температура транспортируемого вещества; условное давление - в зависимости от рабочего давления, температуры и материала трубопровода по ГОСТ 306-68

Трубопроводы из пластмассовых труб (полиэтилена, полипропилена, поливинилхлорида) в соответствии с инструкцией проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых (СН 550-82) применяют для транспортировки веществ, к которой материал труб химически стоек или относительно стоек, классифицируют по категориям и группам, установленным для стальных трубопроводов. При этом трубопроводы из пластмассовых труб запрещается применять для транспортирования вредных веществ 1-го класса опасности, взрывоопасных веществ и сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Трубопроводы из пластмассовых труб, по которым транспортируют вредные вещества 2-го и 3-го классов опасности, относят к категории 2 и группе А; легковоспламеняющиеся жидкости, горючие газы, горючие вещества, горючие жидкости относят к категории 3 и группе Б; а трудногорючие и негорючие - к категории IV или V и группе В.

В общем случае категория трубопровода устанавливается проектом, при этом определяющим является тот параметр

трубопровода, который требует отнесения его к наибольшей категории.

Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов

Стальные трубы и их применение

Стальные трубы широко используют для изготовления к монтажа технологических трубопроводов. В зависимости от физико-химических свойств и рабочих параметров транспортируемых веществ применяют стальные трубы различных способов изготовления, марок стали, диаметров и толщине стенок.

По способу изготовления стальные трубы подразделяют на бесшовные (горяче- и холоднодеформированные) и электросварные (прямошовные и спиральные).

Промышленность выпускает большое количество типоразмеров бесшовных и электросварных труб из углеродистой, низколегированной и высоколегированной сталей разных марок. При проектировании и сооружении технологических трубопроводов применение такого широкого ассортимента труб создает значительные трудности в комплектации материалами и деталями трубопроводов. Для сокращения типоразмеров и марок сталей труб СН 527-80, а также ведомственными нормативными документами установлены основные типы труб и пределы их применения для внутрицеховых и межцеховых технологических трубопроводов (табл.5.15; 5.16; 5.17).

Таблица 5.15

Рабочие параметры применения стальных труб для технологических трубопроводов на P_y до 10 МПа

Стальные				Рабочие параметры	
ГОСТ, ТУ и группа поставки	Марка стали	Размеры, мм		P_y , МПа	Температура, °С
		толщина стенки	наружный диаметр		
<i>Сварные</i>					
ГОСТ 10705-80 Группа В	20		14÷530	4,0	от -40 до 300
ГОСТ 20295-74 Группа В	20	до 12	159÷377	4,0	от -40 до 400
ГОСТ 362-75,	17 ГС				от -40 до 300
	независимо	до 4,5	17÷165	1,6	от 0 до 175

легкие и обыкновенные	10,20				от -20 до 200
ГОСТ 11068-81	12X18H10T	до 4	15÷89	1,6	от -70 до 450
<i>Бесшовные</i>					
ГОСТ 8732-78	10,20	до 18	25÷426	10	от -40 до 450
ГОСТ 873 1 -74 Группа В	10Г2				от -50 до 450
ГОСТ 8734-75	10,20	до 6	14÷108		от -40 до 450
ГОСТ 8733-74 Группа В	10Г2				от -70 до 450
ГОСТ 550-75	20 10Г2	до 18	14÷426	10	от -40 до 450
	15X5M,				от -70 до 450
	15X5M-У				от -40 до 450
ТУ14-3-460-75	12X1МФ	до 18	14÷426		от -40 до 450
ГОСТ 9940-81	12X18H10T	До 16	55÷325		от -70 до 450
ГОСТ 994 1-81	08X22H6T	до 12	15÷220		от -40 до 300

Таблица 5.16

Трубы стальные из низколегированных сталей

Д _{нар} , мм	Толщина стенки, мм	
	бесшовные горяче-деформированные ГОСТ 8732-78	Электросварные, холодно деформированные ГОСТ 10707-80
25; 28; 32; 38; 42; 45; 50	2,5; 2,8; 3,0; 4,0; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	1; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5
54; 57; 60; 63,5; 68; 70; 73; 76	3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
83; 89; 95; 102	3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	2,5; 2,8; 3,0; 3,2; 3,5
108; 114; 121; 127; 133	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 11; 12÷14	
140; 146; 152; 159	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12÷16	
168; 180; 194	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12÷18	
203; 219; 245; 273; 299; 325	6÷18	
351; 377; 402; 426; 450; 480	8÷18	

Таблица 5.17

Трубы из углеродистых сталей

Д _{нар} , мм	Марка стали	Толщина стали, мм
Сварные прямошовные трубы		

426	Сталь обыкновенная ВСт4сп5	7; 8; 9
426	Сталь углеродистая 0,8; 10; 15; 20	7; 8; 9
325	Сталь обыкновенная ВСт3сп5	8
273	Сталь обыкновенная ВСт2сп5	7; 8
219		6; 7; 7,6
168		6; 7
114		4
Сварные спиральношовные трубы		
377	ВСт3сп5	6
325	ВСт3сп5	5; 6
273	ВСт3Гпс5	4,5; 5
219		4; 4,5; 5
159		3,8; 4

Трубопроводы наружным диаметром до 426 мм сооружают из бесшовных труб, изготавливаемых из углеродистой и легированных сталей, а трубопроводы большего диаметра сооружают из стальных прямошовных или спиралешовных труб.

Трубы второго сорта применять для технологических трубопроводов не допускается.

Способы и типы соединений трубопроводов

Соединения труб между собой, с арматурой, технологическим оборудованием, контрольно-измерительными приборами и средствами автоматики бывают *неразъемные* и *разъемные*. К *неразъемным* относятся соединения, получаемые путем сварки, пайки или склеивания, к *разъемным* - фланцевые, резьбовые, бугельные и др.

Сварные соединения (рис.5.7) могут быть различных видов: стыковые, раструбные, в некоторых случаях угловые (приварка штуцеров, плоских фланцев).

Фланцевые соединения (рис.5.8.а) состоят из двух фланцев 3 и 4, прокладки 5 или уплотнительного кольца, соединительных болтов 2 (или шпилек) с гайками. Герметичность соединения достигается за счет прокладок из упругого материала, установленных между торцов поверхностями фланцев.

Конструкция фланцев зависит от рабочих параметров и физико-химических свойств транспортируемого вещества, материала труб и других факторов. Фланцы могут привариваться к трубе или устанавливаться на резьбе. Применяют фланцы, свободно сидящие на

трубе и удерживаемые на ней за счет отбортовки концов труб или приваренных к трубам колец.

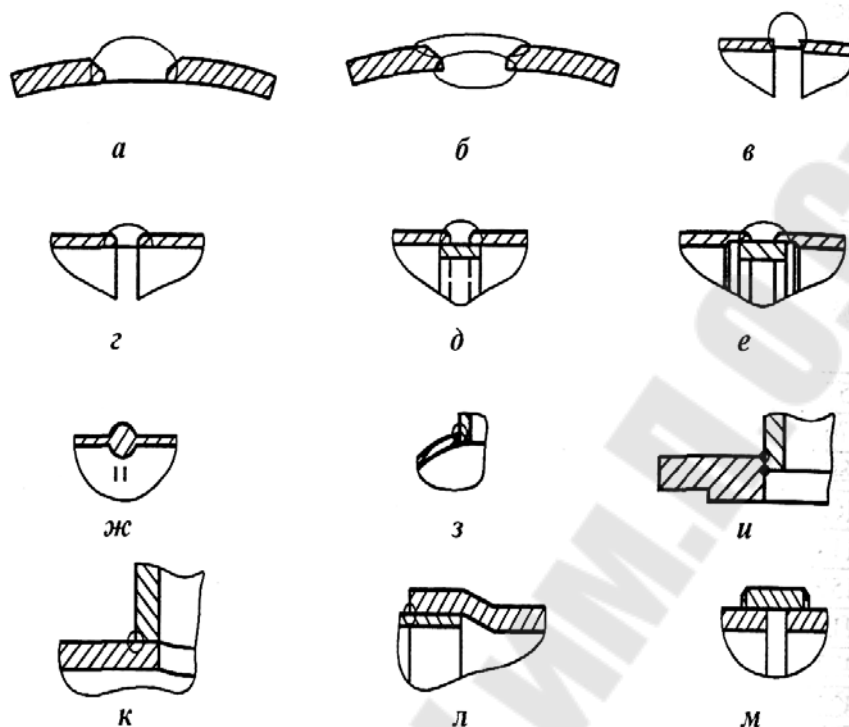


Рис. 5.7. Виды неразъемных сварных соединений труб и деталей трубопроводов: а – стыковое продольное с односторонним швом; б – стыковое продольное с двусторонним швом; в – стыковое поперечное с односторонним швом без скоса кромок; г – стыковое поперечное с односторонним швом со скосом кромок; д – стыковое поперечное с подкладным кольцом без расточки; е – стыковое поперечное с подкладным кольцом с внутренней расточкой; ж – стыковое контактное; з – угловое одностороннее без скоса кромок; и – угловое двустороннее без скоса кромок; к – угловое одностороннее со скосом кромок; л – раструбное; м – раструбное с муфтой.

Конструкция фланцев зависит от рабочих параметров и физико-химических свойств транспортируемого вещества, материала труб и других факторов. Фланцы могут привариваться к трубе или устанавливаться на резьбе. Применяют фланцы, свободно сидящие на трубе и удерживаемые на ней за счет отбортовки концов труб или приваренных к трубам колец.

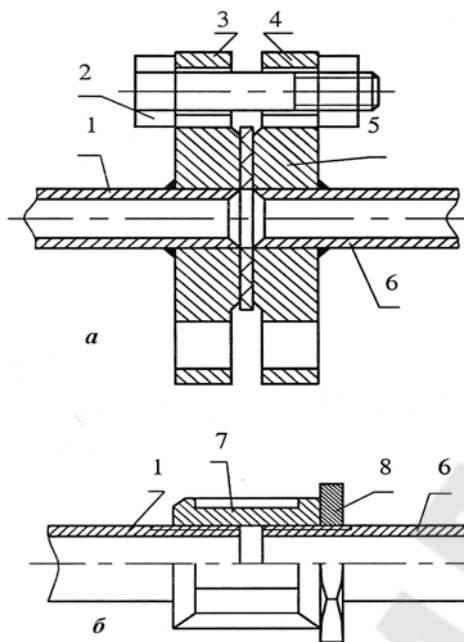


Рис.5.8. Фланцевое (а) и муфтовое (б) соединения трубопроводов: 1,6- трубы; 2 - болт с гайкой; 3,4- фланцы; 5 - прокладка; 7 - муфта; 8 - контргайка

Недостатки фланцевых соединений: большой расход металла, высокая стоимость изготовления, а также меньшая по сравнению с неразъемными сварными соединениями надежность в эксплуатации - при частом изменении температуры или давления транспортируемого вещества возможно ослабление соединения и как следствие, возникновение утечек.

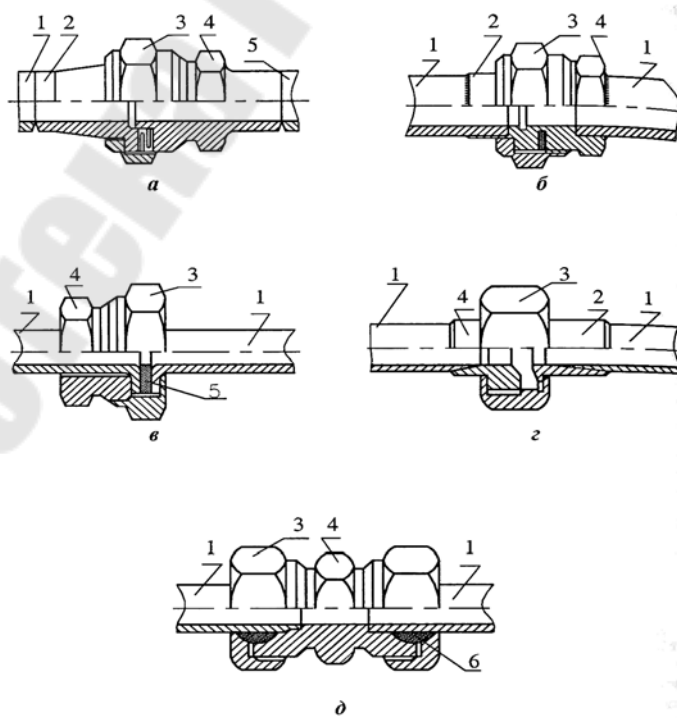


Рис.5.9. Штуцерные соединения трубопроводов: а – приварные встык; б – приваренные в раструб; в - на отбортованных трубах; г – на конической резьбе; д – с уплотняющим кольцом; 1 – ссоединяемые трубы; 2 – ниппель; 3 – накидная гайка; 4 – штуцер; 5 – прокладка; 6 – кольцо

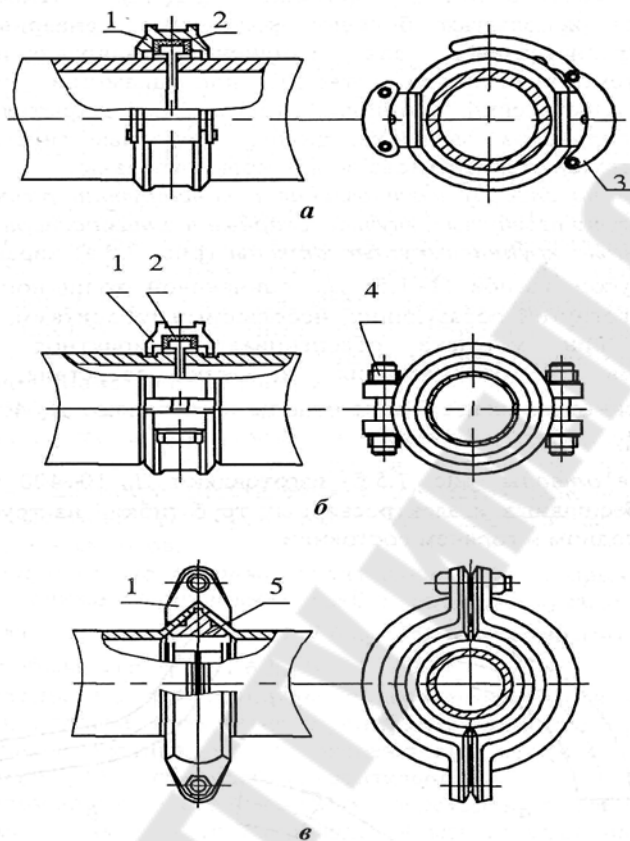


Рис.5.10. Бугельные соединения трубопроводов: а – с эксцентриковым зажимом труб с выступом; б – с канавкой; в – с оптовым зажимом отбортованных труб; 1 – хомут; 2 – резиновое уплотнение; 3 – эксцентриковый зажим; 4 – болт с гайкой; 5 – внутренний вкладыш

Приварные детали трубопроводов

При изготовлении и монтаже стальных технологически трубопроводов используют большое количество приварных деталей которые предназначены для изменения направления потока транспортируемого вещества (отводы) или диаметра трубопровода (переходы), разветвлений (тройники, ответвления), закрытия свободных концов трубопроводов (заглушки, днища). Основные типы и размеры приварных деталей стандартизованы или нормализованы.

Отводы по способу изготовления и конструкции разделяются на бесшовные круто изогнутые, гнутые, сварные и штампованные.

Бесшовные крутоизогнутые отводы (рис.5.11.а) характеризуются малым радиусом изгиба ($1 \div 1,5$) Ду, одинаковой

толщиной стенки на выпуклой и вогнутой образующих, небольшими габаритами, поэтому их применение при монтаже обеспечивает компактное сооружение трубопроводов и оборудования и, как следствие, экономию производственной площади. Такие отводы изготовляют Ду 40÷600 мм на P_y 10 МПа.

Гнутые отводы (рис.5.11, б) изготовляют Ду 10÷400 мм на P_y до 10 МПа из бесшовных и электросварных труб гибкой на трубогибочных станках в холодном и горячем состоянии.

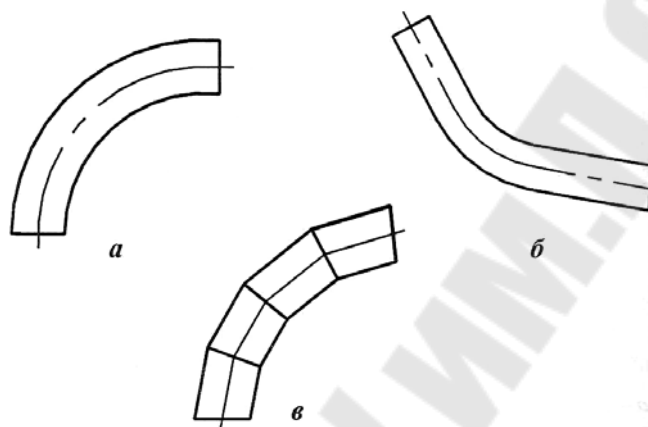


Рис.5.11. Отводы: а- бесшовный, или штампованный, крутоизогнутый; б- гнутый; в - сварной

Сварные (секционные) отводы (рис.5.11.в) изготовляют Ду 150÷1400 мм из бесшовных и электросварных труб путем вырезки отдельных секций и их последующей сборки и сварки. Радиус изгиба сварных отводов обычно небольшой, равный (1÷1,5) Ду. Применяют отводы для трубопроводов на P_y до 6,3 МПа и только в тех случаях, когда отсутствуют круто изогнутые или гнутые отводы. Для трубопроводов пара и горячей воды, сварные отводы применяют только для трубопроводов III к IV категорий.

Штампованные отводы изготовливают Ду 600÷1400 мм из листовой стали, путем штамповки полу отводов на прессах с последующей сборкой и сваркой двух продольных швов. Такие отводы используют для трубопроводов Ду 600 мм и более вместо, сварных секционных.

Ответвления и тройники по конструкции подразделяются на равнопроходные - без уменьшения диаметра ответвления и переходные - с уменьшением диаметра ответвления.

Разнообразие конструкций ответвлений и тройников вызвано тем, что прочность участка трубопровода в местах образования отверстия резко снижается. В зависимости от запаса прочности трубопровода и соотношения диаметра ответвления и диаметра основной магистрали требуется местное его усиление, что достигается применением укрепляющих элементов.

Равнопроходные сварные ответвления, в которых наблюдается наибольшее снижение прочности трубопровода, получают путем врезки без укрепляющих элементов (рис.5.12, а). Такие ответвления Ду до 400 мм применяют обычно на P_u до 1,6 МПа.

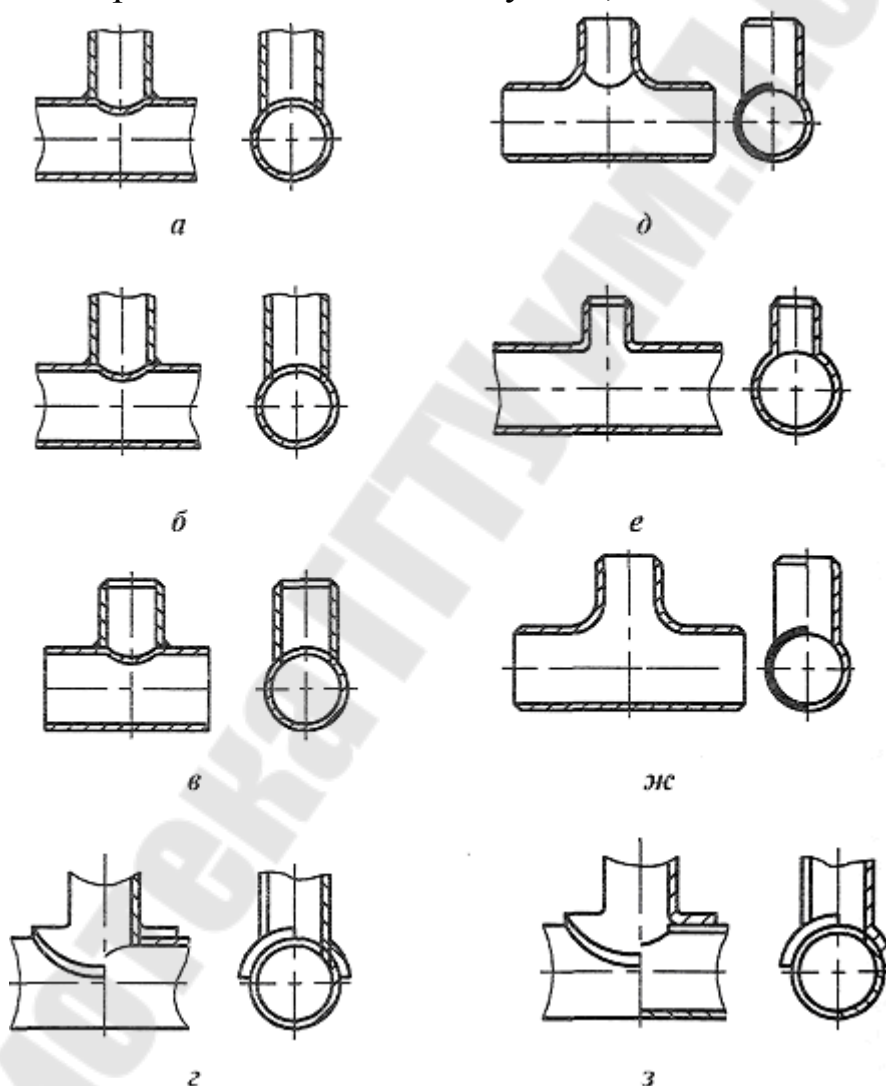


Рис.5.12. Ответвления и тройники: а - врезка без укрепляющих элементов; б - врезка с усиленным штуцером; в - врезка с усиленным корпусом (сварной тройник); г - врезка с накладным воротником; д - штампованный тройник; е - отбортованный в трубе штуцер; ж - врезная седловина; з - накладная седловина

Переходы по конструкциям подразделяют на концентрические (рис.5.13,а), которые применяют преимущественно для трубопроводов, расположенных вертикально, и эксцентрические (рис.5.13, б) - для трубопроводов, расположенных горизонтально.

Использование эксцентрических переходов позволяет избежать образования «мешков» в трубопроводе, облегчает удаление продукта из трубопровода при его отключении.

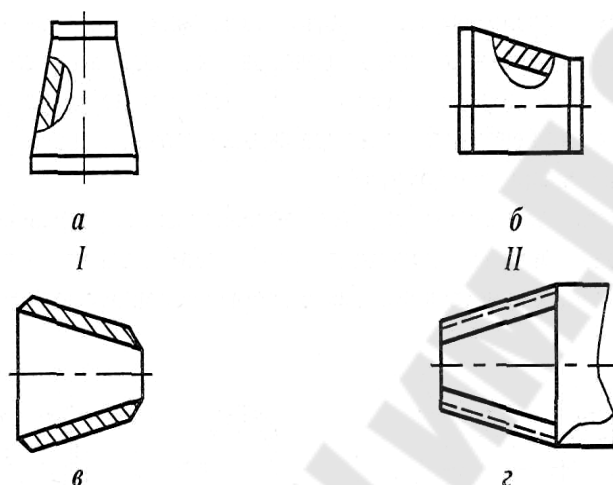


Рис.5.13. Переходы: I - бесшовные, II - сварные; а - концентрический, б - эксцентрический, в - вальцованный, г – лепестковый

Фланцы - наиболее распространенная деталь разъемного соединения трубопроводов, что объясняется простотой конструкции, легкостью сборки и разборки, простотой изготовления и распространенностью фланцевой трубопроводной арматуры.

Для того, чтобы создать необходимую герметичность фланцевого соединения трубопровода, между фланцами устанавливают прокладку, а соприкасающимся уплотнительным поверхностям придают специальную форму. В зависимости от давления и физико-химических свойств транспортируемого вещества предусмотрено шесть типов уплотнительных поверхностей фланцев (рис.5.14.).

Чтобы обеспечить взаимозаменяемость фланцев всех типов, их присоединительные размеры (наружный диаметр, диаметр болтовой окружности, количество и диаметр болтовых отверстий) и размеры уплотнительных поверхностей стандартизованы ГОСТ 12815-80 и приняты одинаковыми при одних и тех же условных давлениях и проходах независимо от конструкции и материала фланца.

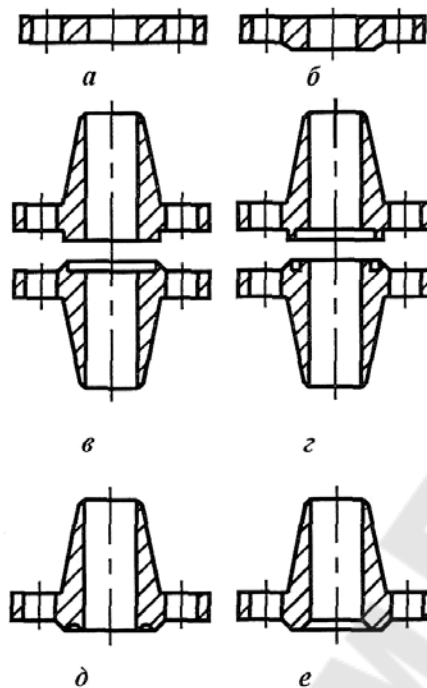


Рис.5.14. Уплотнительные поверхности фланцев: а – без выступов; б - с соединительным выступом; в - с выступом и впадиной; г - с шипом и пазом; д - под прокладку овального сечения; е - под линзовую прокладку

Опоры, подвески и опорные конструкции

Опоры предназначены для крепления горизонтальных и вертикальных стальных трубопроводов к зданиям, сооружениям оборудованию и другим объектам. По назначению и устройству их подразделяют на *неподвижные* и *подвижные* опоры: по способу крепления к трубе - на *приварные* и *хомутовые*.

Неподвижные опоры (рис.5.15) должны жестко удерживать участок трубопровода и не допускать его перемещения относительно поддерживающих конструкций. Такие опоры воспринимают вертикальные нагрузки от веса трубопровода и продукта, осевые нагрузки от тепловых деформаций трубопровода и сил трения подвижных опор, а также нагрузки от гидравлических ударов, вибрации и пульсации. Корпуса неподвижных опор приваривают или прикрепляют болтами к несущим конструкциям трубопровода. При использовании хомутовых неподвижных опор, чтобы предотвратить проскальзывание трубы в опоре, к трубе приваривают специальные упоры. В зависимости от осевых сил, воспринимаемых опорой, упоры могут быть выполнены с одним или двумя хомутами или скобами.

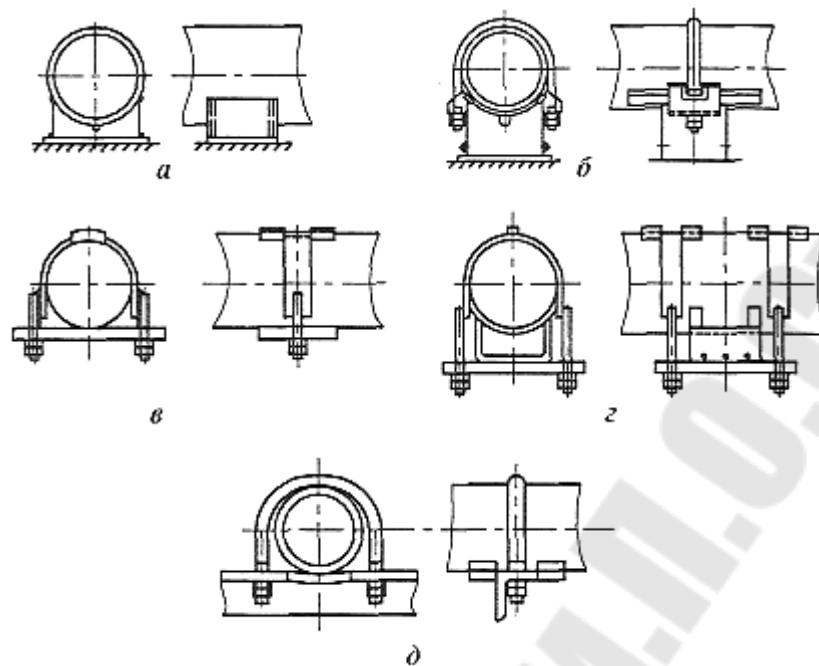


Рис.5.15. Неподвижные опоры трубопроводов: а - приварная; б, в - однохомотовая; г - двуххомотовая; д - бескорпусная

Подвижные опоры должны поддерживать трубопровод и обеспечивать свободное его перемещение под влиянием тепловых деформаций. Подвижные опоры подразделяют на скользящие, катковые, управляющие, пружинные, шариковые и другие. Наиболее широко применяют скользящие опоры, которые перемещаются вместе с трубой по поверхности несущих конструкций трубопровода. Чтобы уменьшить трение между пятой опоры и опорной поверхностью, используют катковые (роликовые) опоры, которые отличаются от скользящих наличием катков.

Подвески служат для крепления горизонтальных (рис.5.16, а, б) и вертикальных (рис.5.16, в) линий трубопроводов к конструкциям зданий, сооружений и оборудованию или специальным конструкциям. Длина тяги 4, регулируемая гайками или муфтами, устанавливается проектом, при этом ее рекомендуется принимать от 150 до 2000 мм с шагом 50 мм.

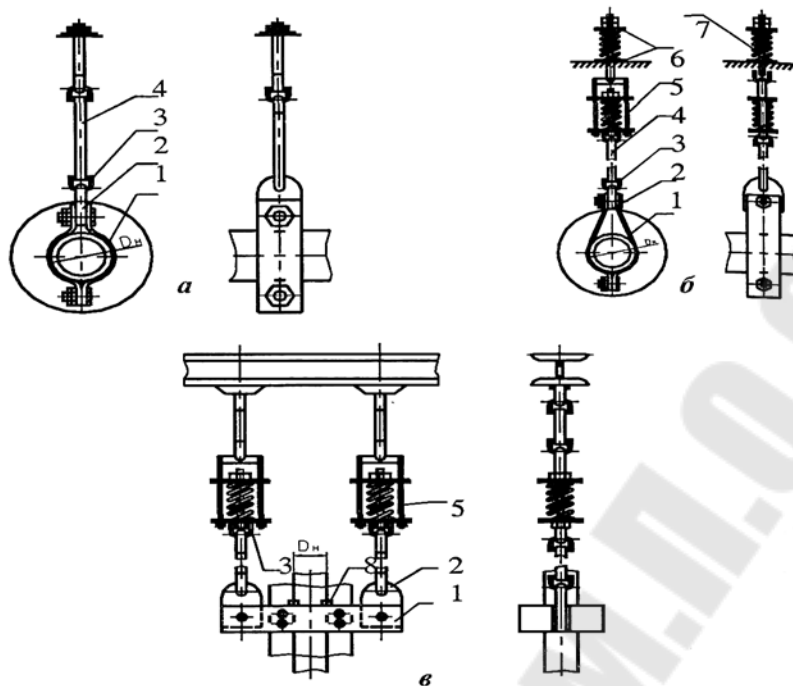


Рис.5.16. Подвески: а - жесткая с одной тягой для горизонтальных трубопроводов, б - пружинная с одной тягой для горизонтальных трубопроводов, в - пружинная для вертикальных трубопроводов; 1 - хомут, 2 - серьга, 3 - ушко, 4 - тяга, 5 - блок пружин, 6 - диски, 7 - пружина, 8 - упор

Трубы, детали и соединения трубопроводов и пластмасс

Использование неметаллических материалов для технологических трубопроводов позволяет снизить расход стали и цветных металлов, повысить срок службы трубопроводов, уменьшить расходы на их антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию. В последние годы для технологических трубопроводов все шире используют пластмассовые трубы, что обусловлено следующими факторами: высокой коррозионной стойкостью, меньшей по сравнению с металлическими массой (в 6÷8 раз легче), меньшим гидравлическим сопротивлением, благодаря чему их пропускная способность повышается на 25÷30 %; простотой обработки и соединений; меньшей трудоемкостью и себестоимостью транспортирования и монтажа. Недостаток большинства пластмассовых труб - их сравнительно небольшая теплостойкость и ползучесть под воздействием температуры и длительных постоянных нагрузок.

Пластические массы разделяют на термопластичные (термопласты) и терморезистивные (реактопласты). К термопластам относят такие материалы, которые способны размягчаться при

нагревании и затвердевать при охлаждении. Их можно перерабатывать в изделия методами экструзии, формования, прессования и сварки. К реактопластам относят такие материалы, которые при нагревании легко переходят в вязкотекучее состояние, а при продолжительном нагревании - в твердое нерастворимое состояние, после чего не могут больше размягчаться и перерабатываться.

Для изготовления труб и деталей трубопроводов широко применяют термопласты: полиэтилен (ПЭ), поливинилхлорид (ПВХ), полипропилен (ПП), фторопласт; реактопласты: стеклопластики и фаолит.

Резинотканевые трубопроводы

Кроме стальных труб применяют рукава резинотканевые и металлические с подвижным швом. Напорно-всасывающие маслобензостойкие рукава с закрытой проволочной спиралью используются для перекачки авиационных и автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, авиационных и автотракторных масел, работающих в интервале температур окружающей среды и перекачиваемого продукта от -45 до $+(60\div 80)^{\circ}\text{C}$. Эти рукава выдерживают без деформаций и отслаивания внутреннего слоя разряжение не менее 530 мм. рт. ст.

Эксплуатация рукавов должна производиться в строгом соответствии с техническими данными и инструкциями, разработанными для каждого типа рукавов. Нельзя использовать одни и те же рукава для перекачки нефтепродуктов, агрессивных жидкостей, подачи воздуха или воды.

Сроки эксплуатации резинотканевых маслобензостойких рукавов зависят от продолжительности их хранения (до начала эксплуатации) и условий дальнейшей эксплуатации (температура окружающей среды и перекачиваемого продукта, вид продукта).

Температурное воздействие - это воздействие от нормативного температурного перепада, определяемого как разница между наивысшей и наименьшей возможной температурой стенки труб в процессе эксплуатации и температурой стенок труб в процессе строительства.

При всем этом не рекомендуется хранить и эксплуатировать резинотканевые трубопроводы под непосредственным воздействием солнечных лучей, из-за которых происходит быстрое старение и

выход из строя резиноканевых трубопроводов, вследствие их разрушения и изменения их эксплуатационных свойств, хотя в последнее время появились резиноканевые трубопроводы в которых существенно снижено влияние солнечных лучей на трубопроводы.

Как показала практика эксплуатации, резиноканевые рукава обладают существенным недостатком: кондиционные топлива даже после непродолжительного их нахождения в рукавах (20÷30 мин) теряют свои качества вследствие контакта топлив с внутренним резиновым слоем рукава. Происходит вымывание из резины наполнителей, добавляемых в нее для улучшения физико-механических показателей.

Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов и компенсаторы

Трубопроводной арматурой называют устанавливаемые на трубопроводах или оборудовании устройства, которые предназначены для отключения, распределения, регулирования, смешивания или сброса транспортируемых веществ.

По назначению арматуру подразделяют на:

- запорную - для отключения потока транспортируемого вещества (вентили, задвижки, краны и поворотные затворы);
- регулируемую - для регулирования параметров вещества путем изменения его расхода (регулирующие вентили и клапаны, регуляторы давления прямого действия и смесительные клапаны);
- предохранительную - для предохранения оборудования и трубопроводов от недопустимого повышения давления (предохранительные, пропускные и обратные клапаны, а также разрывные мембраны);
- функциональную - для выполнения различных функций (конденсатоотводчики, смотровые фонари, ловушки и др.).

По принципу действия арматура может быть:

- управляемой, рабочий цикл которой выполняется по соответствующим командам в моменты, определяемые рабочими условиями или приборами; управляемая арматура по способу управления подразделяется на арматуру с ручным приводом, приводную и дистанционное управление;
- автономной, рабочий цикл которой совершается рабочей средой без каких-либо посторонних источников энергии (регуляторы давления прямого действия, конденсатоотводчики).

Арматура с ручным приводом управляется вращением маховика или рукоятки, насаженных на шпindelь или ходовую гайку непосредственно или передающих движение через редуктор.

Приводная арматура снабжена приводом, который установлен непосредственно на ней. Привод может быть электрическим, электромагнитным, с мембранным или электрическим исполнительным механизмом, пневматическим, сильфонным, пневматическим, гидравлическим и пневмогидравлическим. Арматура под дистанционное управление имеет управление от привода, который не устанавливается непосредственно на ней.

В зависимости от области и условий применения трубопроводную арматуру разделяют на две группы:

- общетехнического назначения, к которой относят арматуру, устанавливаемую на трубопроводах, по которым транспортируют неагрессивные и малоагрессивные жидкости и газы, при рабочих температурах и давлениях, (корпусные детали такой арматуры изготовляют из серого и ковкого чугуна, латуни, углеродистой или легированной стали);

- специального назначения для особых условий работы, к которой относят арматуру, устанавливаемую на трубопроводах, транспортирующих продукты с такими свойствами или параметрами, которые требуют применения легированных и высоколегированных сталей, бронзы, чугуна, обладающих высокой коррозионной стойкостью или жаропрочностью, защитных покрытий или неметаллических материалов.

По способу присоединения к трубопроводам арматура подразделяется на:

фланцевую, имеющую присоединительные патрубки с фланцами и применяемую для любых технологических трубопроводов;

приварную, имеющую патрубки для сварки с трубопроводом и применяемую для трубопроводов с повышенными требованиями к плотности соединения;

муфтовую, имеющую на присоединительных концах внутреннюю резьбу и цапковую - наружную;

цапковая арматура иногда снабжается накидными гайками под отбортованные трубы. Муфтовую и цапковую арматуру из чугуна применяют для трубопроводов Ду до 100 мм, транспортирующих вещества группы Б, а из стали - для трубопроводов Ду до 40 мм, транспортирующих любые вещества.

Арматуру из стали используют для любых давлений и температур и изготавливают из углеродистой, легированной и высоколегированной сталей, а также с внутренним покрытием коррозионно-стойкими материалами.

Арматуру из чугуна не допускается применять для трубопроводов, подвергаемых вибрации, работающих на растяжение, а также эксплуатируемых при резко переменном температурном режиме.

Арматуру из цветных металлов и сплавов используют только в тех случаях, когда физико-химические свойства транспортируемого вещества не допускают использования арматуры из чугуна или стали.

Трубопроводную арматуру поставляют с заводов-изготовителей испытанной на прочность и плотность, комплектно с ответными фланцами, прокладками и крепежными деталями.

Вид арматуры. По способу перемещения запорного или регулирующего органа и его конструкция арматура подразделяется на задвижки, вентили, клапаны, краны и т.д.

У задвижек запорный или регулирующий орган перемещается вдоль уплотнительных поверхностей корпуса перпендикулярно оси потока продукта. Задвижки могут быть полнопроходными и суженными, в последних диаметр отверстия уплотнительных колец меньше диаметра трубопровода.

По форме запорного органа задвижки подразделяются на клиновые и параллельные (рис.5.17.). Преимущество задвижек - малое гидравлическое сопротивление (в 30÷40 раз меньше, чем у вентилях). Это достигается тем, что при вращении шпинделя 4 диск 1 или клин 9 полностью выдвигается в верхнюю часть корпуса 2. Задвижки по сравнению с вентилями имеют меньшие размеры и массу, что позволяет их устанавливать в труднодоступных местах. Задвижками управляют вручную или с помощью электропривода 10, обычно с дистанционным управлением.

У вентилях запорный или регулирующий орган перемещается возвратно-поступательно параллельно оси потока транспортируемого вещества (рис.5.18). Вентили имеют сальниковое уплотнение 5 шпинделя 4. Затвор 2 соединяется со шпинделем шарнирно к отрывается от седла без скольжения, благодаря чему исключается повреждение уплотнительных поверхностей 1. В отличие от кранов и задвижек вентили имеют повышенное гидравлическое сопротивление, т.к. потоку рабочей среды приходится менять свое

направление. Чтобы уменьшить гидравлическое сопротивление, применяют прямоточные вентили, у которых золотник в открытом положении не мешает проходу рабочей среды.

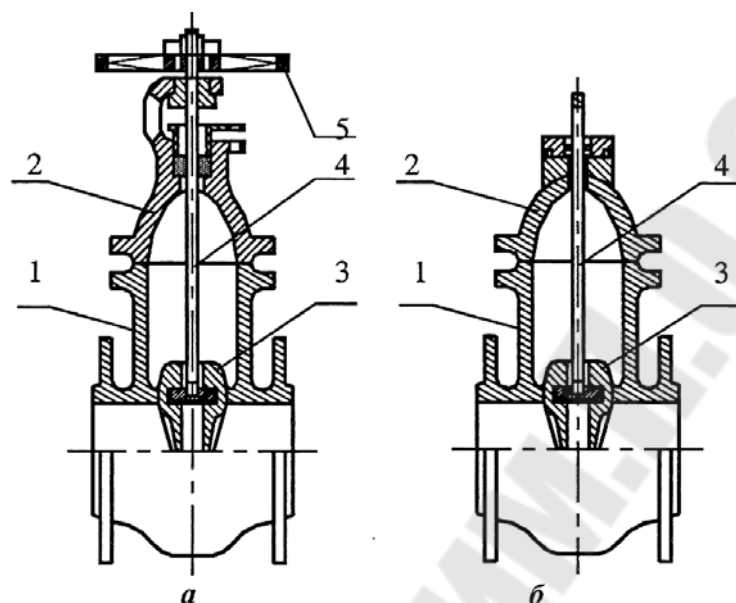


Рис.5.18. Затворки: а - клиновая с выдвижным шпindelем, б - клиновая с невыдвижным шпindelем; 1 - корпус, 2 - крышка, 3 - клин (затвор), 4 - шпindel, 5 - маховик

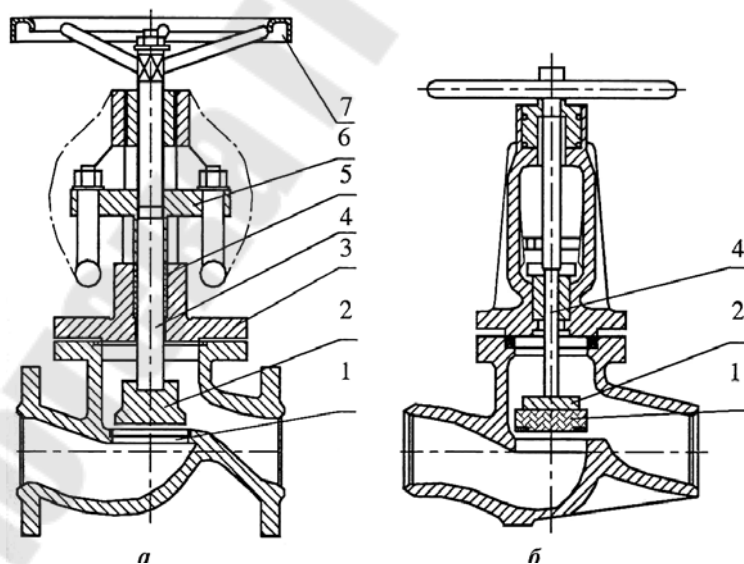


Рис.5.19. Запорные вентили: а - ранцевый, тип 15ч14бр; б - приварной, тип 15с65бк; 1 — уплотнительная поверхность, 2 - затвор, 3 - крышка, 4 - шпindel, 5 - уплотнение, 6 - втулка, 7 — маховик

Клапаны по назначению подразделяются на запорные, регулирующие, предохранительные, обратные, перепускные, отсечные, дыхательные.

Запорные клапана предназначены для перекрытия потока транспортируемого вещества.

Регулирующие клапана служат для регулирования давления или количества транспортируемого вещества.

Предохранительные клапаны предназначены для защиты трубопроводов и оборудования от недопустимого давления путем сброса транспортируемого вещества. Они приводятся в действие либо давлением среды на клапан, либо посредством импульса (побудителя) от вспомогательного клапана небольшого диаметра.

Предохранительные клапаны бывают рычажные (рис.5.20, а) и пружинные (рис.5.20, б) - одинарные и двойные. У двойных клапанов два запорных органа (два затвора) размещены в одном корпусе.

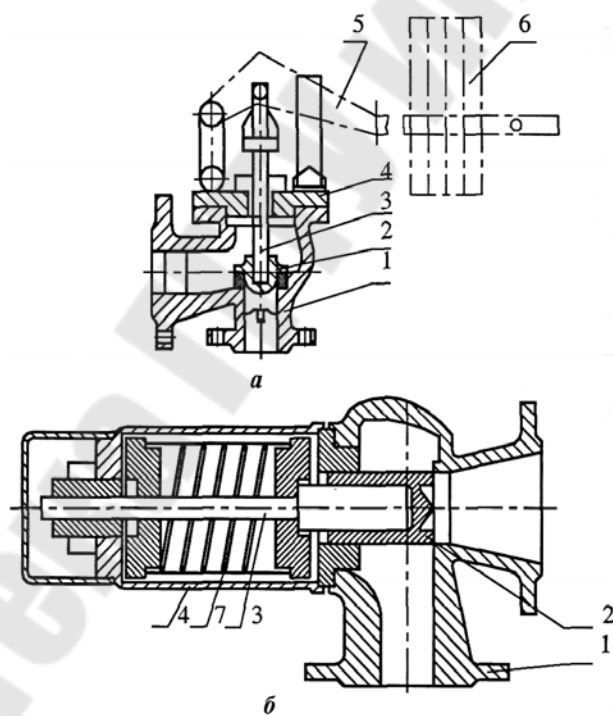


Рис.5.20. Предохранительные малоподъемные клапаны: а - однорычажный фланцевый, тип 17чЗбр; б - пружинный фланцевый, тип 17с11нж; 1 - корпус, 2 - затвор, 3 - шпindelь, 4 - крышка, 5 - рычаг, 6 - груз, 7 - пружина

Обратные клапаны пропускают транспортируемое вещество только в одном направлении и автоматически закрываются при его обратном движении. Клапаны предохраняют трубопроводы, аппараты

и машины от попадания в них при прекращении работы продукта из потока обратного направления.

Обратные клапаны подъемные (рис.5.21, а) и поворотные (рис.5.21, б) изготавливают Ду от 15 до 1000 мм на различные давления и температуру. Обратные клапаны в основном устанавливают на трубопроводах для газовых и жидких сред.

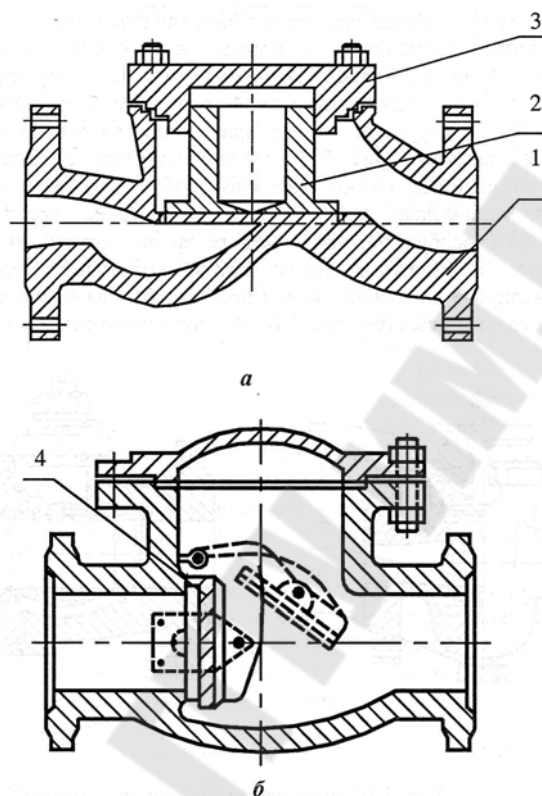


Рис.5.21. Обратные фланцевые клапаны: а - подъемный, тип 1бч3бр; б - поворотный, тип 19ч1ббр; 1 - корпус, 2 - подъемный затвор, 3 - крышка, 4 - поворотный затвор

Перепускные клапаны поддерживают давление рабочей среды на требуемом уровне путем перепуска ее через ответвление трубопровода.

Отсечными называются клапаны, предназначенные для быстрого перекрытия потока вещества.

Дыхательные клапаны предназначены для выпуска накопившихся паров или воздуха и предотвращения образования вакуума.

Кранами называется арматура, в которой запорный или регулирующий орган в форме тела вращения или части его поворачивается вокруг своей оси, перпендикулярной оси потока

транспортируемого вещества. По конструкции затвора краны подразделяются на конусные (рис.5.22, а), шаровые (рис.5.22, б) и цилиндрические. Шаровые краны, широко применяемые, имеют шаровую пробку 6, которая обеспечивает малое гидравлическое сопротивление и высокие эксплуатационные качества. По способу уплотнения затвора краны могут быть натяжные и сальниковые. В натяжных кранах затвор уплотняется подтягиванием гайки, накрученной на нижний конец пробки, которая проходит через дно корпуса: в сальниковых (см. рис.5.22, а) - подтяжкой сальника 2.

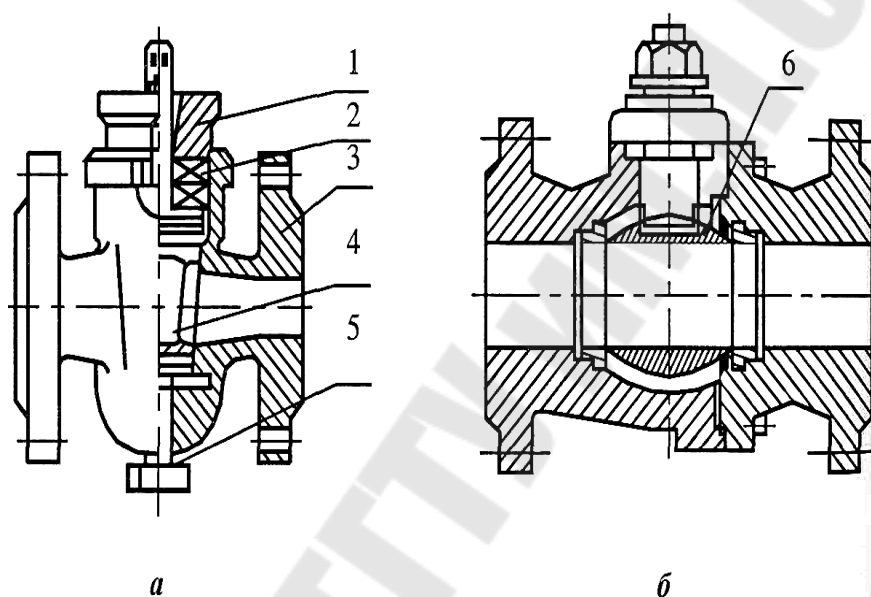


Рис.5.22. Фланцевые сальниковые краны: а - пробковый, тип 11ч8бк; б - шаровой, тип 11ч37п; 1 - втулка, 2 - сальник, 3 - корпус, 4 - конусная пробка, 5 - отжимный болт, 6 - шаровая пробка

Обозначение и отличительная окраска. Знание условных обозначений и отличительной окраски трубопроводной промышленной арматуры позволяет правильно определить ее тип и материал, условия применения в трубопроводах и тем самым обеспечивает возможность контроля и грамотное выполнение монтажных работ.

В последние годы для технологических трубопроводов все шире используют пластмассовые трубы, что обусловлено следующими факторами: высокой коррозионной стойкостью, меньшей по сравнению с металлическими массой (в 6÷8 раз легче), меньшим гидравлическим сопротивлением, благодаря чему их пропускная способность повышается.

Условное обозначение, или шифр, арматуры состоит из цифровых и буквенных знаков, включающих пять элементов, расположенных последовательно. Например, 30ч925бр. Первое двузначное число обозначает тип арматуры: кран - 11; запорное устройство указателя уровня - 12; вентиль - 13, 14, 15; обратный подъемный клапан - 16; предохранительный клапан - 17; обратный поворотный клапан - 19; задвижка - 30 и 31; конденсатоотводчик - 45 и т.д.

Первое буквенное обозначение указывает материал корпуса: сталь углеродистая - с; сталь легированная - лс; сталь нержавеющая - нж; чугун серый - ч; чугун ковкий - кч; латунь или бронза - б; пластмассы (кроме винипласта) - п.

Однозначное число указывает привод: механический с червячной передачей - 3; то же, с цилиндрической - 4; то же, с конической - 5; пневматический - 6; гидравлический - 7; электромагнитный - 8; электрический - 9. При отсутствии привода число не ставится.

Следующее двузначное число - конструкция данного вида арматуры (номер модели) по каталогу.

Буквы в конце условного обозначения указывают материал уплотнительных колец (буквенное обозначение): латунь и бронза - бр; нержавеющая сталь - нж; кожа - к; эбонит - э; резина - р; пластмассы (кроме винипласта) - п; без вставных или направленных колец - бк.

В том случае, если арматура имеет внутреннее покрытие, обозначение материала этого покрытия объединяется с обозначением материала уплотнительных колец: гуммирование - гм; эмалирование - эм; футерование пластмассой - п; освинцовывание - св.

Для арматуры с электроприводом во взрывозащищенном исполнении в конце обозначения добавляют букву Б (например, 30ч906брБ), а в тропическом исполнении - букву Т (30ч6брТ). В отдельных случаях после букв, обозначающих материал уплотнительных поверхностей, цифру, указывающую на вариант исполнения изделия.

1. Индекс 15с916нж1, где 15 - вентиль, с - корпус выполнен из углеродистой стали, 9 - привод электрический, 16 - номер по каталогу, нж - уплотнительные поверхности изготовлены из нержавеющей стали, 1 - вариант исполнения.

2. Индекс 11б9бк, где 11 - кран, б - корпус выполнен из латуни или бронзы, 9 - номер по каталогу, бк - уплотнительные поверхности

изготовлены непосредственно на самом корпусе, т.е. затвор без вставных колец.

Отличительную окраску чугунной и стальной арматуры наносят на необработанные поверхности (корпус, крышку, сальник, кроме приводных устройств). Арматуру из углеродистой стали окрашивают в серый цвет, из легированной — в синий, с корпусом из кислотостойкой и нержавеющей стали - в голубой, из чугуна серого и ковкого - в черный. Арматуру из цветных металлов и пластмасс не окрашивают.

В зависимости от материала уплотнительных деталей затвора используют дополнительную отличительную окраску приводного устройства арматуры (маховика, рычага): *если уплотнительное устройство изготовлено из бронзы или латуни - в красный цвет, из нержавеющей стали - в голубой, из алюминия - в алюминиевый, из баббита - в желтый, из кожи и резины - в коричневый.* Арматуру, футерованную или имеющую внутреннее покрытие (кроме диафрагмы), дополнительно окрашивают: *эмалированную - в красный, гуммированную - в зеленый, покрытую пластмассой — в синий цвет.*

Все трубопроводы при изменении температуры транспортируемого продукта и окружающей среды подвержены температурным деформациям (удлинению, укорочению).

Вследствие теплового удлинения в трубопроводе возникают значительные продольные усилия, которые оказывают давление на конечные закрепленные точки (опоры), стремясь сдвинуть их с места. Эти усилия настолько значительны, что могут разрушить опоры 1 (рис.5.23, а), вызвать продольный изгиб трубопровода 2 или привести к нарушению фланцевых и сварных соединений.

Для защиты трубопровода от дополнительных нагрузок, возникающих при изменении температуры, его проектируют и конструктивно выполняют так, чтобы он мог свободно удлиняться при нагревании и укорачиваться при охлаждении без перенапряжения материала и соединительных труб. Способность трубопровода, к деформации под действием тепловых удлинений в пределах допускаемых напряжений в материале труб называется компенсацией тепловых удлинений.

Способность трубопровода компенсировать тепловые удлинения за счет конфигурации участка линии к упругим свойствам металла без специальных устройств, встраиваемых в трубопровод,

называется самокомпенсацией (рис.5.23,б). Самокомпенсация осуществляется благодаря тому, что в линии трубопровода 2, кроме прямых участков между неподвижными опорами 1, имеются повороты или изгибы (отводы). Расположенный между двумя прямыми участками поворот или отвод обеспечивает компенсацию значительной части удлинения благодаря эластичности конструкции, а оставшая часть компенсируется за счет упругих свойств металла прямого участка трубопровода.

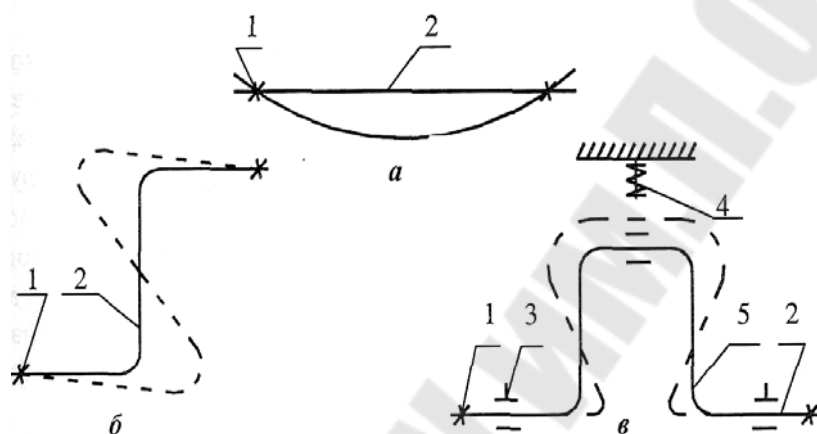


Рис.5.23. Деформации трубопровода и их компенсация: а - трубопровода без компенсатора, б – самокомпенсация Z-образного трубопровода, в - трубопровода с П-образным компенсатором; 1 - неподвижная опора, 2 - трубопровод, 3 - направляющая опора, 4 - пружинная подвеска, 5 - П-образный компенсатор

В зависимости от конструкции, принципа работы компенсаторы делятся на *П-образные, линзовые, волнистые и сальниковые*.

П-образные компенсаторы, обладающие большой компенсирующей способностью (до 700 мм), широко применяют при надземной прокладке технологических трубопроводов независимо от их диаметра. Преимущества таких компенсаторов - простота изготовления и удобство эксплуатации; недостатки - повышенное гидравлическое сопротивление, большой расход труб, значительные размеры к необходимости сооружения дополнительных опорных конструкций.

П-образные компенсаторы изготавливают с применением гнутых, крутоизогнутых и сварных отводов. П-образные компенсаторы в зависимости от соотношения прямого участка спинки R и прямого участка имеют различную компенсирующую способность.

Линзовые компенсаторы (рис.5.24, а) состоят из нескольких последовательно включенных в трубопровод линз. Линза сварной конструкции состоит из двух тонкостенных стальных штампованных полулинз 1 и благодаря своей форме легко сжимается. Компенсирующая способность каждой линзы сравнительно небольшая (5÷8 мм). Число линз компенсатора выбирают в зависимости от его необходимой компенсирующей способности. Чаще всего применяют компенсаторы, состоящие из трех или четырех линз. Чтобы уменьшить сопротивление движению рабочей среды, внутри компенсатора помещают стаканы 3 (рис.5.24, б).

Компенсаторы со стаканами используют на прямых участках трубопроводов для восприятия только осевых нагрузок, а компенсаторы без стаканов применяют в тех случаях, когда они работают в качестве шарниров. На горизонтальных участках трубопроводов компенсаторы устанавливают с дренажными штуцерами 2, которые вваривают в нижних точках каждой линзы. Для восприятия распорных усилий, возникающих в трубопроводах, приваривают стяжки 5 (рис.5.25, в).

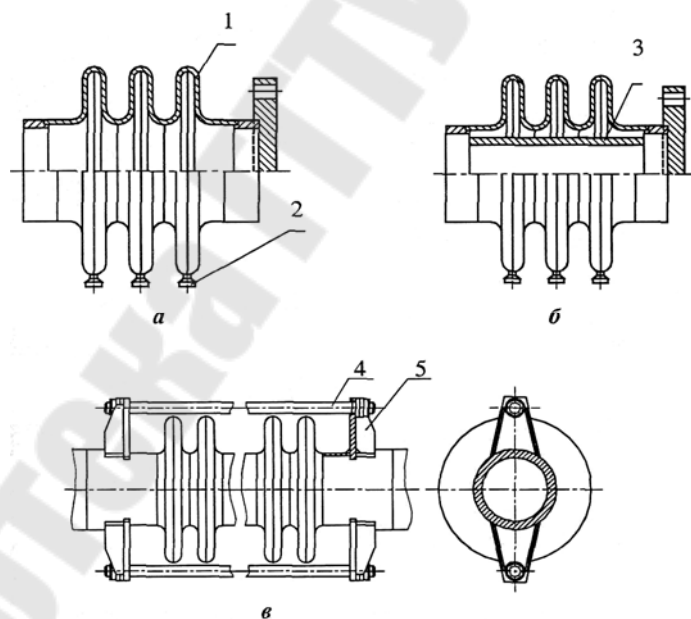


Рис.5.25. Линзовые компенсаторы: а - трехлинзовый без стакана, б - трехлинзовый со стаканом, в - двоянный со стяжкой; 1 - полулинза, 2 - штуцер, 3 - стакан, 4 - тяга, 5 - стяжка

Линзовые компенсаторы применяют на P_y до 2,5 МПа для трубопроводов D_u от 100 до 1600 мм, транспортирующих

неагрессивные и малоагрессивные вещества. К трубопроводам линзовые компенсаторы присоединяют на сварке или на фланцах. Преимущества линзовых компенсаторов по сравнению с П-образными - небольшие размеры и масса; недостатки - небольшие допускаемые давления, малая компенсирующая способность и большие распорные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

Волнистые компенсаторы - наиболее совершенные устройства, обладающие большой компенсирующей способностью и небольшими габаритами. Основная отличительная особенность волнистых компенсаторов по сравнению с линзовыми - гибкий элемент, представляющий собой эластичную и прочную гофрированную оболочку. Гибкий элемент в зависимости от направления нагрузки, прикладываемой к его концам, получает деформации различного характера: сжатие, растяжение, изгиб, смещение оси.

В зависимости от назначения и условий эксплуатации волнистые компенсаторы изготавливают различных типов: осевые, угловые, шарнирные и т.д. Компенсаторам каждого основного типа соответствует определенный характер деформации гибкого элемента. Гибкий элемент осевых компенсаторов работает на сжатие и растяжение вдоль продольной оси на величину $\Delta/2$ по отношению к его начальному положению.

Волнистые компенсаторы предназначены для работы при температуре от -70 до $+700^{\circ}\text{C}$ на P_y до 6,3 МПа. Применение волнистых компенсаторов вместо П-образных сокращает расход труб и тепловой изоляции на 15÷25% снижает гидравлическое сопротивление и уменьшает количество опор и опорных конструкций, поддерживающих трубопровод. По сравнению с линзовыми компенсаторами волнистые имеют более широкий диапазон допускаемых давлений, большую компенсирующую способность и значительно меньшие продольные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

Сальниковые компенсаторы (рис.5.26) представляют собой трубу 1, вставленную в корпус 4. В зазоре между ними установлено уплотнительное кольцо 3 с грундбуксой 2. По конструкции сальниковые компенсаторы подразделяют на одно- и двусторонние. Компенсаторы соединяются с трубопроводом на сварке или на фланцах. Сальниковые компенсаторы изготавливают на P_y до 1,6 МПа, температуру до 300°C и D_y от 100 до 1000мм.

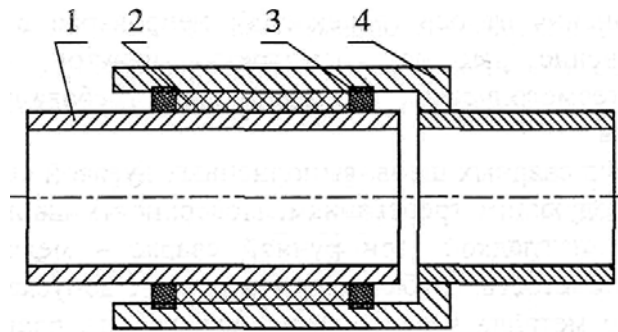


Рис.5.26. Сальниковый компенсатор: 1 - труба; 2 - грундбукса; 3 - уплотнительное кольцо 4 - корпус компенсатора

Сальниковые компенсаторы отличаются высокой компенсирующей способностью, небольшими размерами. Однако из-за трудности герметизация сальниковых уплотнений в технологических трубопроводах их применяют редко, а для трубопроводов горючих, токсичных и сжиженных газов их использование не допускается. Основные недостатки сальниковых компенсаторов - необходимость систематического наблюдения и ухода за ними в процессе эксплуатации, сравнительно быстрый износ сальниковой набивки и, как следствие, отсутствие надежной герметичности.

Качество сварных швов трубопроводов проверяют путем систематического пооперационного контроля, внешнего осмотра и измерения, неразрушающих методов контроля; испытаний механических свойств образцов пробных стыков и металлографических исследований. Результаты контроля сварных соединений фиксирует в соответствующих документах.

Пооперационный контроль включает в себя: проверку состояния и качества подлежащих сварке труб, деталей к элементам трубопроводов, арматуру и сварочных материалов, а также проверку правильности подготовки кромок и чистоты их поверхностей; контроль качества сборки стыков под сварку, смещений кромок, зазоров и величины несоосности; контроль технологии и параметров режима в процессе сварки.

Внешнему осмотру и измерению подлежат все сварные стыки для выявления возможных дефектов: трещин, выходящих на поверхность шва или основного металла в зоне термического влияния; наплывов и подрезов в зоне перехода от основного металла к сплавленному; прожогов и кратеров; неравномерности усиления

сварного шва по ширине и высоте также его отклонения от оси (перекосов); непроваров в случаях если сварное соединение можно осмотреть изнутри трубопровода; несоответствия геометрических размеров швов требованиям чертежей, проекта и ГОСТов.

Внешний вид сварных швов, выполненных дуговой сваркой, должен удовлетворять следующим требованиям. Поверхность швов должна быть слегка выпуклой и гладкой (при ручной сварке – мелкочешуйчатой); ноздреватость, пористость, грубая чешуйчатость не допускаются. Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Швы не должны иметь трещин, прожогов, кратеров и подрезов глубиной более 0,5 мм.

К неразрушающим методам контроля, с помощью которых выявляют в сварных соединениях возможные наружные, не доступные для внешнего осмотра, и внутренние дефекты (трещины, непровары, поры, шлаковые включения и др.), относят радиографический с применением рентгеновских и электрографических аппаратов, гамма-дефектоскопов, а также ультразвуковой с использованием ультразвуковых дефектоскопов УДМ-3, ДУК-66П, УД-10М, УД-24, УД-20УА и «ЭХО».

В качестве рентгеновских аппаратов непрерывного действия применяют РУП-120-5-1, РАП-150-7, РАП-150-03, РАП-160-6П, РУП-200-5-2, РАП-150/300 и РУП-400-5/1 и импульсных - МИРА-1Д, МИРА-2Д и МИРА-3Д. Для гаммаграфирования используют радиоизотопные источники и гамма-дефектоскопы: Гаммарид-192/40Т, Гаммарид-170/400 и Стапель-5М. Из электрорадиографических аппаратов наибольшее применение нашли ЭРГА-ПС, ЭРЕНГ, ЭРГА-П2 и АРЕКС-2.

Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения

Межцеховые трубопроводы прокладывают надземным или подземным способом. Способ прокладки определяется проектной организацией. В пределах границы промышленного предприятия прокладку межцеховых трубопроводов и паропроводов проектируют преимущественно над землей.

Надземным способом межцеховые трубопроводы прокладывают, как правило, на эстакадах (рис.5.27, а); отдельно стоящих стойках; балочных одноярусных эстакадах (рис.5.27, б), в которых трубопроводы прокладывают по поперечным траверсам;

опирающимся на балки; багорных двухъярусных (рис.5.27, в), в которых трубопроводы прокладывают по поперечным траверсам, опирающимся на балки или стойки эстакады; многоярусных с пролетными строениями ферменного типа (рис.5.27, г), а также на низких опорах, шпалах и др.

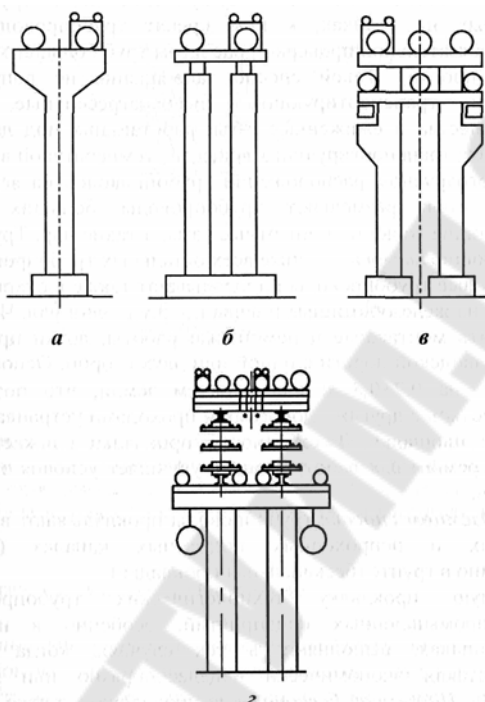


Рис.5.27. Типы эстакад межцеховых трубопроводов: а-отдельно стоящая стойка; б- балочная одноярусная; в - балочная двухъярусная, г - многоярусная

Для обеспечения свободного проезда внутризаводского транспорта и беспрепятственного прохода людей минимальная высота до низа трубопроводов или пролетных строений высоких эстакад на территории предприятия должна быть (м): над внутризаводскими железнодорожными путями (от головки рельсов) - 5,5; над автомобильными дорогами и проездами - 4,5 и над пешеходными проходами - 2,5.

Высоту от уровня земли до низа труб (или поверхности их изоляции), прокладываемых на низких опорах, принимают с учетом возможности производства ремонтных работ, но не менее: при ширине группы труб до 1,5 м - 0,35 м; при ширине 1,5 м и более - 0,5 м.

Для того чтобы использовать несущую способность трубопроводов прокладываемых на стойках, к ним крепят трубопроводы меньших диаметров (с обязательной проверкой

расчетом труб большего диаметра на допускаемый прогиб). Такой способ закрепления не допускается на трубопроводах: транспортирующих высокоагрессивные, ядовитые токсичные вещества и сжиженные газы; работающих под давлением от 6,3 МПа и более; транспортирующих вещества температурой выше 300⁰С.

При многоярусном расположении трубопроводов на верхнем ярусе эстакад или опор размещают трубопроводы больших диаметров, транспортирующие горючие и инертные газы, а также пар. Трубопроводы, транспортирующие кислоты, — ниже всех остальных трубопроводов.

Межцеховые трубопроводы прокладывают также в открытых лотках и укладывают на железобетонные шпалы по дну в один ряд. Чтобы можно было выполнять монтажные и ремонтные работы, лотки прокладывают вдоль внутривозвратной дороги с одной или двух сторон. Основные дороги приподнимают на 0,7÷0,8 м над уровнем земли, что позволяет при пересечении лотков с другими дорогами и проходами устраивать переезды и переходные площадки. Такой способ прокладки снижает стоимость монтажных и ремонтных работ, а также улучшает условия эксплуатации трубопроводов.

При подземном способе трубопроводы прокладывают в проходных, полупроходных и непроходных подземных каналах (рис. 5.28), непосредственно в грунте (безканальная прокладка).

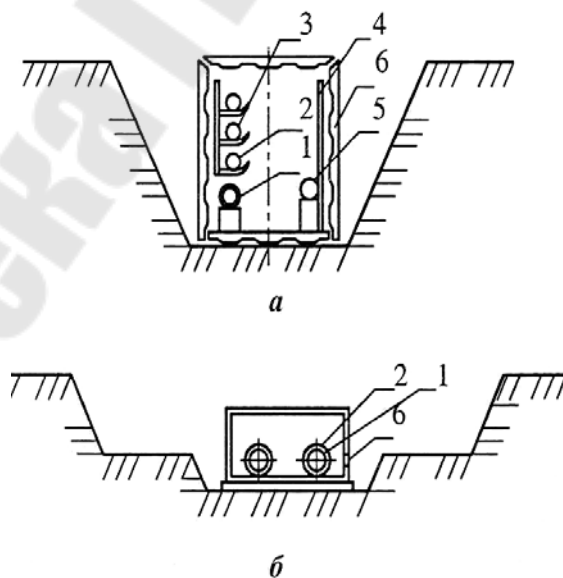


Рис. 5.28. Подземная прокладка трубопроводов в каналах: а- проходном, б- непроходном; 1 - подающая теплосеть, 2 - обратная теплосеть, 3 - трубопроводы горячего водоснабжения, 4 - электрокабель, 5 - водопровод, 6 - сборные железобетонные конструкции

Подземную прокладку технологических трубопроводов на территории промышленных предприятий, особенно в непроходных подземных каналах, выполняют в тех случаях, когда сооружение надземных эстакад экономически нецелесообразно или практически неосуществимо. Подземная безканальная прокладка, а также прокладка в подземных непроходных каналах трубопроводов для горючих и сжиженных газов не разрешается. Безканальную прокладку применяют в основном для одиночных трубопроводов, транспортирующих вещества температурой не более 150⁰С и в благоприятных грунтовых условиях.

Подземные трубопроводы укладывают непосредственно в грунт обычно на глубине, несколько превышающей глубину промерзания грунта, но не менее чем на 0,6 м (от верха трубы до планировочной отметка).

При пересечениях с внутризаводскими железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы прокладывают в защитных патронах (футлярах) из стальных труб большого диаметра. При таких пересечениях глубина заложения подземных трубопроводов от подошвы шпалы или поверхности дорожного покрытия до верха защитного патрона трубопровода должна быть не менее 1 м. При выборе пересечения следует пользоваться методом оптимального проектирования.

Монтаж надземных трубопроводов

Надземные трубопроводы монтируют укрупненными блоками или секциями. Монтаж межцеховых трубопроводов отдельными трубами допускается только в тех случаях, когда из-за стесненных условий прокладка секциями становится невозможной.

По виду укрупнения блоки могут быть из строительных конструкций, трубопроводные и комбинированные.

Блоки из строительных конструкций используют при возведении сборных железобетонных и металлических эстакад балочного и ферменного типов и в их состав входят балки, траверсы, переходные мостики и их ограждения, фермы, элементы связей.

В состав трубопроводных блоков могут входить: прямые участки трубопроводов, состоящие из одной или нескольких секций (в пределах температурного блока); спутники: П-образные линзовые или сальниковые компенсаторы; теплоизоляция.

Комбинированный блок - это собранное пролетное строение эстакады с установленными и закрепленными трубопроводными блоками.

Выбор вида блока и степени его укрупнения определяется ППР в зависимости от конструктивных решений эстакад, количества и расположения трубопроводов, их диаметров, наличия грузоподъемных механизмов и транспортных средств, а также местных условий производства работ. Обычно монтаж ведут трубопроводными и комбинированными блоками.

Укрупнительную сборку блоков производят на сборочных площадках - перемещаемых или стационарных, которые располагают в зоне действия монтажного крана.

Трубопроводные блоки собирают в следующей последовательности: грузят, транспортируют и разгружают арматуру, детали, узлы и секции; устанавливают стеллажи или стенды; подготавливают кромки секций под сварку; строят секции, поднимают и укладывают их на стеллажи; собирают и сваривают стыки, контролируют качество сварных соединений; размечают места установки опор и закрепляют опоры; контролируют качество, маркируют и принимают блоки.

Монтаж подземных трубопроводов

Безканальная прокладка в траншеях. При безканальной прокладке трубопроводы монтируют укрупненными секциями и плетями. При безканальном способе обязательна предварительная гидроизоляция трубопроводов до укладки их в траншею.

Изолированные трубопроводы укладывают на деревянные брусья-лежки или валики вынутаго грунта. Это необходимо для удобства захвата трубопровода монтажными полотнищами при укладке в траншею, для выполнения сборочных и сварочных работ, а также для контроля качества изоляции. Перед укладкой трубопровода проверяют соответствие размеров траншеи и отметок проектным. Дно траншеи после рытья должно быть спланировано так, чтобы трубопровод на всем протяжении имел заданный проектом уклон и лежал на грунте без провисания (провисание создает дополнительные напряжения в его стенках).

При укладке трубопровода, покрытого антикоррозионной изоляцией, необходимо принимать меры, предупреждающие нарушение целостности изоляционного покрытия. Для этого при

подъеме применяют инвентарные мягкие полотенца, состоящие из стального каната с внутренней защитной оболочкой из прочного белтинга или прорезиненной ткани.

В летнее время центрирование и сверку монтажных стыков, а также укладку и засыпку трубопроводов следует производить в самое прохладное время суток (утром), т.к. при укладке в жаркое время трубопровод удлинится и будет защемлен засыпанным грунтом. В дальнейшем при охлаждении металла труб, особенно в зимнее время, в сварных стыках возникнут значительные растягивающие напряжения.

В зимнее время трубы укладывают в траншею сразу же после подчистки дна траншеи и засыпают талым грунтом на глубину не менее 30÷50 см над верхом трубы.

Секции трубопровода опускают на дно траншеи плавно, без рывков и ударов о стенки и дно траншеи.

После укладки в траншею трубопровод на всем протяжении должен опираться на нетронутый или плотно утрамбованный грунт. Траншею засыпают в два приема. Сначала присыпают, подбивают пазухи трубопровода и частично засыпают траншею на высоту 0,25÷0,3 м над верхом труб, оставляя свободными сварные стыки. Затем трубопровод подвергают гидравлическому испытанию, на которое составляют акт. После испытания траншею засыпают окончательно.

Прокладка трубопроводов в каналах. Трубопроводы прокладывают, в каналах на бетонных подушках с применением металлически, приварных или хомутовых опор. Свободное расстояние от дна канала до низа трубы или тепловой изоляции должно быть не менее 100 мм независимо от диаметра трубы.

Обычно трубопроводы монтируют при открытом канале. Опоры устанавливаемые на дне каналов, закрепляют так, чтобы они не препятствовали свободному стоку воды.

При укладке в каналах работы по окончательному закреплению трубопроводов в каждом температурном блоке ведут от неподвижных опор.

Секции трубопроводов, укладываемых в каналах, необходимо до укладки в проектное положение изолировать, оставляя свободными сварные стыки, которые изолируют после испытаний. Опоры крепят к секциям заранее, до монтажа, по снятой с натуры схеме расстановки опор, а также до их теплоизоляции. Такой способ

снижает трудоемкость монтажа и теплоизоляционных работ и повышает их качество.

Прокладка трубопроводов в футлярах. На пересечениях с внутренними железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы укладывают в футляры из стальных труб большого диаметра, концы которых должны выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или от края проезжей части автомобильной дороги. Концы футляров уплотняют просмоленной пряжью и заливают битумом. Внутренние диаметры футляров обычно на 100÷200 мм, больше наружных диаметров прокладываемых в них трубопроводов.

Футляр воспринимает давление грунта и подвижных нагрузок от работы транспорта. Футляры укладывают двумя способами: без нарушения нормальной работы транспорта (бестраншейный или закрытый) и с прекращением движения транспорта (открытый). Применение того или иного способа прокладки трубопровода зависит от категории дорог и путей.

Сооружение перехода трубопровода как открытым, так и закрытым (бестраншейным) способом состоит из следующих операций: разработки грунта, установки защитного футляра внутри разработанного грунта (одновременно с его разработкой или после), протаскивания через футляр изолированного трубопровода с установкой его на опоры, засыпки трубопровода и восстановления участка пересекаемой дороги. Сооружение перехода оформляют актом.

Монтаж компенсаторов

Перед установкой компенсаторов в проектное положение их контролируют внешним осмотром. Как правило, все компенсатору перед окончательным присоединением к трубопроводу должны быть предварительно растянuty или сжаты на величину, указанную в проекте, и установлены на трубопроводы вместе с распорным (или сжимающим) приспособлением, которое снимают лишь после окончательного закрепления трубопроводов на неподвижных опорах. Растяжку применяют для «горячих» линий трубопровода, а сжатие - для «холодных».

При монтаже трубопроводов широко применяют П-образные, линзовые, волнистые и сальниковые компенсаторы.

П-образные компенсаторы, как правило, устанавливают в горизонтальном положении и, как исключение, вертикально или наклонно. При установке таких компенсаторов вертикально или наклонно в нижних точках с обеих сторон компенсатора размещают дренажные штуцера для отвода конденсата, а в верхней части - воздухоотводчики.

Для обеспечения нормальной работы компенсатор устанавливают не менее чем на трех подвижных опорах, а обе стороны трубопровода закрепляют на неподвижных опорах.

Линзовые компенсаторы устанавливают на трубах, узлах или блоках до подъема в проектное положение. Собранный узел или блок с линзовыми компенсаторами необходимо на время транспортирования, подъема и установки предохранять от деформаций и повреждений. Для этого применяют дополнительные жесткости на компенсаторах. После установки узлов на опоры и закрепления временные жесткости удаляют. Линзовые компенсаторы при монтаже растягивают на половину их компенсирующей способности после их сварки или окончательного соединения на фланцах с трубопроводом.

Волнистые компенсаторы перед установкой осматривают, расконсервируют и проверяют соответствие температурного изменения Участка трубопровода проекту с допускаемой компенсирующей его способностью. Для угловых компенсаторов проверяют также величину изгиба. Гибкие элементы компенсаторов необходимо защищать от резких Механических нагрузок, от скручивающих нагрузок и от попадания искр при сварке.

Последовательность монтажа волнистых осевых компенсаторов зависит от наличия в их конструкции приспособлений для предварительной растяжки. Для обеспечения надежной работы компенсатора направляющие и неподвижные опоры устанавливают так, чтобы соосность патрубков или фланцев компенсатора составляла 2 мм, а взаимное отклонение осей патрубков компенсатора - не более 1 мм на каждые 200 мм монтажной длины компенсатора.

При монтаже вертикальных участков трубопроводов с волнистыми и линзовыми компенсаторами, для того чтобы исключить возможность их сжатия (растяжения) под действием силы тяжести на период монтажа на трубопроводе закрепляют поддерживающие скобы.

Сальниковые компенсаторы необходимо устанавливать строго по оси трубопровода без перекоса, величина растяжки их задается по проекту и определяется рисками, нанесенными на стакане и корпусе компенсатора.

Монтаж трубопроводов с обогревом

Трубопроводы с обогревом применяют при транспортировании легкозастывающих или выпадающих из растворов в виде кристаллов продуктов (например, расплавленные сера и нафталин), а также для поддержания заданной температуры продукта.

Для обогрева технологических трубопроводов в качестве теплоносителя используют горячую воду от системы теплофикации или пар от технологических паропроводов низкого давления.

Если к обогреву предъявляются специальные требования, то применяют и другие теплоносители, например, антифризы или масло.

В зависимости от интенсивности обогрева технологических трубопроводов существуют два способа обогрева - внешний и внутренний. Для внешнего обогрева применяют трубопроводы с рубашкой или со спутником. При внутреннем обогреве паропровод представляет собой прямую трубу или змеевик, размещенный внутри технологического трубопровода. Такой способ обогрева применяют редко, т.к. в этом случае затрудняется очистка трубопровода.

Способ обогрева и его конструктивное решение устанавливаются проектом на основании соответствующих тепловых расчетов и технологических требований.

Трубопроводы с рубашкой используются только при необходимости интенсивного обогрева или точного регулирования температуры.

Трубопровод с рубашкой (рис.5.29.) состоит из двух труб разного диаметра, а часто и разного материала, одна из которых вставлена в другую. Пар для обогрева подают в наружный корпус рубашки 2, а по внутреннему трубопроводу 3 транспортируется продукт.

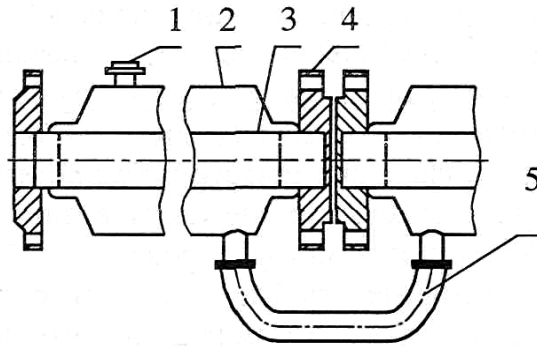


Рис.5.29. Схема участка трубопровода с рубашкой: 1 - штуцер; 2 - рубашка; 3 - обогреваемый трубопровод; 4 - фланец плоский приварной; 5 - обводная труба

Пускают пар и отводят конденсат через штуцер 1. В местах фланцевых соединений трубопроводов рубашки соединяют обводными трубами 5.

Трубопровод с рубашкой выполняют из коротких отрезков труб с фланцами на концах (рис.5.30.). Концы корпуса, образующего рубашку 2, подкатывают и приваривают к основным трубам около фланцевых соединений 3.

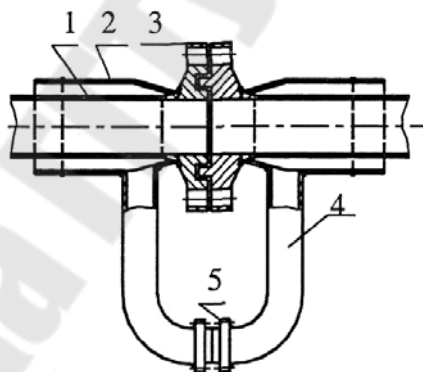


Рис.5.30. Узел фланцевого соединения трубопровода с рубашкой: 1 - обогреваемый трубопровод; 2 - рубашка; 3 - фланцевое соединение; 4 - обводная труба; 5 - фланцевое соединение обводной трубы

Равномерность обогрева транспортируемого продукта в значительной степени зависит от качества центрирования труб. Гнутье труб с рубашкой производят на станках с нагревом токами высокой частоты или в холодном состоянии. При совместном изгибе в холодном состоянии трубы вставляют одна в другую, наполняют межтрубное пространство песком или канифолью. Иногда, чтобы сохранить в месте изгиба постоянный зазор, на внутреннюю трубу приваривают центровочные перфорированные кольца (в 3÷4 местах).

При прокладке трубопроводов из нержавеющей стали, трубопроводов высокого давления и в других случаях, когда приварка рубашки к обогреваемой трубе не допускается, необходимое уплотнение достигается с помощью сальников. Вместо рубашки для обогрева можно использовать электронагревательные элементы в виде эластичных лент, которые спиралью наматываются на трубопровод.

При монтаже обводные трубки на горизонтальных участках трубопроводов помещают строго горизонтально, чтобы не образовались мешки. На трубопроводах с уклоном участки обводных трубок присоединяемые к штуцерам рубашек, располагают горизонтально, а уклон средней части - в соответствии с уклоном трубопровода. При сборке фланцевых соединений обводных трубок нельзя допускать принудительного натяга и перенапряжения в штуцерах.

При укладке трубопроводов на неподвижные опоры к ним крепят основную (обогреваемую) трубу, а в рубашке в этих местах делают разрывы с обводными трубками. Крепить рубашки к неподвижным опорам не следует.

Трубопроводы со спутниками выполняют в виде трубы, которую прокладывают рядом с основным обогреваемым трубопроводом. Спутники по конструкции бывают одиночные, состоящие из двух или трех труб, в виде спирали, навитой на основной трубопровод, и в виде двухканальной трубы специального профиля. Наиболее широко применяют одиночные трубы-спутники, которые размещают параллельно основному трубопроводу снизу или сбоку. Диаметр спутников, определяемый тепловым расчетом, равен 20÷50 мм

При горизонтальном расположении трубопровода спутники устанавливают под ним (при двух-трех спутниках - симметрично вертикальной оси).

Трубопроводы со спутником (рис.5.31) обычно закрепляют к основному трубопроводу на хомутах 3 или вязальной проволокой через каждые 0,4÷0,5 м. При этом труба-спутник 4 должна плотно прилегать к основному трубопроводу. В местах установки арматуры и фланцев 2 трубу-спутник изгибают и делают компенсатор 5 с фланцевым разъемом, чтобы можно было разбирать и ремонтировать соединение. Неподвижные крепления трубопроводов для спутников необходимо выполнять на общей опоре с основным трубопроводом.

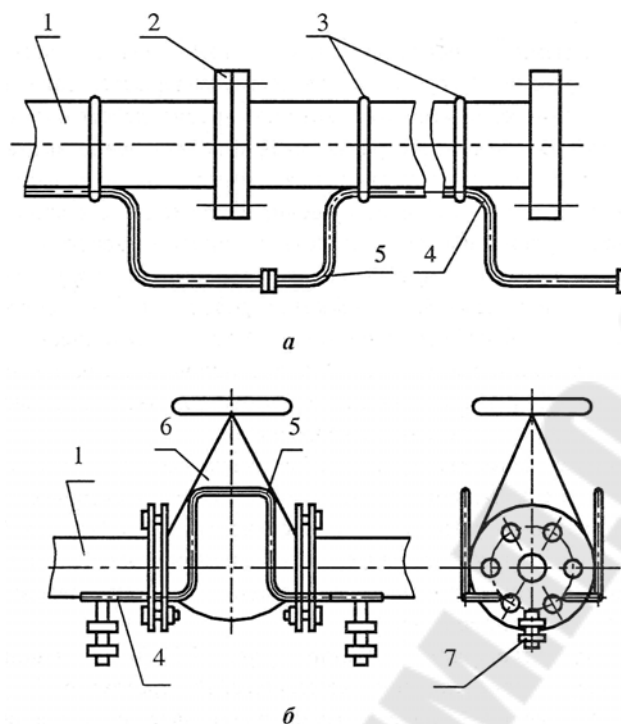


Рис.5.31. Схема участка трубопровода со спутником: а - на горизонтальных участках трубопровода; б - в месте установки арматуры; 1 - обогреваемый трубопровод, 2 - фланец, 3 - хомуты, 4 - труба-спутник, 5 - компенсатор спутника, 6 - арматура, 7 - спуск конденсата

Крепление обогревающих спутников к опорам и обогреваемому трубопроводу должно обеспечивать свободную дополнительную компенсацию тепловых удлинений спутника. В необходимых случаях на обогревающих спутниках предусматривают дополнительные компенсирующие устройства.

Для укладки обогревающих спутников с Ду 40 и 50 мм снизу трубопровода делают вырез в подвижных и неподвижных опорах.

Перед испытанием рубашки и отдельные участки трубопроводов-спутников продувают. При испытании трубопроводов с рубашкой сначала испытывают на прочность рубашку трубопровода, причем испытательное Давление должно составлять 1,25 рабочего давления теплоносителя в рубашке. При испытании рубашки фланцевые соединения обогреваемых труб не затягивают, чтобы можно было проверить отсутствие испытательной воды или воздуха в основном трубопроводе, которые могут попасть туда из-за прожога стенки трубы при приварке рубашки. Трубопроводы со спутником испытывают отдельно. По окончании испытаний трубопроводы покрывают общей теплоизоляцией.

Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии

При подземной прокладке стальные трубопроводы подвергаются почвенной коррозии. В грунтах почти всегда содержатся соли, кислоты, щелочи и органические вещества, которые вредно действуют на стенки стальных труб. В некоторых случаях такая коррозия может вызвать очень быстрое появление сквозных свищей в металле трубы и этим вывести трубопровод из строя. Такие разрушения происходят особенно часто в трубопроводах, уложенных без достаточной защиты от коррозии.

Защита подземных трубопроводов от почвенной коррозии может быть активной и пассивной. К активным средствам защиты подземных трубопроводов от наружной коррозии относятся электрические методы катодная и протекторная защита. При пассивной защите на наружную поверхность трубопроводов наносят покрытия и изоляцию, при активной - устраняют причины, вызывающие коррозию.

Катодная защита (рис.5.32, а) заключается в наведении на трубопровод специальными установками внешнего электрического поля, создающего катодный потенциал на поверхности трубы. При такой защите коррозионному разрушению подвергается электрически подключенный к защищаемому трубопроводу 1 анод 3, изготовленный из электропроводных материалов.

При протекторной защите (рис.5.32, б) к защищаемому трубопроводу 1 присоединяют металлический протектор 5 (анодный электрод), и имеющий более вязкий электрический потенциал, чем потенциал металла трубопровода. С применением протекторной защиты трубопровод принимает полярность катода, а протектор - анода.

Средства защиты выбирают на основе данных о коррозионной активности грунтов (агрессивности грунтов по отношению к стальным трубам), а также технико-экономических обоснований. Коррозионная активность грунтов в зависимости от их состава может быть низкой, средней и высокой. Песчаные грунты, если они не содержат каких-либо химических загрязнений, относятся к грунтам низкой коррозионной активности, солончаковые и глинистые с известковыми примесями - средней, а торфяные и черноземные - высокой.

Наиболее распространенный способ пассивной защиты почвенной коррозии - нанесение изоляционного покрытия трубопроводов.

Обычно используют покрытие из негодных битумов с наполнителями, из липких поливинхлоридных и стабилизированных сажей полиэтиленовых лент.

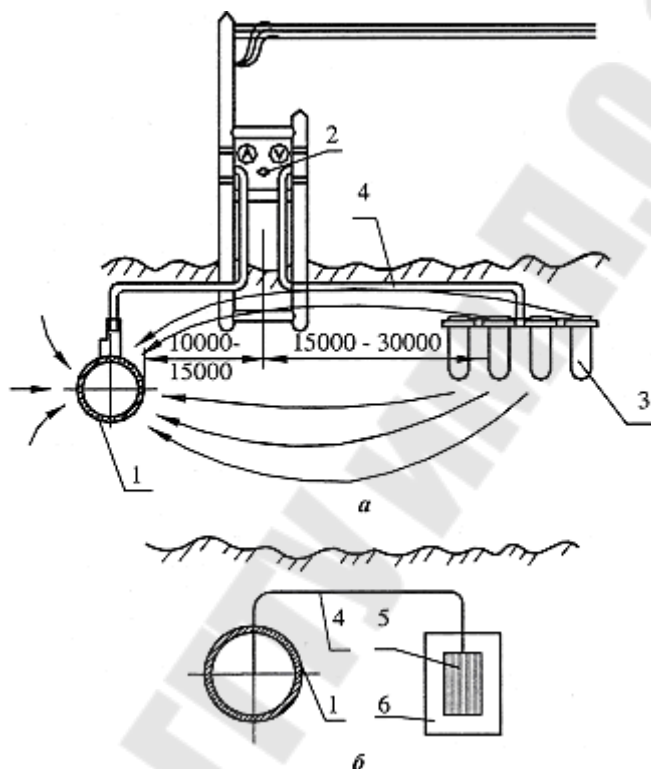


Рис.5.32. Схема установки защиты: а - катодной. б - протекторной; 1 - трубопровод, 2 - катодная сетевая станция, 3 - анодное заземление, 4 - соединительный проводник, 5 - протектор, 6 - наполнитель

По степени коррозионной активности грунтов применяют нормальное и усиленное изоляционное покрытия (табл.5.18).

Таблица 5.18

Тип и конструкция изоляционного покрытия

Тип покрытия	Конструкция покрытия	Толщина покрытия беззащитной оберткой, мм, не менее	Применение изоляции
Нормальное:			
Из полимерных	Грунтовка, липкая полимерная лента в 1	0,35	Для трубопроводов, укладываемых в

лент	слой, защитная обертка		грунты с низкой и средней коррозионной активностью
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 3 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка	4,00	
Усиленное:			
Из полимерных лент	Грунтовка, липкая полимерная лента в 2 слоя, защитная обертка	0,65	Для трубопроводов, укладываемых в грунты с высокой коррозионной активностью; на участках пересечения ж/д путей и а/м дорог; на переходах через реки, затапливаемые поймы рек, болота и т.п.
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 2÷3 мм, стеклохолст в 1 слой, слой битумно-резиновой мастики 2÷3 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка		
Битумное	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 5÷6 мм, стеклохолст в 1 слой, защитная обертка		

Примечания: 1) Допускается применение других изоляционных покрытия (эпоксидных, каменноугольных, кремнийорганических и силикатных эмалей), обладающих требуемой сплошностью, адгезией и механической прочностью. 2) Допускаемое отклонение толщины битумных покрытий до 4 мм не должно превышать 0,3 мм; более 4 мм - 0,5 мм.

Для того, чтобы защитное битумное покрытие прочно пристало к поверхности трубопроводов, его перед нанесением изоляции очищают от ржавчины, земли, пыли, влаги, копоти и окалины,

поддающейся механической очистке. Очищенную поверхность, которая должна иметь серый цвет с проблесками металла, чтобы не было коррозии, сразу же грунтуют. Чтобы усилить прилипаемость изоляционного покрытия к металлу трубопровода, грунтовку наносят на сухую поверхность ровным слоем, без пропусков, сгустков, подтеков и пузырей.

Тепловая изоляция трубопроводов

Тепловую изоляцию технологических трубопроводов применяют для защиты горячих и холодных поверхностей от потерь теплоты и холода, для сохранения температуры транспортируемого вещества, предотвращения его застывания, конденсации, для защиты от ожогов, если температура поверхности трубопроводов выше 60°C в местах возможного нахождения эксплуатационного персонала.

Тепловую изоляцию применяют для прокладываемых в помещениях и туннелях трубопроводов, если температура транспортируемого вещества 45°C и выше.

Для тепловой изоляции трубопроводов широко используют типовые детали, полносборные и комплектные теплоизоляционные конструкции заводского изготовления, допускающие выполнение монтажа промышленными методами. Детали и конструкции изготавливают из различных теплоизоляционных материалов (минеральной ваты, диатомита, перлита, асбеста, стеклоцемента, стеклопластика, ячеистых материалов).

Для изоляции трубопроводов выпускают большое количество комплектных и полносборных изделий (рис.5.33.): цилиндры, полуцилиндры (скорлупы), плиты из различных теплоизоляционных материалов (минеральной ваты, диатомита, перлита). Для покрытия изоляции применяют оболочки из листового металла, асбестоцемента, стеклотары, стеклоцемента и стеклопластика.

Большое распространение получили изделия из минеральной ваты, температуростойкость которой не менее 600°C . Минераловатные цилиндры на синтетическом связующем используют для тепловой изоляции трубопроводов диаметром от 25 до 219 мм, длиной от 500 до 1500 мм при температуре изолируемой поверхности от -30 до $+300^{\circ}\text{C}$.

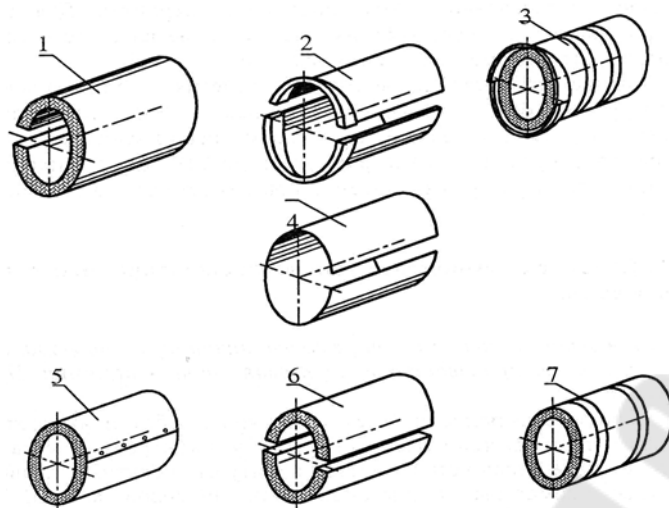


Рис.5.33. Полноборные теплоизоляционные конструкции: 1 - минеральный цилиндр; 2 - асбестоцементный полуцилиндр; 3 - полноборная конструкция из минерале ватного цилиндра и асбестоцементных полуцилиндров; 4 - металлическое покрытие; 5 - полноборная конструкция из минераловатного цилиндра и покрытия, скрепленного самонарезающими винтами; 6 - жесткие полуцилиндры; 7 - полноборная конструкция из полуцилиндров с покрытием пленкой, стянутая стальными бандажами

Методы испытаний трубопроводов и испытательное давление

Все технологические трубопроводы после монтажа перед сдачей их в эксплуатацию подвергают испытанию на прочность и плотность. Для особо ответственных трубопроводов, кроме испытания на прочность и плотность, производят испытание их на герметичность.

При испытании на прочность в трубопроводе создают давление, превышающее рабочее. При этом в конструкции трубопровода возникают повышенные напряжения, которые вскрывают его дефектные места.

При испытании на плотность в трубопроводе создают рабочее давление, при котором производят осмотр и обстукивание с целью выявления неплотности системы в виде сквозных трещин, отверстий и т.д. При испытаний на герметичность в трубопроводе воздухом или инертным газом создают рабочее давление, которое выдерживают в течение длительного времени (не менее 12 ч). При этом по манометру определяют величину падения давления за время испытания, по которой судят о герметичности системы. Этот вид испытания позволяет выявить мельчайшие неплотности системы.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность обычно производят одновременно гидравлическим или, пневматическим способом, о испытание на герметичность - только пневматическим. При испытании на прочность и плотность используют преимущественно гидравлический способ как наиболее безопасный. Пневматический способ предусматривают в следующих случаях: когда опорные конструкции или газопровод не рассчитаны на заполнение его водой: если температура воздуха отрицательная и отсутствуют средства, предотвращающие замораживание системы: гидравлический метод недопустим или невозможен по технологическим или другим требованиям.

Трубопроводы испытывают только при полностью смонтированных линиях или отдельных участках, после проверки исполнительной схемы внешнего осмотра и получения разрешения заказчика.

Пневматическое испытание трубопроводов на прочность не разрешается проводить в действующих цехах, а также на эстакадах и в каналах, где уложены другие трубопроводы, находящиеся в работе.

Вид и способы испытаний, значения испытательных давлений указывают в проекте для каждого трубопровода. При отсутствии этих указаний способ испытания (гидравлический или пневматический) выбирает монтажная организация и согласовывает с заказчиком, а вид и значения испытательных давлений принимают в соответствии с указанием СНиП 3.05.05-84. Испытательное давление для стальных технологических трубопроводов на прочность и плотность как гидравлическим, так и пневматическим способом приведено в табл. 7.7.

Таблица 5.19

Испытательное избыточное давление для стальных технологических трубопроводов

Вид трубопровода и его параметры	На прочность и плотность, МПа	На герметичность с определением падения давления,
		МПа
Трубопроводы с абсолютным давлением от 0,095 МПа до избыточного рабочего давления 0,5 МПа при температуре среды до 400 °С	1,50 P _{раб} , но не менее 0,2	P _{раб}

Трубопроводы с рабочей температурой среды выше 400 °С независимо от рабочего давления	1,50 P _{раб} , но не менее 0,2	P _{раб}
Трубопроводы для пара и горячей воды	1,25 P _{раб}	-
Трубопроводы для горючих, токсичных и сжиженных газов с рабочим давлением, МПа:		
до 0,005 МПа	-	0,02
Свыше 0,0051 до 0,05 МПа	-	P _{раб} +0,03
Свыше 0,051 до 0,1		P _{раб} , но не менее 0,85
от 0,001 до 0,95 абс. (вакуум)	0,2	0,1

При наличии на трубопроводе арматуры из серого чугуна пневматическое испытание на прочность допускается давлением не более 0,4 МПа независимо от диаметра трубопровода.

Испытанию следует по возможности подвергать весь трубопровод. Если испытанию подвергают отдельные участки, то их разбивку производит монтажная организация, в соответствии с необходимыми требованиями.

Смонтированные трубопроводы, как правило, испытывают до их изоляции, т.к. невозможно под изоляцией обнаружить дефекты трубопровода. Разрешается проводить испытания трубопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков независимо от вида труб с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения оставляют неизолированными и доступными для осмотра. Трубопроводы пара и горячей воды, подконтрольные Госгортехнадзору, испытывают с нанесенной изоляцией (кроме сварных и фланцевых стыков) после получения разрешения местного органа Госгортехнадзора.

Трубопроводы для пара и горячей воды подвергают только гидравлическим испытаниям.

Защитная и опознавательная окраска

Наружную поверхность трубопроводов окрашивают для защиты от коррозии. Окраска бывает различной в зависимости от места прокладки, наличия тепловой изоляции и температуры транспортируемого продукта.

Защитной окраске подлежат все надземные трубопроводы из углеродистой стали с тепловой изоляцией, покрытой кожухами, или

без нее, прокладываемые как на открытом воздухе, так и в помещениях. Исключение составляют изолированные трубопроводы, покрытые асбестоцементной штукатуркой, асбестоцементными формованными изделиями, а также имеющие кожух из коррозионно-стойких металлов (алюминия, оцинкованного железа и др.).

Трубопроводы окрашивают масляной краской, эмалями и лаками (перхлорвиниловыми, эпоксидными). Применяют также способ металлизации алюминием, цинком и другими защитными средствами в зависимости от условий, в которых работает трубопровод. Трубопроводы, прокладываемые в непроходных каналах, неизолированные и имеющие тепловую изоляцию, при рабочей температуре поверхности трубы или изоляции до 25°C окрашивают битумным лаком. При более высоких температурах поверхностей такие трубопроводы не окрашивают.

Помимо основной защитной окраски, все технологические трубопроводы должны иметь опознавательную цветную окраску.

Опознавательную окраску (ГОСТ 14202-69), предупреждающие знаки и маркировочные щитки трубопроводов применяют для того, чтобы определить содержимое трубопровода.

Таблица 5.20

Опознавательная окраска

Вещество, транспортируемое по трубопроводу	Цвет окраски трубопровода
Вода	Зеленый
Пар	Красный
Воздух	Синий
Газы горючие и негорючие	Желтый
Кислоты	Оранжевый
Щелочи	Фиолетовый
Жидкости горючие и негорючие	Коричневый
Прочие вещества	Серый

Противопожарные трубопроводы независимо от содержимого (вода, пена, газ, пар) окрашивают по всей поверхности, включая запорно-регулирующую арматуру, в красный цвет.

Окраска трубопроводов в отличительные цвета может быть сплошной по всей поверхности или отдельными участками в виде поясов шириной не менее трех наружных диаметров трубопровода. Опознавательные пояса при окраске участками наносят в наиболее ответственных местах трубопроводов (на ответвлениях у мест

соединений, фланцев, мест отбора, арматуры и контрольно-измерительных приборов, в местах перехода трубопроводов через стены, перегородки и перекрытия) не реже чем через 10 м внутри производственных помещений и на наружных установках и 30+60 м на наружных магистральных линиях.

Для обозначения наиболее важных свойств транспортируемых веществ на трубопроводах наносят предупреждающие сигнальные кольца: красного цвета - для обозначения легковоспламеняющихся, огнеопасных и взрывоопасных веществ; желтого - опасных и вредных (ядовитых, токсичных, вызывающих химические или термические ожоги, находящихся под высоким давлением или глубоки вакуумом); зеленого - безопасных и нейтральных. По степени опасности транспортируемого в трубопроводе продукта для жизни и здоровья людей или эксплуатации предприятия на трубопровод наносят разное количество предупреждающих колец - от одного до трех.

Для дополнительного обозначения вида веществ и их параметров, необходимых по условиям эксплуатации, применяют буквенные и цифровые надписи, которые наносят непосредственно на трубопроводы или специальные маркировочные щитки, а также на поверхности конструкций, к которым прикреплены трубопроводы.

Направление потока веществ, транспортируемых по трубопроводам, указывают острым концом маркировочных щитков или стрелками, наносимыми непосредственно на трубопроводы.

Для обозначения трубопроводов с особо опасным для здоровья и жизни людей или эксплуатации предприятия содержанием, а также при необходимости конкретизировать вид опасности дополнительно к цветным предупреждающим кольцам наносят предупреждающие знаки треугольной формы с изображением черного цвета на желтом фоне. Такие знаки изготавливают из листовой стали, пластмассы, прессованного картона и древесины. Эти знаки навешивают на трубопровод или устанавливают на конструкциях, к которым они прикреплены.

В том случае, если от воздействия протекающих веществ может измениться оттенок отличительных цветов, обозначение на трубопроводах наносят с помощью маркировочных щитков.

Во всех производственных помещениях, где проложены трубопроводы, на хорошо доступных для обозрения местах вывешивают схемы опознавательной окраски трубопроводов с

расшифровкой цветов, предупреждающих знаков и прочих условных обозначений, принятых для маркировки трубопроводов.

Сдача и приемка

Перед сдачей и приемкой трубопроводов в эксплуатацию окончательно проверяют выполнение всех строительных, монтажных и специальных работ, а также наличие монтажной технической документации на выполненные работы.

Технологические трубопроводы сдают в эксплуатацию одновременно с промышленными установками, агрегатами, цехами и другими объектам, к которым они относятся.

Межцеховые трубопроводы, обслуживающие несколько объектов, можно сдавать самостоятельно по окончании всех относящихся к ним строительных, монтажных и специальных работ.

При сдаче в эксплуатацию технологических трубопроводов на условное давление до 10 МПа монтажная организация обязана представить заказчику следующую техническую документацию: акты внутренней чистки трубопроводов; паспорта на арматуру и испытания трубопроводной арматуры (если оно проводилось: акты на укладку патронов, журналы сварочных работ (для трубопроводов I и II категорий); акты испытания трубопроводов на прочность и плотность; акты промывки и продувки трубопроводов; акты дополнительного пневматического испытания трубопроводов на плотность; акты готовности траншей и опорных конструкций к укладке трубопроводов; заключение о качестве сварных соединений; протоколы механических испытаний сварных образцов, сертификаты на трубы и сварочные материалы; список сварщиков участвовавших в сварке трубопроводов, с указанием номера удостоверения и клейма; исполнительные схемы трубопроводов (для трубопроводов I категории); акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов.

Для регистрации трубопровода пара и горячей воды монтажная организация представляет в местные органы Госгортехнадзора: паспорт трубопровода, содержащий данные о его характеристике, рабочих параметрах, результатах освидетельствования и др.; свидетельство о качестве изготовления узлов трубопроводов; свидетельство о качестве монтажа трубопроводов; аксонометрическую схему трубопровода.

Свидетельство о качестве изготовления узлов и монтажа трубопроводов; паспорта арматуры; сертификаты на применяющиеся при монтаже электроды; удостоверения и данные о результатах проверки электросварщиков; данные о результатах испытаний пробных образцов сварных стыков; журнал термообработки сварных стыков из легированной стали; протокол испытания сварных стыков неразрушающими методами контроля; журнал измерений диаметров паропроводов для наблюдения за ползучестью металла; журнал фиксации оси трубопровода; журнал исходных измерений положения паропровода по реперам термического перемещения.

Литература

1. Хранение нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие/ В.Н. Антищев, Г.В. Бахмет, Г.Г. Васильев и др.; Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова.- М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-560 с.
2. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шамазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов.- Уфа: ООО «Дизайн - Полиграф Сервис», 2002.-658 с.
3. Ф.А. Давлетьяров, Е.И. Зоря, Д.В. Цагарели. Нефтепродуктообеспечение. Под редакцией д.т.н., профессора Д.В. Цагарели. М.: И.Ц. «Математика», 1998.-662 с.
4. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: Справочник/ И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнатов и др.; Под ред. В.М. Школьников. Изд. 2-е перераб. и доп.- М.: Издательский центр «Техинфорт», 1999.-596 с.
5. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. М.: Химия, 1987, 152 с.
6. Автозаправочные станции: Оборудование. Эксплуатация. Безопасность.: В.Г. Коваленко, А.С. Сафонов, А.И. Ушаков, В. Шергалис.- СПб.: НП ИКЦ, 2003.-280 с.
7. Проектирование и эксплуатация нефтебаз, Учебник для ВУЗов/ С.Г. Едигаров, В.М. Михайлов, А.Д. Прохоров, В.А. Юфин-М., Недра, 1982, 280 с.
8. ВНТП 5-95 «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами».
9. СНБ 3.02.01 – 98 «Склады нефти и нефтепродуктов».

Содержание

Введение	1
Тема 1. Общие сведения о нефтебазах	3
1.2 Классификация хранимых жидкостей и СНН.	3
1.2 Генеральный план.	6
1.3 Режим работы нефтебаз.	14
1.5 Хранение нефтепродуктов	17
Тема 2 Основное оборудование СНН	29
2.1 Особенности проектирования СНН второй группы.	29
2.2 Состав сооружений СНН	32
Тема 3 Особенности работы с нефтепродуктами	35
3.1 Прием и отгрузка нефтепродуктов. Перекачка нефтепродуктов. Измерение количества нефтепродуктов. Подогрев нефтепродуктов. Отработанные нефтепродукты.	35
3.2 Мероприятия по охране окружающей среды. Автоматизация, контроль и управление технологическими процессами.	57
Тема 4 Электрохимическая защита и инженерное обеспечение нефтебаз	62
4.1 Связь и сигнализация. Электрохимическая защита. Требование к системам водоснабжения и канализации. Теплоснабжение, отопление и вентиляция.	62
Тема 5. Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов	75
5.1 Номенклатура отечественных резервуаров. Технические характеристики резервуаров. Технико-экономические показатели резервуаров. Эксплуатация резервуарных парков. Резервуары с плавающей крышей.	75
5.2 Обслуживание резервуаров. Общий порядок ремонтов резервуаров на нефтебазах. Тушение пожаров на резервуарах. Определение объема резервуарного парка и выбор типов резервуаров.	99
5.3 Технологические трубопроводы Назначение и устройство технологических трубопроводов. Трубы, детали и соединения стальных трубопроводов. Трубопроводная арматура, детали контрольно-измерительных приборов. Монтаж стальных межцеховых трубопроводов общего назначения.	105
Литература	159

Щиров Олег Васильевич

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ И ХРАНИЛИЩ**

**Пособие
по одноименной дисциплине
для слушателей специальности переподготовки
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение
и реализация нефтегазопродуктов»
заочной формы обучения**

Подписано в печать 06.04.18.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 9,53. Уч.-изд. л. 10,05.

Изд. № 19.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П.О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.